



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

*Diseño de una instalación de generación distribuida
(autoconsumo energético) para una vivienda
residencial o edificio de sector terciario, utilizando
como herramienta computacional el programa PVsyst*

Autor: Ana María Palencia Poblet

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
(AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UNA VIVIENDA RESIDENCIAL O
EDIFICIO DE SECTOR TERCIARIO, UTILIZANDO EL PROGRAMA PVSYST** en la
ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ana Mª Palencia Poblet

Fecha: 3/8/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 3/8/ 2021

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Ana M^a Palencia Poblet DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *Diseño de una instalación de generación distribuida (autoconsumo energético) para una vivienda residencial o edificio de sector terciario, utilizando como herramienta computacional el programa PVsyst*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 3 de Agosto de 2021.

ACEPTA

Fdo.....



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

*Diseño de una instalación de generación distribuida
(autoconsumo energético) para una vivienda
residencial o edificio de sector terciario, utilizando
como herramienta computacional el programa PVsyst*

Autor: Ana M^a Palencia Poblet

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto 2021

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a Consuelo Alonso Alonso, por su apoyo durante todas las fases del desarrollo del trabajo.

A mi familia por ayudarme en todo momento

A mi amigo Lolo Moncada por el tiempo que me ha dedicado y todo lo que me ha respaldado.

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UNA VIVIENDA RESIDENCIAL O EDIFICIO DE SECTOR TERCIARIO, UTILIZANDO COMO HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EL PROGRAMA PVSYST

Autor: Palencia Poblet, Ana María.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas)

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo principal estudiar la viabilidad tanto técnica como económica del diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para cubrir los consumos comunes de un edificio ubicado en Barcelona. Para ello se ha utilizado el programa PVSyst que realiza una simulación de la energía captada anualmente, así como una estimación de la energía autoconsumida empleada.

Una de las principales motivaciones de este trabajo es la situación de emergencia que se está viviendo actualmente con el cambio climático. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (en adelante, PNIEC), las emisiones de gases de efecto invernadero deben verse reducidas al menos un 23% de cara a 2030 respecto 1990, y de este modo convertir España en un país con un sistema descarbonizado en el año 2050. Para poder alcanzar unas cifras tan ambiciosas, el objetivo debe ser conjunto, por una parte, las grandes compañías eléctricas, por otra la administración vía subvenciones, y por otra los pequeños consumidores, es decir la ciudadanía. Las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo son, pues, una solución eficaz para involucrar la ciudadanía a cumplir con los objetivos fijados por PNIEC y el Real Decreto 244/2019.

Ante la situación de emergencia que se está viviendo, se han divulgado diversos planes y medidas para incentivar la descarbonización del sistema de generación; desde el PNIEC hasta el Real Decreto 244/2019 o bien la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050). Una de las muchas energías que recomiendan estos planes para la reducción de gases de efecto invernadero es la energía solar fotovoltaica, que en los últimos años ha aumentado hasta 2812 MWp instalados en España en 2020. Una sección muy importante dentro de la energía solar fotovoltaica es sin duda el autoconsumo, que en 2020 incluso a pesar de los efectos producidos por el Covid, ascendió hasta los 596 MWh anuales y 1539 MWh acumulados; el sector doméstico supuso en 2020 un 19% de las nuevas instalaciones frente al 10% del año anterior [1]. Además, la fotovoltaica contribuyó en 2020 en un 6,2% al mix de generación de España.

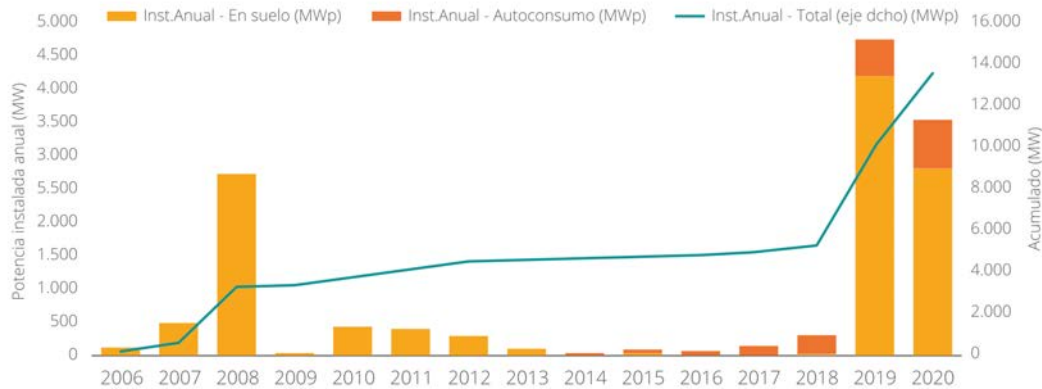


Gráfico 1: Potencia Solar Fotovoltaica en España. Fuente: [15]

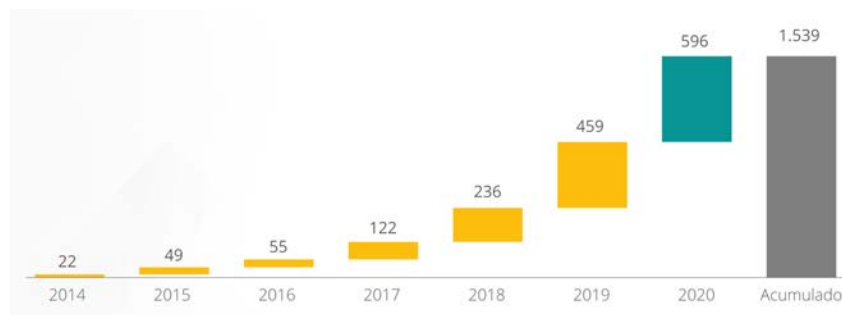


Gráfico 2: Estimación de potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente: [15]

En el Gráfico 1 se puede observar cómo tras la publicación de diversas medidas que fijan unos objetivos de cara al futuro, la potencia instalada solar fotovoltaica se ha disparado exponencialmente, así como la potencia instalada de autoconsumo mostrada en el Gráfico 2.

Para poder desarrollar el proyecto, se procedió a buscar los datos de radiación solar del emplazamiento elegido. Se seleccionaron tres bases de datos con la información disponible, y se analizaron para escoger qué datos se iban a utilizar de las tres bases. Al final se emplearon los datos de Meteonorm.

Se ha procedido a realizar dos diseños: un diseño de una instalación aislada (con los cálculos hechos analíticamente) y una instalación conectada a red (con cálculos realizados de forma computacional y analítica). Para cada tipo de instalación se ha especificado sus elementos necesarios. Para el caso de la instalación aislada, al no estar conectada a la red, se ha diseñado para cubrir el consumo total del edificio, por lo que uno de los elementos necesarios en estas instalaciones eran los acumuladores, capaces almacenar la energía solar generada por el sistema fotovoltaico cuando ésta sobrepasa el consumo del edificio. Para poder realizar los cálculos necesarios, se tenía que calcular el consumo medio diario del edificio; si la energía consumida anualmente es de 6600 kWh, se estimó una potencia diaria de 21700 Wh/día.

Para la instalación aislada se dimensionó con distintos métodos según las características del regulador. En primer lugar, si el regulador disponía de seguimiento de punto de máxima captación se procedía a usar dos criterios:

- Criterio de mes crítico: consiste en sobredimensionar la capacidad del generador fotovoltaico para cubrir el consumo del peor mes del año. Como consecuencia, el número de paneles fotovoltaicos necesarios es mayor que con el segundo criterio. Este es el criterio que se emplea para dimensionar las instalaciones aisladas, puesto que están obligadas a cubrir el consumo total del edificio en cuestión.
- Criterio de máxima captación de energía anual: a diferencia del criterio anterior, este subdimensiona la capacidad del generador fotovoltaico de tal forma que el coste de la instalación será más bajo. Al disminuir su capacidad, estas instalaciones no llegan a cubrir el consumo total, por lo que serán muy comunes en instalaciones conectadas a la red.

Tras analizar los resultados obtenidos de los diversos criterios, se empleó un regulador con seguimiento al punto de máxima potencia y dimensionado con el mes crítico. Finalmente, la instalación contaba con un regulador con seguimiento MPPT y 24 paneles solares, y con una potencia pico del generador de 9960 Wp.

Para el diseño de la instalación conectada a red, se diseñó teniendo en cuenta el criterio de máxima captación de energía anual (al estar conectado a red y ser más barato). Para este tipo de instalación, en caso de producirse más energía de la consumida diariamente, en lugar de acudir a las baterías para almacenar energía, existe la posibilidad de poder verterla a la red a cambio de una compensación, lo que mejora el rendimiento económico de la instalación.

Se han diseñado dos instalaciones, una que cubra el 50% del consumo del edificio, y una segunda que cubra el 100% del consumo. Se han realizado los cálculos tanto de forma analítica como de manera computacional, empleando el programa PVSyst. Este programa permite simular instalaciones fotovoltaicas generando a posteriori un informe completo del rendimiento de la instalación, así como sus particularidades. En función de los resultados obtenidos de las simulaciones, se procede a analizar ambas opciones económicamente para saber cuál de las dos saldrá más rentable a la comunidad de vecinos en los 25 años de vida útil que se han estimado de las instalaciones. En la siguiente tabla se muestran de forma resumida los resultados obtenidos de las instalaciones:

	Método de cálculo	Nº paneles	Energía generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)
100% consumo	PVSyst	12	8144	3927	5475	2669
	Analítico	13	7797,0	1656,45	2859,84	4937,16
50% consumo	PVSyst	7	4697	4131,6	2274,4	2427,2
	Analítico	8	4773,7	2686,15	398,35	4375,33

Tabla 1: Resultados de la instalación conectada a red

Se puede apreciar que el número de paneles empleados estimado con PVSyst difiere de un panel tanto en la instalación del 100% del consumo como en la del 50% del consumo. Para realizar el análisis económico y decidir cuál de las dos instalaciones sale la más rentable, se escogieron los datos obtenidos con el programa PVSyst, ya que tiene en cuenta momentos con mayor o menor radiación por pérdidas de sombreado, así como los flujos de energía vertidos a la red o provenientes de ella, por lo que los resultados salen más precisos.

Para el análisis económico se ha tenido en cuenta una subvención en la inversión inicial del 50%, ayuda que proporciona el Ayuntamiento de Barcelona. A continuación, se procede a analizar los beneficios anuales obtenidos del excedente producido y vertido a la red, así como el coste de importar energía de la red. También se ha tenido en cuenta el mantenimiento de la instalación y un coste adicional que agrupaba gastos de gestión e impuestos municipales. El análisis de rentabilidad se realizó con tres métodos distintos: calculando el VAN, el TIR y el *Payback*, obteniendo los siguientes resultados:

	<i>VAN</i>	<i>TIR</i>	<i>Payback</i>
50% del consumo	1.581,47 €	8,3%	12 años
100% del consumo	3.503 €	11,0%	10 años

Tabla 2: Resultado del estudio de viabilidad económica

El Valor actual neto de ambas instalaciones es mayor que cero, lo que significa que las dos son rentables. Sin embargo, los resultados de la instalación del 100% del consumo son todos mayores que los de la instalación que cubre el 50% del consumo, y los años que se necesitan para recuperar la inversión inicial es también menor. Por estos motivos, se escogería instalar la que cubre el 100% del consumo, de 12 módulos fotovoltaicos con una potencia de 5,395 kWp.

Cabe destacar el papel que tienen las subvenciones para estos tipos de instalación. Se ha estudiado la viabilidad de ambas instalaciones si no se facilitaran ayudas para poder darlas a cabo. Por una parte, para la instalación del 100% del consumo (la que se ha escogido como la más viable), el Valor Actual Neto sería negativo con un valor de -742,2€, y para la instalación del 50% del consumo, sin subvenciones quedaría un VAN de -1442,3€.

DESIGN OF A DISTRIBUTED GENERATION INSTALLATION (ENERGETIC SELF-CONSUMPTION) FOR A RESIDENTIAL APARTMENT OR THIRD SECTOR BUILDING USING AS A COMPUTATIONAL TOOL THE PVSYST PROGRAM

Author: Palencia Poblet, Ana María

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – (Universidad Pontificia Comillas)

ABSTRACT

The main objective of this project was the study of the technical and economic viability of a self-consumption photovoltaic solar installation, to cover the community consumption of an apartment building in Barcelona. For this, it was used the PVSyst program that performs a simulation of both the energy captured and the energy self-consumed.

One of the main motivations of this work was the emergency we are currently experimenting due to the climate change phenomenon. According to the *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (hereinafter, PNIEC), greenhouse gas emissions should be reduced by at least 23% by 2030 from the 1990 levels, making Spain a country with a decarbonized system by 2050. To reach such an ambitious goal, there should be a joint coordinated effort, by large utilities, by the administration via subsidies, and by end consumers. Solar photovoltaic installations for self-consumption result, therefore, in an effective solution to involve citizens in complying with the PNIEC and Royal Decree 244/2019 objectives.

Given the emergency situation being experienced, several plans and measures have been deployed to encourage the decarbonization of the generation system: from the PNIEC to Royal Decree 244/2019 or the Long-Term Decarbonization Strategy (ELP 2050). One of the many energy sources that these plans recommend for reducing greenhouse gases is photovoltaic solar energy, which in Spain it reached in 2020 2812 MWp installed. A very important part of the photovoltaic solar energy system is self-consumption which, in 2020 despite the negative Covid-related effects, rose to 596 MWh annually and 1539 MWh accumulated; households accounted for 19% of 2020 new installations compared to just 10% in the previous year [1]. In addition, photovoltaic solar energy contributed 6.2% to Spain's generation mix in 2020.

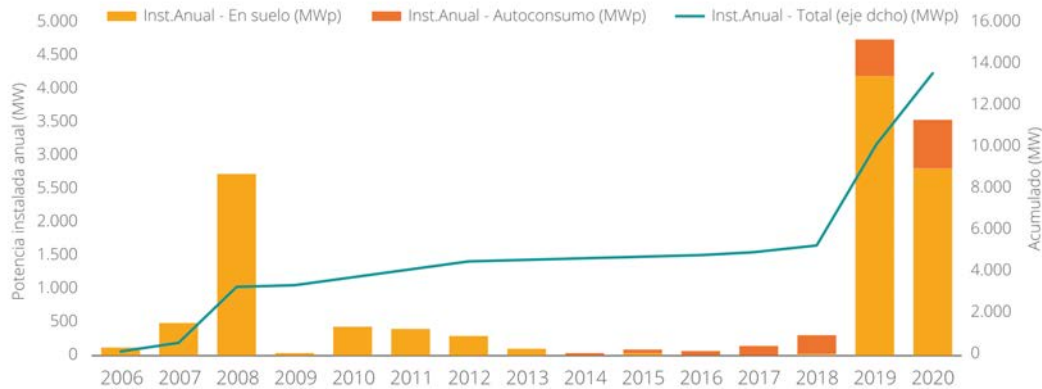


Gráfico 3: Photovoltaic Solar Power in Spain. Source: [15]

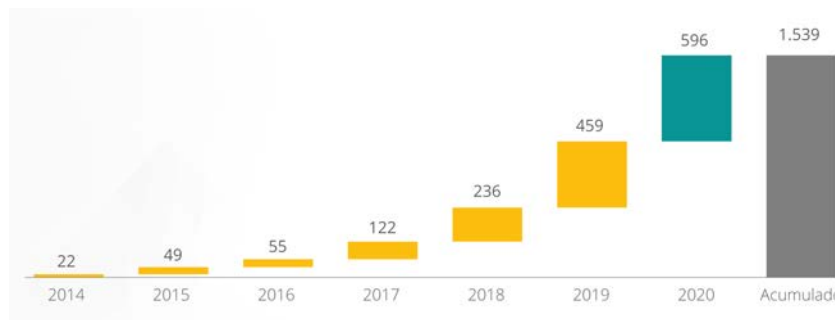


Gráfico 4: Estimation of installed photovoltaic self-consumption power. Source: [15]

In Graph 3 it can be seen how after the publication of various measures that set goals for the future, the photovoltaic solar installed power exploded, as well as the self-consumption installed power as shown in Graph 4.

To develop the project, we started looking for the solar radiation data of the chosen location. Three databases were pre-selected and after some suitability analysis the Meteonorm database was chosen.

Two designs were developed: an isolated installation (with calculations made analytically) and a network-connected installation (with calculations made both computationally and analytically). All necessary elements were specified for each type of installation.

In the case of the isolated installation, since it was not connected to the network and it was designed to cover total consumption of the building, one of the necessary elements were accumulators, capable of storing the solar energy generated by the photovoltaic system when it exceeded the building's consumption. To carry out the necessary calculations, the average daily consumption of the building needed be calculated; since the energy consumed annually was 6,600 kWh, a daily power of 21,700 Wh / day was considered.

On the other hand, the isolated installation was dimensioned with different methods according to the regulator characteristics. First, if the controller was able to monitor the maximum uptake point, two criteria could be used:

- *Critical month*: consists in dimensioning the photovoltaic generator capacity as to cover the consumption of the worst month of the year. Consequently, the number of photovoltaic panels would be greater than with the second criterion. This is the criterion that has been used to dimension the isolated installation, since they must satisfy the building total consumption.

- *Maximum annual energy capture*: unlike the previous criterion, this one undersizes the generator capacity and the installation cost will be lower. By reducing their capacity, these facilities do not satisfy total consumption, which is why they are common in network-connected installations.

After analyzing the results obtained from these two criteria, it was used a controller monitoring the maximum power point dimensioned according to the critical month criterium. Finally, the installation included a MPPT controller and 24 solar panels, with a generator peak power of 9960 Wp.

For the grid-connected installation design, it was considered the maximum annual energy capture criterion (resulting in a cheaper installation): the energy produced and not consumed daily can be reverted to the grid for a compensation instead of being sent to the batteries, which improves the installation profitability.

Two facilities were designed, one just covering 50% of the building's consumption, and another covering 100% of its consumption. The calculations were carried out both analytically and computationally, with the help of the PVSyst program. This program simulates photovoltaic installations, generating a complete performance report with its peculiarities. Based on the results from the simulations, the profitability of both options was analyzed assuming a total 25-year useful life. The following table summarizes the results obtained:

	Calculation method	Number of modules	Energy production (kWh)	Energy form the grid (kWh)	Energy to the grid (kWh)	Self-consumption energy (kWh)
100% of consumption	PVSyst	12	8144	3927	5475	2669
	Analytic	13	7797,0	1656,45	2859,84	4937,16
50% of consumption	PVSyst	7	4697	4131,6	2274,4	2427,2
	Analytic	8	4773,7	2686,15	398,35	4375,33

Tabla 3: Networked Installation Results

The number of panels estimated with PVSyst and analytically differs from one both in the 100% and in the 50% installations. To carry out the economic analysis and decide which of the two facilities was the most profitable, it was chosen the data obtained with the PVSyst program, since it considered shading losses and energy flows taken or sent to the grid.

For the economic analysis, a 50% subsidy provided by the Barcelona City Council for the initial investment was considered. Next, we calculated the annual compensation from the surplus produced and sent to the grid, as well as the cost of acquiring energy from it. The installation maintenance and additional costs, including management expenses and local taxes, was also considered. The profitability analysis was carried out with three different methods: NPV, IRR and Payback, obtaining the following results:

	<i>NPV</i>	<i>IRR</i>	<i>Payback</i>
50% of consumption	1.581,47 €	8,3%	12 years
100% of consumption	3.503 €	11,0%	10 years

Tabla 4: Result of the economic feasibility study

The NPV of both facilities was greater than zero, which means that both are profitable. However, the results of the 100% of consumption installation were higher than those of the 50% of consumption, and the years it took to recover the initial investment (payback) was lower. For these reasons the 100% consumption installation, with 12 photovoltaic modules and a 5,395 kWp power was chosen.

The role of subsidies for these types of installation is noteworthy. The viability of both facilities was studied in the case that this aid was not provided. On the one hand, for the installation of 100% of the consumption (the one that has been chosen as the most viable), the NPV would be negative with a value of -742,2 €, and for the 50% of the consumption installation, it was even worse the NPV without subsidies would be -1442,3 €.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Capítulo 1. ÍNDICES	20
1.1 ÍNDICE DE FIGURAS.....	20
1.2 ÍNDICE DE TABLAS.....	21
1.3 ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	24
Capítulo 2. Introducción	26
Capítulo 3. Marco regulatorio de Autoconsumo en España	27
Capítulo 4. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima	29
Capítulo 5. Penetración autoconsumo solar fotovoltaico en España	31
Capítulo 6. Descripción del emplazamiento	33
6.1 Emplazamiento:.....	33
6.2 Descripción del edificio:.....	33
6.3 Climatología.....	36
Capítulo 7. Recurso solar disponible	37
Capítulo 8. Principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo	41
Capítulo 9. Permisos requeridos para legalizar la instalación	47
Capítulo 10. Dimensionamiento mediante método analítico del sistema fotovoltaico aislado	49
10.1 Estimación de los consumos.....	49
10.2 Esquema básico de la instalación.....	49
10.2.1 Generador fotovoltaico.....	50
10.2.2 Dimensionamiento del sistema de acumulación (baterías).....	7
10.2.3 Dimensionamiento del inversor.....	8
10.2.4 Dimensionamiento del regulador.....	9
10.2.5 Dimensionamiento de los cables de la instalación.....	9
10.2.6 Protecciones.....	10

Capítulo 11. Dimensionamiento mediante método analítico del sistema fotovoltaico conectado a red.....	12
11.1 Esquema básico de la instalación.....	12
11.1.1 Módulo solar fotovoltaico.....	13
11.1.2 Elección del inversor.....	13
11.1.3 Estructura de soporte.....	15
11.1.4 Cálculo de la posición e inclinación de las placas solares	15
11.2 Dimensionamiento analítico	16
11.2.1 Dimensionamiento del campo de paneles.....	16
11.2.2 Dimensionamiento del cableado.....	18
11.2.3 Protecciones.....	19
11.2.4 Equipo de medida.....	19
11.2.5 Energía anual obtenida.....	21
11.3 Dimensionamiento con PVSyst	26
11.4 Análisis económico de viabilidad.....	36
11.4.1 Análisis de rentabilidad de la instalación.....	42
Capítulo 12. Solución de autoconsumo y conclusiones.....	48
Capítulo 13. Bibliografía.....	50
Capítulo 14. Anexos	52
14.1 Objetivos del Plan de Desarrollo Sostenible.....	53
14.2 Informes y simulaciones con PVSyst	55
58	
14.3 Planos.....	70
14.4 Fichas técnicas de los equipos	73

Capítulo 1. ÍNDICES

1.1 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Características catastrales del emplazamiento.....	33
Figura 2: Referencia catastral del edificio.....	34
Figura 3: Fachada del emplazamiento.....	34
Figura 4: Portería del edificio	35
Figura 5: Ascensor de la comunidad.....	35
Figura 6: Trasteros del emplazamiento	35
Figura 7: Garaje común del emplazamiento	35
Figura 8: Azotea del emplazamiento escogido	36
Figura 9: Esquema de radiaciones solares.....	37
Figura 10: Esquema explicativo del efecto fotovoltaico.....	42
Figura 11: Esquema de una instalación aislada.....	49
Figura 12: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial	50
Figura 13: Representación del ángulo azimut. [16]	51
Figura 14: Representación del ángulo de inclinación [16].....	51
Figura 15: Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Granada Solar.....	12
Figura 16: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial	13
Figura 17: Inversor Fronius International Symo 4.5-3-S 240 para el 100% del consumo..	14
Figura 18: Inversor Growatt 3000TL-US para el 50% del consumo	14
Figura 19: estructura de soporte para las placas fotovoltaicas.....	15
Figura 20: Descargador de Sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV.....	19
Figura 21: Contador Bidireccional Monofásico Directo 100A del a marca Maxge	20
Figura 22: pérdidas máximas respecto la inclinación del panel solar, Fuente: [8]	24
Figura 23: Distancia mínima para sombreados	25
Figura 24: Panel solar Canadian Solar Inc., modelo CS3W-415P HE.	27
Figura 25: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial	27
Figura 26: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: [11].....	53

1.2 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultados de la instalación conectada a red	12
Tabla 2: Resultado del estudio de viabilidad económica	13
Tabla 3: Networked Installation Results	16
Tabla 4: Result of the economic feasibility study	17
Tabla 5: Modificación del parque de generación durante 2020-2030. Fuente [13]	30
Tabla 6: Potencia solar fotovoltaica instalada de 2010 a 2019. Fuente [14].....	31
Tabla 7: Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente: [15].	32
Tabla 8: Comparativa de radiaciones globales de las tres bases de datos disponibles.....	38
Tabla 9: Recurso solar obtenido de la base de datos de Meteonorm	39
Tabla 10: Radiación global diaria media mensual. Fuente: Meteonorm.....	2
Tabla 11: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global	2
Tabla 12: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global del mes de diciembre.....	3
Tabla 13: Radiación solar media global en kWh/m ²	4
Tabla 14: Cociente entre el consumo anual y radiación global media anual (Wp).....	4
Tabla 15: Comparativa de resultados para el criterio de mes crítico y el de máxima captación	4
Tabla 16: Comparación parámetros en función de los distintos criterios	10
Tabla 17: Comparativa de número de módulos en función del regulador empleado.....	11
Tabla 18: Radiación solar global media. Fuente: Meteonorm	15
Tabla 19: cociente entre el 100% del consumo y la radiación solar global	16
Tabla 20: Cociente entre el 50% del consumo y la radiación solar global	16
Tabla 21: Dimensionamiento de número de módulos necesarios en cada instalación.....	16
Tabla 22: Valores redondeados del número de módulos necesarios en cada instalación ...	17
Tabla 23: Rendimientos de la instalación para el 100% y 50% del consumo.....	21

Tabla 24: Estimación de la energía producida por el generador al 100% del consumo	22
Tabla 25: Estimación de la energía producida por el generador al 50% del consumo	22
Tabla 26: Balance de energía para la instalación de 5,395 kWp.....	23
Tabla 27: Balance de energía para la instalación de 3,32 kWp.....	23
Tabla 28: Cálculo del rendimiento de las instalaciones	26
Tabla 29: Datos de radiación del obtenidos de Meteonorm.....	28
Tabla 30: Número de paneles necesarios para la instalación del 100% del consumo	28
Tabla 31: Número de paneles necesarios para la instalación del 50% de consumo.....	28
Tabla 32: Energía producida anualmente por las 4 instalaciones	29
Tabla 33: Potencia pico instalada en cada instalación (Wp).....	29
Tabla 34: Relación Inversión / Energía producida.....	29
Tabla 35: Balances y resultados principales de la instalación para el 100% del consumo .	30
Tabla 36: Balances y resultados principales de la instalación para el 50% del consumo ...	30
Tabla 37: Resultado del dimensionamiento analítico y con PVSyst de las dos instalaciones	34
Tabla 38: Inversión inicial para la instalación del 100% del consumo	36
Tabla 39: Inversión inicial para la instalación del 50% del consumo	36
Tabla 40: Disminución de energía producida debida a la degradación de los paneles solares, para la instalación del 100% del consumo	38
Tabla 41: Disminución de energía producida debida a la degradación de los paneles solares, para la instalación del 50% del consumo	39
Tabla 42: Ahorro por no extraer energía de la red para la instalación del 100% del consumo	40
Tabla 43: Ahorro por no extraer energía de la red para la instalación del 50% del consumo	40
Tabla 44: Balance de ingresos y gastos para la instalación que cubre el 100% del consumo	41
Tabla 45: Balance de ingresos y gastos para la instalación que cubre el 50% del consumo	41
Tabla 46: Rentabilidad de la instalación del 100% del consumo.....	44

Tabla 47: Análisis de sensibilidad con la tasa de descuento	45
Tabla 48: Análisis de sensibilidad con gastos de mantenimiento	45
Tabla 49: Rentabilidad de la instalación del 50% de consumo.....	46
Tabla 50: Análisis de sensibilidad para la tasa de descuento en la instalación del 50% del consumo	47
Tabla 51: Análisis de sensibilidad para los gastos de mantenimiento en la instalación del 50% del consumo	47
Tabla 52: Análisis económico de la instalación del 100% del consumo	48
Tabla 53: Balance de energía con la instalación del 100% del consumo.....	49

1.3 ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Potencia Solar Fotovoltaica en España. Fuente: [15]	11
Gráfico 2: Estimación de potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente: [15]..	11
Gráfico 3: Photovoltaic Solar Power in Spain. Source: [15].....	15
Gráfico 4: Estimation of installed photovoltaic self-consumption power. Source: [15].....	15
Gráfico 5: Precipitaciones en el emplazamiento. (Fuente: Meteonorm).....	36
Gráfico 6: Comparativa de radiaciones globales de las tres bases de datos disponibles	38
Gráfico 7: Radiación global y difusa del lugar escogido	40
Gráfico 8: Relación I-V del panel	50
Gráfico 9: radiación global media diaria para plano horizontal y plano inclinado 60°.....	3
Gráfico 10: Relación I-V del panel solar Longi Solar	13
Gráfico 11: Relación I-V del panel	13
Gráfico 12: Producciones normalizadas para el 100% del consumo	31
Gráfico 13: Producciones normalizadas para el 50% del consumo	31
Gráfico 14: Rendimiento de la instalación del 100% del consumo	35
Gráfico 15: Rendimiento de la instalación del 50% de los consumos	35

Capítulo 2. INTRODUCCIÓN

Ante actuales problemas de gran envergadura, sea el cambio climático o bien la escasez de recursos primarios en España en referencia a la obtención de energía primaria, se están estudiando nuevas alternativas para su adquisición. Europa está apostando principalmente por las energías renovables en todo su conjunto: eólica, solar, o bien hidráulica. Según el Plan de Energías Renovables, en el año 2020 por lo menos el 20% de la energía consumida bruta debe provenir de fuentes de energía renovable.

Este proyecto busca analizar uno de los principales aspectos de la industria eléctrica de cara al futuro: el cambio hacia fuentes de energía renovables en la producción de energía eléctrica. Se quiere demostrar la eficacia de dichas para el autoconsumo, por lo que se estudiará la viabilidad de una instalación de paneles solares fotovoltaicos en una vivienda residencial para el abastecimiento de su consumo eléctrico, y así suponer un ahorro en la demanda de energía sobre la red eléctrica.

La principal motivación en este proyecto es promover el uso de energías renovables, probando que el autoconsumo, una forma de generar energía eléctrica a menor escala, puede llegar a ser igual de viable que grandes productores. Los nuevos planes decretados -sean el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, o bien el Real Decreto 244/2019- incentivan y ponen facilidades para poder poner en práctica esta nueva modalidad, ya que supone un modelo mucho más eficaz y limpio. Estos proyectos pueden acelerar el desarrollo al comprometer a este movimiento no solamente a los grandes productores de energía eléctrica, sino también a los pequeños consumidores. Otro de los principales objetivos de este trabajo es demostrar las ventajas que provee la instalación solar fotovoltaica. Como se podrá comprobar al final de este proyecto, su instalación a largo plazo no supone un gasto sino un ahorro respecto a no tener instalada la construcción. Pero además, al suponer un ahorro neto, será más accesible a muchas personas del planeta para cubrir las necesidades de consumo eléctrico, con lo que estaríamos más cerca de alcanzar el objetivo 11 del Plan de Desarrollo Sostenible, “asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios adecuados básicos”.

Este proyecto de fin de grado tiene por objetivo, pues, estudiar la viabilidad del uso de las energías renovables de cara al autoconsumo de energía eléctrica, tanto a nivel energético como a nivel económico, y demostrar las ventajas que proporciona esta modalidad de solar fotovoltaica. Probando lo mencionado previamente, se pretende conseguir una reducción de la demanda de energía eléctrica generada a través de fuentes primarias no renovables, además de proponer una potencial idea de un proyecto de autoconsumo de energía solar fotovoltaica.

Capítulo 3. MARCO REGULATORIO DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Actualmente, el autoconsumo queda regulado en España mediante el Real Decreto 244/2019, datado el 5 de abril, en el que se pautan y se regulan los criterios administrativos, técnicos y económicos del autoconsumo de la energía eléctrica, y el RDL 15/2018, en el que se derogan algunas legislaciones definidas con anterioridad. En el Real Decreto 244/2019 se describen detenidamente los dos tipos de autoconsumo admisibles que tiene que cumplir las instalaciones, del mismo modo que se describe el sistema económico que deben seguir las instalaciones.

Este Real Decreto da continuidad al reglamento asentado en el Real decreto 15/2018, describiendo los códigos que no fueron detallados en este último texto. Algunas de las regulaciones descritas en RDL 15/2018 son:

- Se suprime cualquier impuesto por auto consumir energía fotovoltaica
- Se reconoce y normaliza el autoconsumo colectivo
- Simplificación de la parte administrativa y técnica para las instalaciones de pequeña potencia -menor de 100 kW-.

En cuanto al RD 244/2019, se añaden nuevas medidas que incentivan la generación de energía fotovoltaica [2]:

- Se eliminan las tasas de producción de energía fotovoltaica, con la derogación del Impuesto al Sol (aprobado en el RD 900/2015), que agravaba el autoconsumo eléctrico.
- Establece los equipos de medida a instalar
- Se permite el autoconsumo compartido, en el que las comunidades de vecinos y asociaciones pueden generar su propia electricidad.
- La potencia máxima será la potencia del inversor.
- Permite la incorporación de sistemas de almacenaje en las instalaciones.
- Simplificaciones de tramitaciones:
 - o Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes o con excedentes hasta 15 kW no requerirán de permisos de acceso.
 - o Para las instalaciones con potencia instalada menor de 100 kW conectadas a baja tensión, el contrato de acceso será realizado por la empresa distribuidora.
- Se eliminan los límites de potencia; anteriormente se podía instalar una potencia igual o inferior a la contratada.
- Define 2 tipos de modalidades de autoconsumo:
 - o Autoconsumo sin excedentes: cuenta con un sistema anti vertido bloquea los excesos generados a la red de transporte o de distribución. Según la ley 24/2013, a este tipo de autoconsumidores se les considerarán como “sujetos consumidores”.
 - o Autoconsumo con excedentes (apta para instalaciones con una potencia instalada no superior a 100 kW), en el que las instalaciones de producción asociadas al consumo tendrán la opción de volcar la energía excedentaria a la red eléctrica de

transporte y distribución. Esta modalidad a su vez se puede dividir en dos categorías:

- Acogidos a compensación: cuenta con un contador bidireccional que cuenta la energía volcada a la red, que se le asigna un precio y se resta de la factura eléctrica. Tiene que cumplir con unos requisitos para poder ser posible:
 - La fuente de energía primaria tiene que ser renovable.
 - La potencia total instalada del total de las instalaciones no debe superar los 100 kW.
 - El consumidor debe haber suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado con una empresa comercializadora.
 - El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el Artículo 14 del RDL 244/2019.
- No acogidos a compensación: cualquier categoría de autoconsumo que no cumpla con los requisitos previos.

Por otro lado, el RDL 244/2019 define dos conceptos mencionados previamente, en referencia al número de consumidores de la instalación:

- Autoconsumo individual: aquel que forma parte exclusivamente un consumidor
- Autoconsumo colectivo: la instalación de placas fotovoltaicas pertenece a un grupo de participantes. Dicha instalación de autoconsumo compartido puede pertenecer a cualquiera de las modalidades que se han definido con anterioridad. Este nuevo modelo permite cubrir el consumo de zonas comunes de una comunidad de vecinos, por ejemplo.

Capítulo 4. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA

El acabamiento de los combustibles fósiles y las consecuencias que traen sus altas emisiones de gases de efecto invernadero han colocado la búsqueda de alternativas a esta fuente primaria como uno de los mayores retos de la sociedad. Si no se tomaran medidas sociales y políticas a tiempo, los daños quedarían irreversibles, ya que el consumo de energía no ha hecho más que aumentar en las últimas décadas junto con la expansión de la población mundial. Para poder dar fin a estos problemas, múltiples entidades tanto a nivel europeo como nacional han pactado unos planes que definen como principal objetivo la reducción de gases de efecto invernadero, promoviendo un sistema de energía totalmente desvinculado al carbono, descarbonizado.

Dentro de las medidas impuestas por la Unión Europea, España ha redactado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que recoge los cinco principales objetivos que se deben cumplir para 2030. El PNIEC forma parte del “Marco Estratégico de Energía y Clima: una propuesta para la modernización española y la creación de empleo”, que fue aprobado el 22 de febrero de 2019. Incluye además la Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la Estrategia de Transición Justa [3].

Tal y como se ha mencionado antes, el PNIEC reconoce cinco dimensiones establecidas en la Unión de la Energía para Europa: la descarbonización (incluidas las energías renovables), eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad.

- **Descarbonización:** a largo plazo España debe lograr convertirse en un país neutro en carbono de cara a 2050. Sin embargo, para 2030, el reto es conseguir una caída de emisiones de, al menos, el 23% con respecto a 1990. Para poder lograrlo, es necesario que el 42% de la energía consumida en España provenga de energías renovables.
- **Eficiencia energética:** se pretende aumentar la eficiencia en energía primaria del 39,5% de cara a 2030, lo que se traduce a un consumo de 98,5 Mtep en aquel año.
- **Seguridad energética:** pretende asegurar el acceso a recursos primarios para poder garantizar la diversidad del mix energético, así como el fomento del uso de energías más limpias y eficientes en sectores de consumo. Con estas medidas se pretende también reducir el grado de dependencia energética con el exterior (del 74% al 61%).
- **Mercado Interior y Energía:** esta línea de actuación quiere lograr un mercado energético más competitivo, transparente y flexible.
- **Investigación, Innovación y Competitividad:** se centra en cuadrar las políticas a nivel nacional con las establecidas a nivel internacional [4].

Para poder llevar a cabo los propósitos anteriores, es imprescindible la transición de los combustibles fósiles a las energías renovables, lo que supone también electrificar parte de la demanda térmica y del transporte. Al querer lograr que el 42% de la energía consumida provenga de energía renovables, es necesario considerar una serie de medidas que promuevan el uso de

energías renovables en sectores como el transporte, la calefacción, refrigeración y generación eléctrica.

En la próxima década, se pretende aumentar la potencia instalada proveniente de energías renovables a 157 GW, de los cuales 50,2 GW serán de eólica, 36,9 GW de solar fotovoltaica, 7,3 GW termosolar y 3,2 GW de energía nuclear (habrá experimentado una caída de 4,2 GW respecto 2020). Uno de los métodos que valora el PNIEC es la generación distribuida y el autoconsumo, puesto que es una manera de implicar a la sociedad en el proceso de descarbonización, lo que conlleva que a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora de calidad de aire [13].

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Tabla 5: Modificación del parque de generación durante 2020-2030.

Fuente [13]

Capítulo 5. PENETRACIÓN AUTOCONSUMO SOLAR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

Según [5], en el año 2019, las tecnologías de energía solar superaron los 10.000 MW de su potencia instalada, concretamente se instalaron 8913 MW fotovoltaicos y 2300 MW termosolares. Como se puede observar en la Tabla 6, el sector fotovoltaico ha crecido notablemente frente a los años anteriores; en 2019 se duplicaron los megavatios instalados del año anterior en el parque nacional.

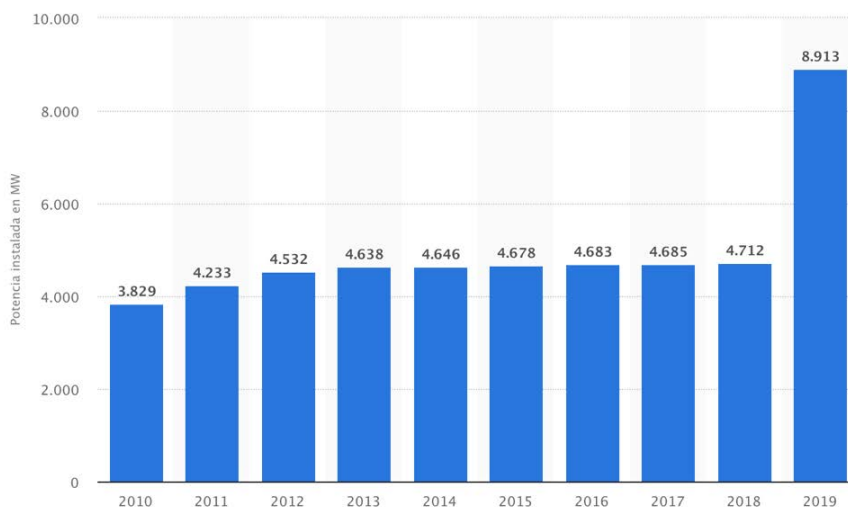


Tabla 6: Potencia solar fotovoltaica instalada de 2010 a 2019. Fuente [14]

Según (UNEF, 2020), en 2019 en España se instalaron 459 MW de potencia fotovoltaica proveniente únicamente del autoconsumo, que supone la duplicación de potencia instalada en 2018, de 235 MW. De esta potencia instalada en 2019, el 90% corresponde a instalaciones de autoconsumo conectadas a la red eléctrica, y el resto a instalaciones aisladas de la red. Se calcula que la mayoría de la potencia instalada -entre 50-60%- proviene del sector industrial, un 30-40% del sector comercial y un 10% del sector doméstico (UNEF, 2020). Podemos observar el comportamiento exponencial en la Tabla 7, donde la potencia instalada de autoconsumo casi superó los 600 MW.

Desde la publicación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (1 de abril del 2019) y el RD 244/2019, la potencia instalada fotovoltaica ha duplicado el valor del año anterior, lo que demuestra que la sociedad se ve comprometida con la lucha contra el cambio climático reduciendo

su gasto energético. Como se puede apreciar en la Tabla 7, la potencia instalada proveniente del autoconsumo está creciendo de manera exponencial, lo que recalca lo mencionado previamente.

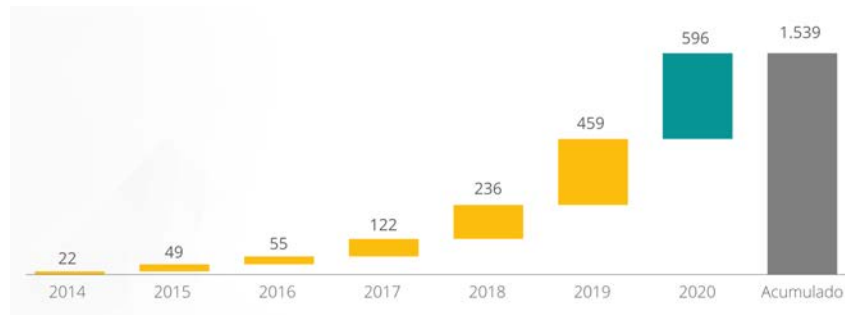


Tabla 7: Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico.

Fuente: [15]

Capítulo 6. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

6.1 EMPLAZAMIENTO:

El edificio que se ha escogido para realizar la instalación de paneles fotovoltaicos está situado en la Calle Doctor Roux, 133, Barcelona. Las coordenadas del emplazamiento son las siguientes:

- Latitud: 41° 24' 05'' N
- Longitud: 2° 07' 33'' E
- Altitud: 137 m

6.2 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO:

La vivienda se construyó en 1957, consta de seis plantas con dos viviendas por planta. El sitio donde se colocarán las placas solares será en la azotea del edificio. El solar mide 648 m², y está orientado al noreste a 22.6°.

El edificio cuenta con dos viviendas por planta, una de 160 m² y la otra de 223 m². Las viviendas de la planta baja son más pequeñas ya que cuentan con terrazas aproximadamente 10 m². En la figura 1 se muestra una imagen de la parcela en cuestión, obtenida a través de la Sede del Catastro, y una imagen de la fachada del edificio. Las dimensiones de la azotea (donde se instalarán los paneles fotovoltaicos) son 25 x 16 m, y cuenta con una puerta de acceso y una chimenea.

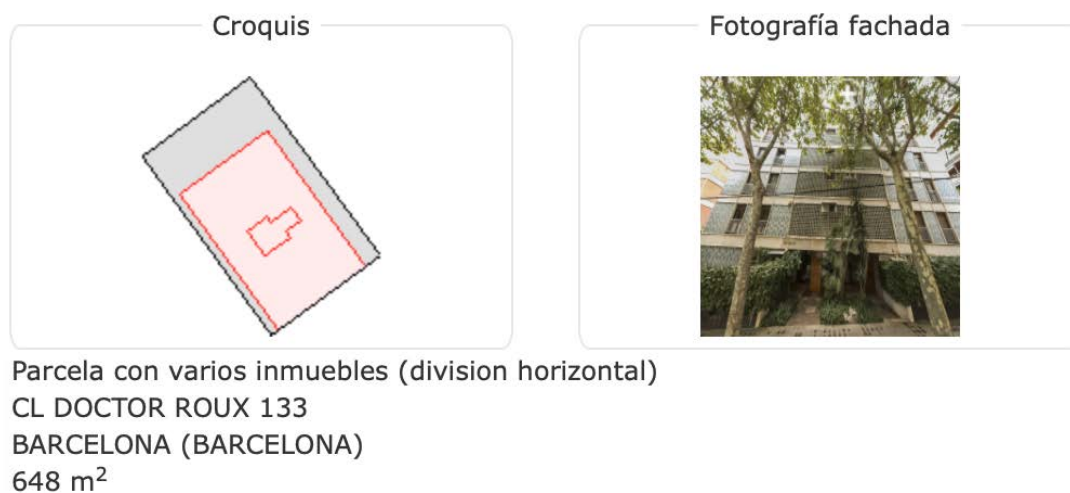


Figura 1: Características catastrales del emplazamiento

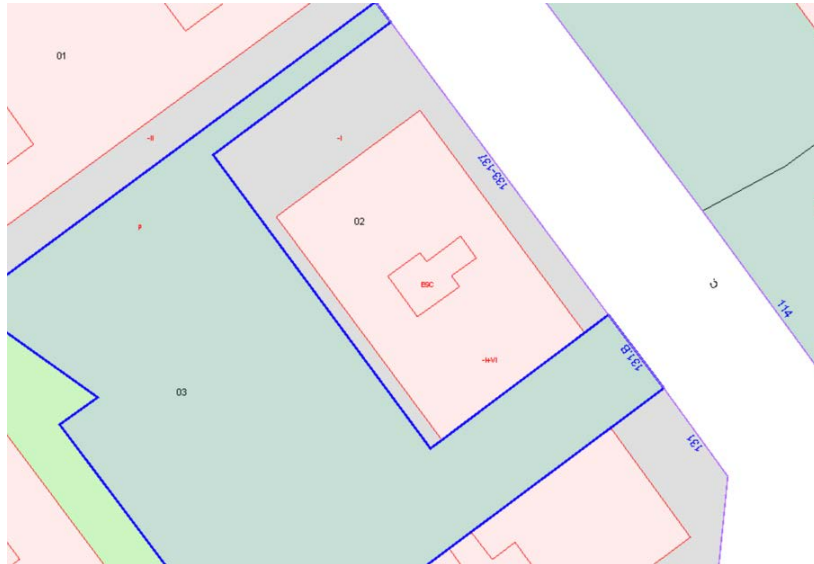


Figura 2: Referencia catastral del edificio

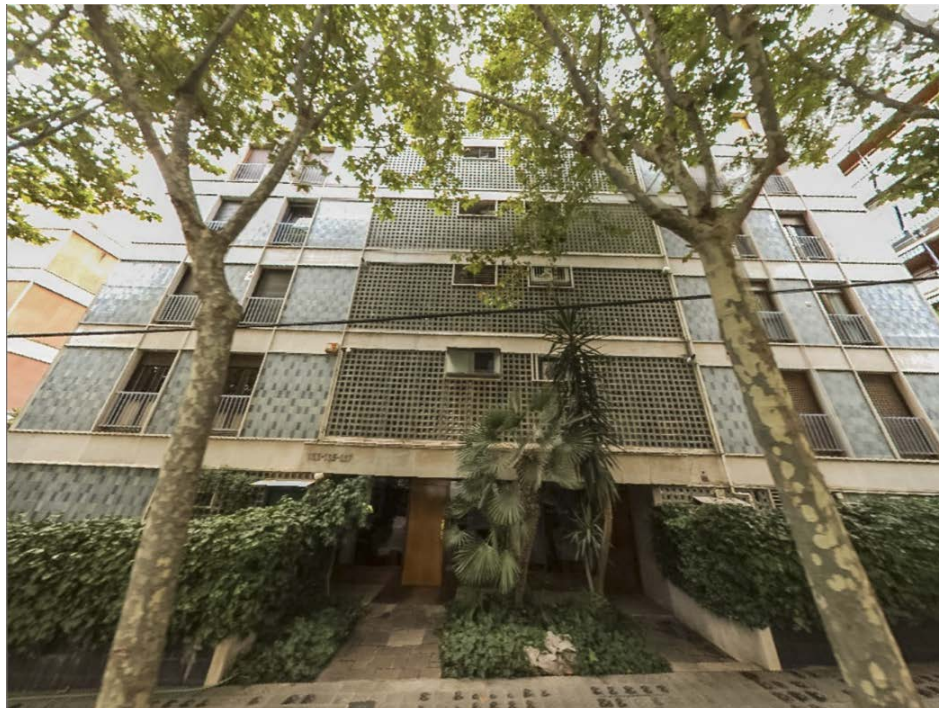


Figura 3: Fachada del emplazamiento

La instalación fotovoltaica pretende cubrir los consumos comunes de la comunidad, es decir, el consumo eléctrico del ascensor y el montacargas, la luz del aparcamiento de la escalera y la portería comunitaria y los trasteros.



Figura 5: Ascensor de la comunidad

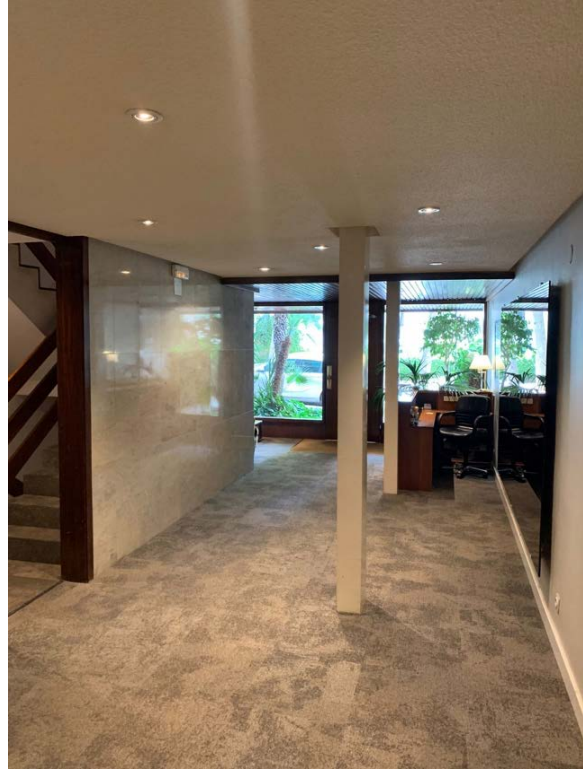


Figura 4: Portería del edificio



Figura 7: Garaje común del emplazamiento



Figura 6: Trasteros del emplazamiento



Figura 8: Azotea del emplazamiento escogido

6.3 CLIMATOLOGÍA

Barcelona, al ser una ciudad que toca el mar, tiene un clima mediterráneo, lo que supone tener unos inviernos relativamente húmedos y suaves, y unos veranos secos. Las estaciones más lluviosas suelen ser las intermedias, primavera y otoño. Hay escasos días con temperaturas extremas, de frío o calor, por lo que las temperaturas máximas y mínimas de la ciudad suelen ser siempre moderadas. En el Gráfico 5 se puede observar los días de precipitación de cada mes del año comparado con los mm de agua que caen al mes. Se puede observar que las épocas con más días con precipitaciones son, efectivamente, primavera y otoño.

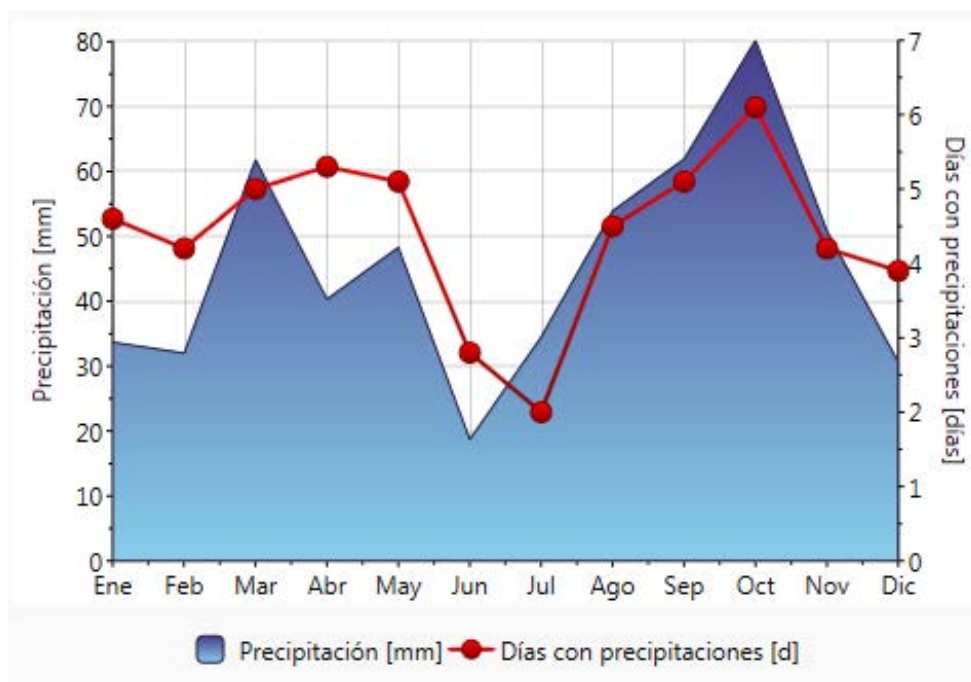


Gráfico 5: Precipitaciones en el emplazamiento. (Fuente: Meteonorm)

Capítulo 7. RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La radiación solar es generada por la emisión de energía debido a la fusión nuclear entre dos átomos de hidrógeno producido en el Sol, y se transfiere mediante ondas electromagnéticas a la tierra. Dicha radiación se mide en W/m^2 , (vatios por unidad de superficie). La radiación solar llega a la superficie de la tierra tras ser modificada por la atmósfera. Las alteraciones que experimenta se deben a distintos fenómenos, como por ejemplo la difusión, reflexión de las nubes, o bien la absorción de energía por parte de las moléculas de la atmósfera como por ejemplo el ozono o el vapor de agua. Tras estas alteraciones, la radiación que incide a la superficie se puede clasificar en tres grupos principales:

- Radiación solar directa: llega a la superficie de la Tierra si haber sufrido ninguna clase alteración por parte de la atmósfera. Es la radiación más importante para las instalaciones fotovoltaicas ya que es la radiación que más potencia genera.
- Radiación solar difusa: es aquella radiación que llega a la superficie tras haber sufrido múltiples alteraciones al haber cruzado la atmósfera, o al haber sido reflejada con anterioridad en otras superficies. Este tipo de radiación aumenta en días más nublados, es por esta misma razón que en invierno, este tipo de radiación supone aproximadamente el 55% de la radiación global
- Radiación reflejada: es la fracción de la radiación global que se refleja en las superficies. Para el dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas es necesario considerar esta radiación mediante el coeficiente de reflexión o bien el albedo.



Figura 9: Esquema de radiaciones solares

Para poder dimensionar correctamente la instalación de autoconsumo, es necesario tener en cuenta todas estas radiaciones, es decir con la radiación global (G). En función del ángulo de incidencia de los rayos, se obtendrá mayor o menor radiación. Es por esta misma razón que resulta

importante determinar al ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares, para así poder capturar el máximo porcentaje de radiación el mayor tiempo posible.

Para poder estudiar el recurso solar del emplazamiento escogido, se ha accedido a tres tipos de base de datos de radiación solar global: Meteonorm, NASA y PVGIS. En el gráfico 6 se muestra a continuación los datos de radiación global del emplazamiento de cada base de datos:

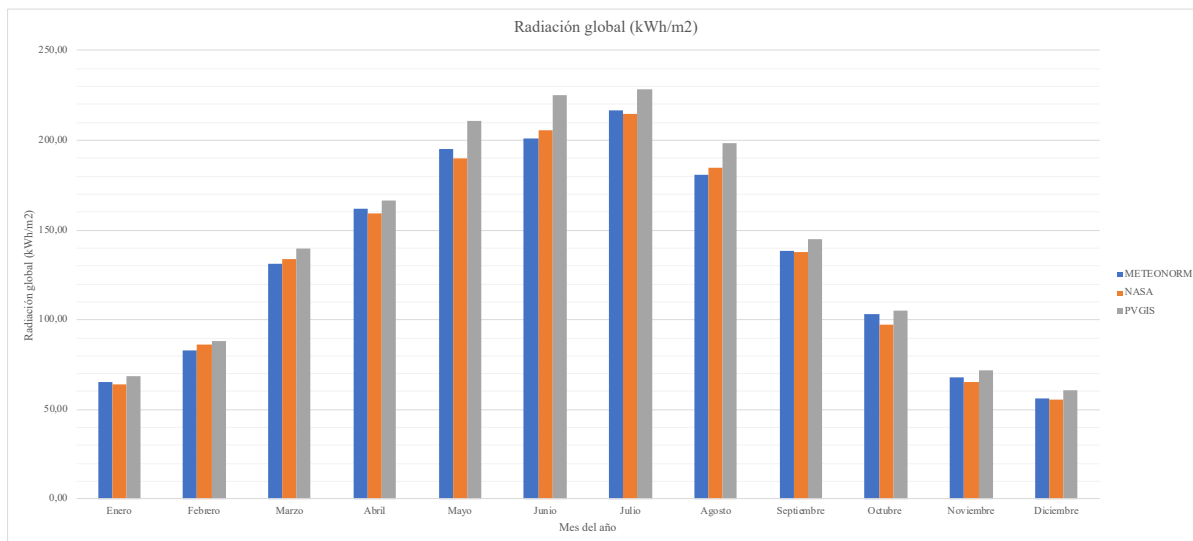


Gráfico 6: Comparativa de radiaciones globales de las tres bases de datos disponibles

	Meteonorm	NASA	PVGIS
Enero	65,00	64,10	68,28
Febrero	83,00	85,89	87,90
Marzo	131,00	133,70	139,86
Abril	162,00	159,23	166,47
Mayo	195,00	189,63	210,55
Junio	201,00	205,70	225,29
Julio	217,00	214,80	228,25
Agosto	181,00	184,81	198,52
Septiembre	138,00	137,61	145,07
Octubre	103,00	97,50	104,90
Noviembre	68,00	65,48	71,61
Diciembre	56,00	55,63	60,78
Año	1600	1594,09	1707,48

Tabla 8: Comparativa de radiaciones globales de las tres bases de datos disponibles

Como se puede observar en el gráfico, los datos obtenidos de la base de datos de PV GIS son ligeramente mayores de el de las dos otras bases de datos (Meteonorm y NASA), en cambio las bases de datos de Meteonorm y NASA tienen valores muy similares, con una radiación anual prácticamente igual. Es por esta razón que se ha despreciado los valores de PV GIS al del resto de base de datos, puesto que sus valores alteraban en mayor medida.

En la siguiente tabla se muestran los valores obtenidos de la base de taos de Meteonorm:

Meteonorm	Gh (kWh/m2)	Dh (kWh/m2)	Ta (°C)	VV (m/s)	Bn (kWh/m2)
Enero	65,00	23,00	8,1	2,9	118
Febrero	83,00	34,00	9,2	2,9	111
Marzo	131,00	51,00	12,1	3	148
Abril	162,00	58,00	14,6	3	170
Mayo	195,00	80,00	18,2	2,7	179
Junio	201,00	82,00	22,5	2,5	177
Julio	217,00	76,00	24,5	2,5	212
Agosto	181,00	78,00	24,6	2,5	161
Septiembre	138,00	55,00	21,2	2,6	145
Octubre	103,00	38,00	17,5	2,7	133
Noviembre	68,00	27,00	12,1	2,8	111
Diciembre	56,00	24,00	8,5	3,1	98
Año	1600	52,17	16,09	2,77	1763

Tabla 9: Recurso solar obtenido de la base de datos de Meteonorm

En la tabla anterior:

- Gh: Radiación global sobre el plano horizontal
- Dh: radiación difusa sobre plano horizontal
- Bn: radiación solar directa en plano horizontal
- Ta: temperatura ambiente del emplazamiento
- VV: velocidad del viento

A continuación, se muestra algunos de los gráficos que Meteonorm ha generado con los datos del emplazamiento escogido. En el Gráfico 7, se puede observar la fracción de radiación difusa respecto la total durante todos los meses del año.

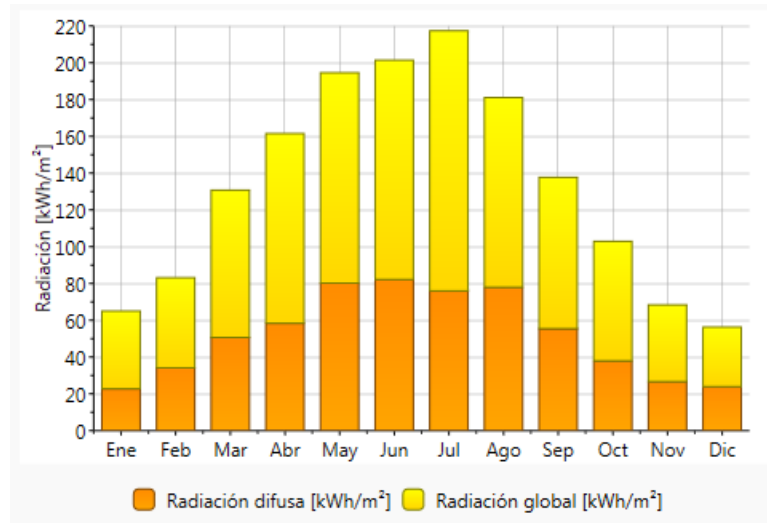


Gráfico 7: Radiación global y difusa del lugar escogido

Capítulo 8. PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

En este apartado se procederá a explicar detenidamente los elementos principales que componen una instalación fotovoltaica. Antes de todo es destacable diferenciar una instalación aislada de una conectada a red. En una instalación aislada, se genera la energía de manera totalmente independiente, lo que significa que no existe ningún tipo de conexión a la red. Esta modalidad requiere más baterías de almacenamiento de energía, en caso de que se genere más electricidad de la consumida diariamente.

Los sistemas conectados a red son la modalidad que ha permitido la expansión del consumo de energía solar. Tiene la ventaja de poder cubrir el consumo diario en caso de que la energía generada en el diseño no sea suficiente, o bien devolver a la red la producción excedente de energía en caso de que la demanda sea escasa.

Instalación	Aislada	Conectada
Funciona Sin red	Sí	No
Funciona cuando la instalación no genera energía	No	Sí
Compensación Simplificada	No	Sí
Baterías	Sí	Sí
Uso para particulares	Sí	Sí

Aunque muchos de los componentes de la instalación son los mismos para ambas modalidades, hay ciertos elementos que son únicos en función de la instalación.

Instalación fotovoltaica aislada

Al no estar conectados a la red, necesitan obtener la energía suficiente para poder abastecer todos los consumos; los gastos dependen de la instalación fotovoltaica. Para dicha modalidad ya se ha mencionado que es necesario disponer de un sistema de almacenaje en caso de generar más energía de la cuenta, y posteriormente poder consumirla en caso de que la generación no sea suficiente. Los elementos de la instalación aislada son: los paneles fotovoltaicos, el regulador, baterías, inversor, cableado y protecciones.

Conectada a red

Esta instalación funciona igual que la aislada -genera energía a partir de la radiación solar para cubrir los consumos específicos- aunque tiene la ventaja de estar conectado a la red eléctrica en caso de necesitar apoyo para abastecer todo el gasto eléctrico o bien lo contrario, verter los excedentes de energía en caso de generar de más. Los componentes de esta instalación son: módulo fotovoltaico, inversor, cableado, caja de protección y medida y contador.

Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos se basan mayoritariamente en el efecto fotovoltaico. Este fenómeno se centra en convertir la radiación solar en energía eléctrica a través de unos cuerpos semiconductores. Los semiconductores poseen varios electrones de valencia (en función del semiconductor tratado), lo que supone una característica fundamental ya que se convierten en materiales ideales para el desprendimiento de dichos electrones a una energía de gap (EG) intermedia. El semiconductor empleado por excelencia es el silicio, Si. La radiación solar proveniente del Sol provoca que los electrones de valencia se desprendan de la órbita del átomo para circular dentro del semiconductor. Este movimiento libre de electrones provoca una corriente eléctrica. El campo eléctrico necesario se consigue mediante la unión de los semiconductores: uno de tipo P -abundan huecos- y otro de tipo N -exceso de electrones-.

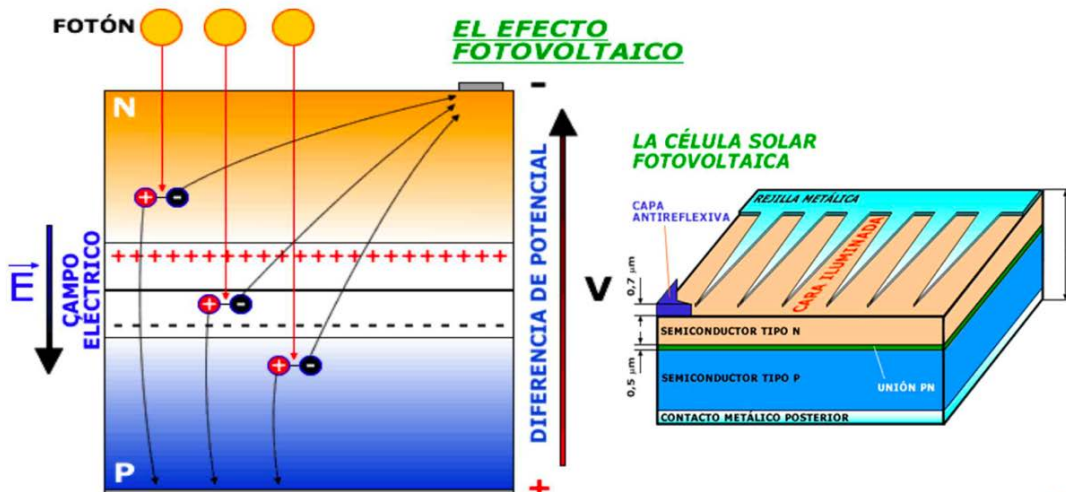


Figura 10: Esquema explicativo del efecto fotovoltaico

Comúnmente se montan en serie en un módulo de forma que el voltaje resultante se ajuste a un sistema de corriente continua. Ésta mediante la conexión a un inversor será transformada en corriente alterna. La mayor parte de células que están actualmente disponibles son de silicio cristalino, aunque también se utilizan otros materiales como el germanio, el silicio amorfo o el selenio, materiales que los hacen cada vez más eficientes. Además de células de silicio las placas solares, suelen contar con un marco de vidrio que da protección y durabilidad.

Ya en el interior del vidrio, el panel tiene una capa de aislamiento y una lámina de seguridad que protege contra la disipación de calor y la humedad dentro de módulo. Un aislamiento adecuado es crítico pues protege al panel de los cambios de temperatura, que merman su eficiencia y rendimiento.

Algunas placas solares modernas incorporan una tecnología llamada PERC, que incluye una capa antirreflectante que aumenta el rendimiento del módulo en circunstancias de poca luminosidad (días nublados, amanecer y atardecer). Además, al actuar como una capa reflectante, evitan que el módulo se caliente demasiado y mejora su rendimiento al mantener estable el

coeficiente de temperatura del panel. Los paneles suelen contar también con diodos de protección que evitan daños por sobre calentamiento.

Los paneles de base a silicio pueden ser:

- **Policristalinos:** Los paneles solares policristalinos están compuestos por cristales con orientaciones diferentes y se distinguen por su tono azulado. Este proceso de fabricación cuenta con la ventaja de ser más barato, pero con la desventaja de ser un producto menos eficiente.
- **Monocristalinos:** Los módulos monocristalinos se consideran de mayor calidad. En ellos, las células que del panel se componen de un único cristal de silicio de pureza muy alta y que ha sido solidificado a una temperatura muy homogénea. Esto determina una mayor eficiencia y rendimiento del panel, pues los electrones se mueven con mucha libertad. Aunque son algo más costosos que los policristalinos permiten mucha mayor eficiencia y rendimiento. Son aproximadamente un 5% más eficaces que los policristalinos, funcionan mejor en entornos con menor exposición a la luz y toleran mejor el calor. Por último, nivel estético, los módulos son de un negro brillante y visualmente se adaptan mejor a los tejados.
- **Amorfos:** Los paneles amorfos, no están formados por cristales y están cada vez menos utilizados. No tienen una estructura definida y su rendimiento baja mucho en los primeros meses de funcionamiento.

Las placas más recomendadas son las monocristalinas. Las placas amorfas empiezan a ser obsoletas, pues pierden eficacia muy rápidamente. La única ventaja de los paneles policristalinos es su precio, ligeramente inferior.

Reguladores de carga

Los reguladores de carga son dispositivos que regulan y normalizan la corriente que fluye a las baterías evitando irregularidades de carga que pudieran dañar a éstas. Por una parte, normalizan el flujo de entrada para que las baterías no se vean afectadas por fluctuaciones a corto plazo. Por otro lado, cuando la energía acumulada en la batería ha alcanzado cierto nivel, el regulador no permite el paso de más energía. Únicamente permite el paso de corriente desde los paneles hacia la batería. Los reguladores de carga pueden montarse en serie o en paralelo, y es necesario instalarlo entre los paneles fotovoltaicos y las baterías, y trata de controlar el flujo de energía entre estos dos elementos. Además, es capaz de proteger la batería ante posibles sobrecargas o tensiones excesivas. Existen varios tipos de reguladores:

- **Regulador de carga PWM [6]:** con esta clase de regulador hay que hacer trabajar al panel solar al mismo voltaje que la batería durante la etapa de carga. En ese punto de trabajo el panel solar no trabaja a máxima corriente que podría aportar, por lo que no aprovechan toda la producción solar. Para poder llegar a la producción requerida es necesario colocar más paneles en serie (no en paralelo porque en ese caso el voltaje superaría el de la batería).

- Regulador de carga MPPT: son también denominados maximizadores, puesto que su funcionamiento aprovecha la máxima producción del panel solar para la carga de la batería. Este regulador recibe la máxima producción del módulo haciéndolo trabajar en su punto de máximo trabajo. Suele ser la mejor opción para amortizar los paneles solares. Pese a su sobre coste, su capacidad de producción supera al regulador de carga PWM.

Acumuladores o baterías

Las baterías, al igual que cualquier acumulador de energía, son dispositivos que almacenan la energía solar generada por el sistema fotovoltaico. Almacenan la energía solar, para transformarla en corriente alterna y abastecer el consumo de la vivienda, por ejemplo, durante la noche. Sobre todo, en sistemas aislados (aunque también en sistemas conectados si tuviese lugar una desconexión) las baterías garantizan cierto consumo durante cierto tiempo.

Las baterías permiten transformar la energía eléctrica en energía electrolítica y viceversa, es decir, las reacciones químicas que ocurren son reversibles. Estos ciclos se repiten diariamente siempre que la energía que produzca el generador sea superior al consumo y pese a que las reacciones químicas son reversibles, estas sufren una degradación en cada ciclo de carga y descarga lo que va disminuyendo su vida útil. Con un mantenimiento adecuado y contando con un ciclo de carga y descarga diario, algunas baterías pueden llegar a tener una vida útil de 10 años. Se pueden conectar en serie, en paralelo o en mixto, aunque es importante que todas las baterías sean iguales y tengan un mismo grado de carga.

El principal parámetro de las baterías es su capacidad, medida en amperios hora (Ah). Otro parámetro importante es la profundidad de descarga, que es el cociente entre la energía obtenida de la batería y su capacidad nominal y que depende de la tecnología, aunque no suelen ser superiores al 80 % (profundidades de descarga elevadas acortan la vida útil de las baterías). La profundidad de descarga estacional es la relacionada con el número de días que la batería puede estar sin cargarse y suele ser del entorno al 70%.

Hay varios tipos en función de la tecnología y la potencia.

- Las baterías de litio tienen bastantes características en común. Tienen una vida útil muy larga, entorno a los 10 años. Aunque son más caras que el resto, tienen algunas ventajas como que carecen del “efecto memoria”, por lo que pueden cargarse en cualquier momento.
- Las baterías AGM (Absorbent Glass Mat) se caracterizan por la rápida absorción de la energía. Estas también tienen un tiempo de vida largo y no requieren mantenimiento. Son ideales para instalaciones sometidas a una elevada intensidad de descarga (muchos electrodomésticos conectados al mismo tiempo). Tienen una larga vida útil entre los 5 y los 10 años.
- Las baterías monoblock son una alternativa económica y con buen rendimiento para instalaciones con consumo, aunque no es recomendable su uso en lugares con aparatos que cuenten con motor. Están contraindicadas para picos de arranque altos de algunos aparatos como las lavadoras o taladros. Si se utilizaran con este fin, se reduciría notablemente su vida útil, que ronda entre los 4 y 5 años.

- Las baterías estacionarias necesitan un regulador de carga pues tienen que mantenerse cargadas permanentemente. También son de plomo-ácido con diseño es tabular, pues están pensadas para instalaciones con una constante entrada y salida de energía. Tienen una larga vida útil, pudiendo alcanzar hasta los 15 años.

Inversores

Los inversores son los encargados de convertir la tensión continua procedente de las baterías o de los módulos en una tensión alterna. Los inversores de instalaciones solares abarcan tensiones de entrada de 12V, 24V o 48V y 230 V de salida. Para inversores solares conectados a la red, la tensión de entrada suele ser mayor, ya que prioriza alcanzar tensiones elevadas, reduciendo la intensidad de corriente que circula por ellos, y reduciendo así las pérdidas por cableado.

Los inversores para instalaciones aisladas deben ir conectados al banco de baterías. Hay varios tipos, algunos de los cuales son:

- De onda senoidal pura, que generan una energía eléctrica senoidal pura, de la misma calidad que genera la red eléctrica convencional.
- De onda cuadrada modulada, aptos para equipos que vayan a convertir la energía eléctrica en calor, en motores universales, etc...
- Híbridos, que permiten el uso de la red convencional y el uso de baterías, es decir, pueden funcionar tanto en instalaciones solares conectadas a la red como en instalaciones solares aisladas.
- Cargadores que, además de convertir la corriente continua en corriente alterna, regulan la carga de las baterías.

Los inversores de conexión a red extraen la energía del campo fotovoltaico siempre que la producción fotovoltaica sea suficiente para abastecer los consumos, en caso contrario, por ejemplo, durante las horas nocturnas o en días con baja radiación, las cargas que no pudieran ser alimentadas con los paneles solares las alimentaría directamente la red eléctrica.

Protecciones

Los cuadros de protección magnetotérmica constituyen la barrera de seguridad que hay entre los paneles y el inversor y entre el inversor y nuestra red eléctrica contra posibles accidentes y descargas atmosféricas.

El contacto de una persona con un elemento en tensión puede ser directo o indirecto. Es directo cuando dicho elemento se encuentra normalmente bajo tensión. Por el contrario, el contacto es indirecto si el elemento ha sido puesto bajo tensión accidentalmente (por ejemplo, por un fallo en el aislamiento).

Protección contra contactos directos

Consiste en tomar medidas de protección contra un contacto directo con las partes activas de los materiales eléctricos. Pueden ser por aislamiento de las partes activas, por barreras o envolventes,

por medio de obstáculos, por puesta fuera de alcance por alejamiento o por diferenciales. Estos últimos pueden estar compuestos por transformadores toroidales, relés electromecánicos, mecanismos de conexión y desconexión y circuitos auxiliares de prueba.

Protección contra contactos indirectos

Puede ser de corte automático de la alimentación, después de la aparición de un fallo. Debe existir buena coordinación entre el esquema de conexiones a tierra y las características de los dispositivos de protección. Se emplean dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos y diferenciales

Los varistores proporcionan una protección fiable y económica contra transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos, por ejemplo, por relámpagos, conmutaciones o ruido eléctrico en líneas de potencia de corriente continua o corriente alterna.

Cableado de baja tensión

Debe de tener una sección suficiente como para cumplir con lo indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Estructura soporte

Es donde irán colocados los módulos fotovoltaicos. Para instalaciones en tejados deben cumplir con el Código Técnico de la Edificación.

Capítulo 9. PERMISOS REQUERIDOS PARA LEGALIZAR LA INSTALACIÓN

Para determinar los permisos requeridos para diseñar la instalación fotovoltaica, que ha accedido a la Guía de Tramitación del Autoconsumo elaborada por IDAE. Tal y como explica este documento, las etapas administrativas que debe seguir la instalación se explican a continuación [7]:

Al tratarse, desde el punto de vista constructivo, de una reforma exterior, una instalación fotovoltaica menor requiere una serie de trámites y permisos administrativos importantes. Éstos están dirigidos, básicamente, a los ayuntamientos y empresas distribuidoras de electricidad. La última reforma está motivada a simplificar al máximo este proceso burocrático, que aun así puede llevar meses.

La legalización de las instalaciones de potencia menor o igual de 15 kW, con excedente y compensación y las de potencia no superiores a 100 kW y sin excedentes, se tramitan por un procedimiento abreviado. Como el presente proyecto es de menos de 15 kW, se beneficia de este procedimiento simplificado. Podemos dividir las actuaciones administrativas en permisos previos a las obras de instalación y trámites posteriores, una vez terminadas éstas.

Permisos previos

1. Diseño del sistema fotovoltaico: El proyecto de diseño de una instalación pequeña de autoconsumo debe estar realizado por un instalador autorizado y contar al menos con una memoria (en el caso de las grandes instalaciones se debe presentar un proyecto).
2. Permisos de acceso y conexión a la red: En instalaciones fuera del suelo urbano, hay que pedir permisos de acceso y conexión a la red. Los trámites se hacen con la eléctrica. Si la compañía no concede los permisos, existe la posibilidad de reclamar en un plazo de 30 días. En el presente proyecto, al tratarse de una instalación en un núcleo urbano, no es necesario este paso.
3. Licencia de obra e impuestos: Aunque son dos trámites obligatorios, bastará con avisar el Ayuntamiento de Barcelona sobre la ejecución de la obra. También se tiene que abonar el Impuesto de Construcción y Obras (ICIO) y la tasa por prestación de servicios urbanísticos. Éstos se pueden bonificar: El ICIO recibe una compensación de 95%, mientras que el IBI, que varía según el consistorio, pero puede llegar a rebajarse hasta el 50%.
4. Autorización ambiental y de utilidad pública: Aunque para las instalaciones menores de 100kWp no se necesita este trámite, se tiene que consultar con el departamento de Industria de la Generalitat de Catalunya.

Trámites posteriores

1. Certificado de fin de obra: El certificado de fin de obra es obligatorio y ha de presentarse al Ayuntamiento de Barcelona. Dado que este proyecto tiene menos de 10 kW basta que esté emitido por un electricista autorizado.

2. Inspecciones inicial y periódicas: Las inspecciones iniciales y las revisiones periódicas posteriores se deben realizar por un Organismo de Control Autorizado (OCA) aunque en el caso de las instalaciones de menos e 10kW no son obligatorias.

3. Legalización de la instalación

- Instalador autorizado: La instalación tiene que realizarse por un instalador autorizado.
- Registro de la instalación: La instalación tiene que ser registrada en la Consejería de la Generalitat de Catalunya.
- Validación: El Ministerio de Industria ha de validar la instalación y notificárselo a la distribuidora de la zona.
- Contrato de acceso a la red para la compensación de excedentes: La distribuidora de la zona se ha de poner en contacto con el consumidor para adaptar el contrato de acceso a la compensación de excedentes en un plazo máximo de 10 días.
- Respuesta del consumidor: El consumidor dispone de 10 días para notificar a la empresa distribuidora su conformidad o disconformidad. En caso de no hacerse dicha notificación se entenderán tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

Capítulo 10. DIMENSIONAMIENTO MEDIANTE MÉTODO ANALÍTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

En este apartado se procederá a analizar el dimensionamiento de la instalación mediante método analítico de una instalación aislada y conectada a red, con tal de cubrir los consumos comunes del edificio en cuestión.

10.1 ESTIMACIÓN DE LOS CONSUMOS

Se ha estimado el consumo diario a partir del gasto de energía anual obtenido de las facturas del consumo común, 6593.61 kWh. Para obtener una estimación de consumo diario, se ha dividido dicho valor entre los días del año, 365 días, obteniendo un consumo medio de 18064 Wh/día. Como pretendemos que la instalación cubra el consumo máximo del edificio, se diseñará la instalación para los meses de demanda más alta, es decir en invierno, por lo que se trabajará con un consumo el 120% mayor que el obtenido, 21676.8 Wh/día (L_{md}).

10.2 ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se muestra un esquema de los elementos presentes en una instalación fotovoltaica aislada. Una instalación aislada se compone principalmente de los paneles solares, el regulador, las baterías y el inversor.

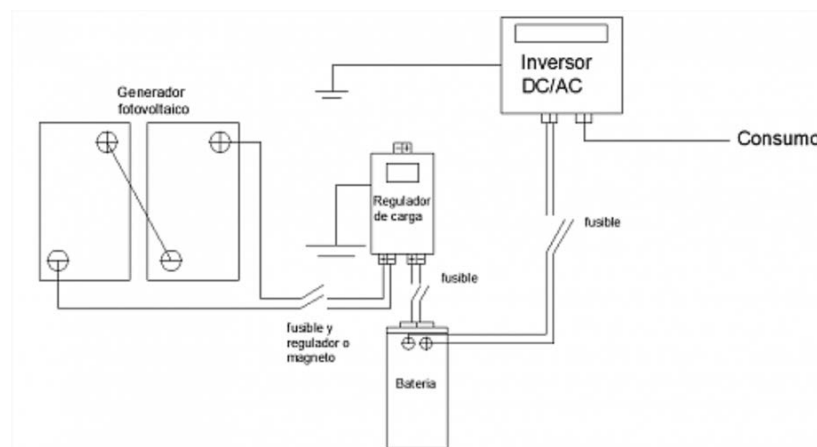


Figura 11: Esquema de una instalación aislada

Los datos de la instalación con los que se trabajarán durante todo el dimensionamiento son los siguientes:

- Potencia pico de los módulos solares $P_{MP}=415$ Wp
- Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia $V_{MP}= 40'6$ V.
- Eficiencia del inversor $\eta_{inv} = 97,2\%$
- N° de entradas del inversor = 1 entrada
- Máxima profundidad de descarga diaria de la batería $P_{Dmaxd} = 15\%$
- Máxima profundidad de descarga estacional de la batería $P_{Dmaxe} = 70\%$
- Tensión nominal de la batería $V_{bat}= 48V$
- N° de días de autonomía = 6 días
- Eficiencia de la batería $\eta_{BAT}= 90 \%$

10.2.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Módulo solar escogido

Para la instalación aislada, se ha escogido el panel solar monocristalino de la marca Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial. Sus dimensiones son 2131 x 1052 x 35mm. Se trata de un panel con 6 x 24 células monocristalino. En la Figura 11 se muestra una imagen del panel solar, y en la Figura 8 se aprecia la relación Voltaje-Corriente de dicho panel.

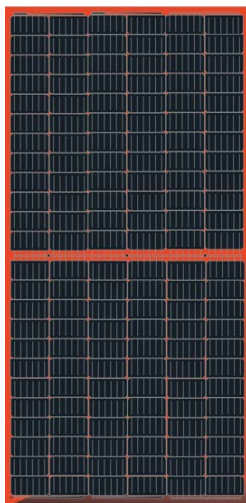


Figura 12: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial

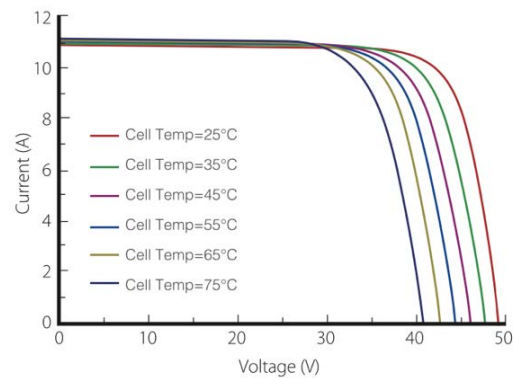


Gráfico 8: Relación I-V del panel

Los parámetros principales del panel son los siguientes:

- Potencia de pico del módulo P_{MP} : 415 Wp
- Tensión nominal del módulo en punto de máxima potencia V_{MP} : 40,6 V

- Corriente en el punto de máxima potencia I_{MP} : 10,23 A
- Tensión a circuito abierto V_{oc} : 49 V
- Corriente de cortocircuito I_{SC} : 10,89 A

10.2.1.1 Cálculo de la posición e inclinación de los módulos solares

La posición del módulo está fijada por dos parámetros principales: el grado de inclinación y el grado de azimut. la inclinación β es el ángulo que forma la superficie del panel solar con el plano horizontal. En función de la inclinación de nuestros módulos solares, obtendremos mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica. El grado azimut, α , es el ángulo formado entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y la dirección sur-este. Toma el valor de 0° para módulos orientados al sur, -90° los orientados al este y 90° los que están orientados al oeste.

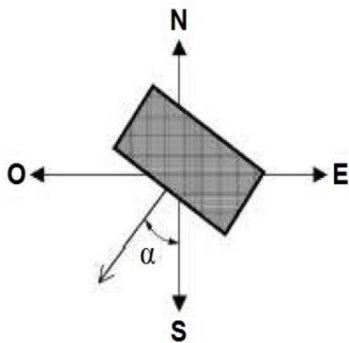


Figura 13: Representación del ángulo azimut. [16]

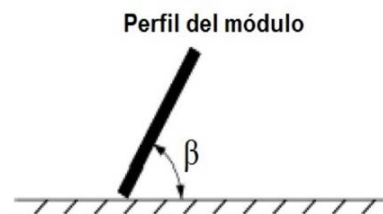


Figura 14: Representación del ángulo de inclinación [16]

El sistema fotovoltaico se instalará en la superficie del edificio ya construido, por lo que el ángulo azimut y el de inclinación deberán adecuarse a dicha superficie. En este caso, como la superficie de la azotea del edificio es una superficie plana, los ángulos podrán variar para obtener mayor eficiencia de nuestro diseño. Por tanto, se va a escoger la orientación sur que es la que permite mayor captación solar, por lo que el ángulo azimut será de 0° .

Para poder estimar el ángulo de inclinación óptimo se procede a utilizar dos criterios diferentes: el criterio de mes crítico y el criterio de máxima captación.

Criterio de mes crítico:

El cálculo de la inclinación óptima con este criterio consiste en calcular la radiación solar global diaria para distintas inclinaciones, tal y como se muestra en la Tabla 10 a continuación:

	Radiación Global diaria media mensual (kWh/m ² día)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	1,599	1,698	2,097	2,283	2,357	3,629	3,711
Febrero	2,556	2,675	2,964	3,310	3,378	3,501	3,476
Marzo	3,923	4,077	4,226	4,500	4,386	5,287	5,242
Abril	4,956	5,093	5,400	5,586	5,346	6,018	5,449
Mayo	5,852	5,981	6,290	6,352	6,398	6,757	6,655
Junio	6,342	6,597	6,700	7,049	6,829	7,088	6,450
Julio	6,694	6,883	7,000	7,217	6,976	5,840	5,167
Agosto	5,435	5,553	5,839	6,069	6,059	4,565	5,302
Septiembre	4,350	4,505	4,600	4,789	4,654	3,271	3,739
Octubre	2,867	2,957	3,323	3,611	3,664	3,653	3,589
Noviembre	1,796	1,906	2,267	2,442	2,499	2,633	2,641
Diciembre	1,342	1,666	1,806	2,122	2,398	2,423	2,487

Tabla 10: Radiación global diaria media mensual. Fuente: Meteonorm

A partir del valor calculado del consumo medio diario ($L_{md} = 21676,68$ Wh/día) se procede a calcular el cociente de L_{md} entre la radiación global diaria media:

	Lmd/Gd (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	13560,2	12769,7	10338,1	9496,6	9196,7	5973,2	5841,2
Febrero	8482,1	8102,8	7312,6	6548,6	6417,0	6191,6	6236,1
Marzo	5526,2	5317,4	5129,6	4816,9	4942,1	4100,3	4135,0
Abril	4373,7	4256,0	4014,2	3880,4	4054,4	3601,8	3977,8
Mayo	3703,9	3624,4	3446,0	3412,4	3388,3	3208,1	3257,3
Junio	3418,2	3285,9	3235,3	3075,1	3174,1	3058,1	3360,6
Julio	3238,0	3149,2	3096,7	3003,6	3107,3	3711,8	4195,6
Agosto	3988,1	3903,8	3712,6	3571,6	3577,8	4748,0	4088,5
Septiembre	4983,7	4811,5	4712,3	4526,5	4657,4	6626,6	5796,7
Octubre	7560,7	7329,6	6524,1	6002,8	5916,1	5933,9	6039,8
Noviembre	12066,8	11370,8	9563,2	8877,5	8674,1	8232,7	8207,8
Diciembre	16147,6	13012,7	11999,6	10213,5	9039,5	8946,2	8716,0

Tabla 11: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global

La tabla anterior representa para cada inclinación de cada mes, la potencia necesaria del generador fotovoltaico para cubrir los gastos comunes del edificio. Para cada inclinación se escogerá el valor máximo de

potencia necesaria, y posteriormente se procederá a escoger el menor de esos valores, para así minimizar la potencia del generador fotovoltaico durante el mes crítico. Siguiendo dicho procedimiento se llega a que a inclinación óptima con este criterio es de 60°, y el mes crítico es diciembre.

	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Diciembre	16147,6	13012,7	11999,6	10213,5	9196,7	8946,2	8716,0

Tabla 12: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global del mes de diciembre

Para el mes de diciembre y un ángulo de 60° se obtiene una radiación global de 2,487 kWh/día, y una potencia de pico de 8716 Wp. En el siguiente gráfico se puede observar cómo para el mes de diciembre, la radiación global media diaria casi duplica su valor si la inclinación pasa a ser de 60°:

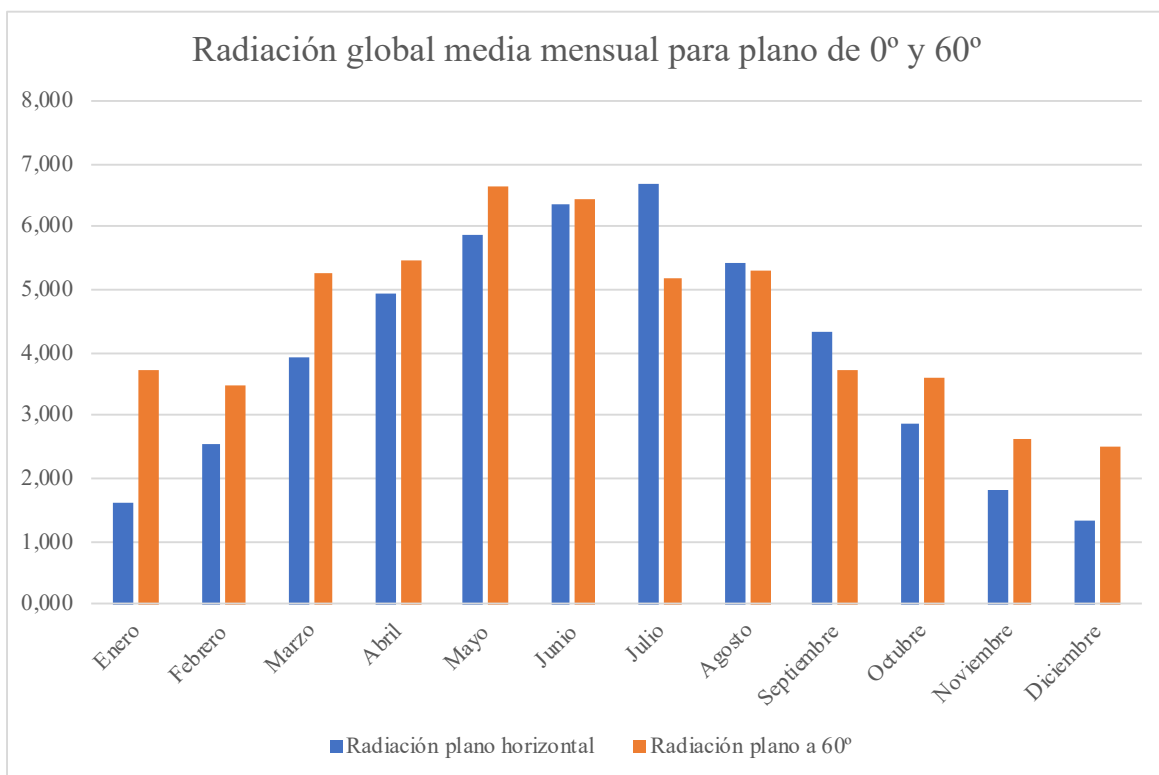


Gráfico 9: radiación global media diaria para plano horizontal y plano inclinado 60°

Criterio de máxima captación de energía anual

En este criterio lo que se pretende es optimizar la relación consumo radiación como en el criterio de mes crítico, solo que en este caso se trabaja con el promedio de radiaciones para cada ángulo de inclinación (promedio de los 12 meses). Como la instalación funciona todos los días del año, el consumo medio anual coincide con el diario, es decir $L_{ma} = 21676,8 \text{ Wh/día}$.

En la siguiente tabla se muestra la radiación global media para todas las inclinaciones:

Media Anual	Gd Global (kWh/m ² día)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	3,908	4,000	4,236	4,463	4,431	4,414	4,353

Tabla 13: Radiación solar media global en kWh/m²

Una vez obtenida la radiación solar media global, se calcula el cociente entre el consumo medio diario anual y Gd Global:

Media Anual	L _{ma} /Gd (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	5546,06	5418,65	5117,42	4857,43	4892,11	4911,26	4979,87

Tabla 14: Cociente entre el consumo anual y radiación global media anual (Wp)

Para el criterio de máxima captación, el ángulo óptimo de inclinación es de 30°, con una potencia de pico del generador de 4857,43 Wp y una radiación global media de 4,463 kWh/m².

A continuación, se muestra una tabla comparativa entre los resultados obtenidos con el criterio de mes crítico y el de máxima captación anual:

	Mes crítico	Máxima captación
Ángulo (°)	60	30
Radiación Global (kWh/m ²)	2,487	4,463
Potencia pico (Wp)	8716,00	4857,43

Tabla 15: Comparativa de resultados para el criterio de mes crítico y el de máxima captación

Se puede apreciar que los resultados obtenidos con un criterio u otro varían significativamente. Con el método de mes crítico, la potencia del generador está sobredimensionado, lo que supone que una instalación diseñada a partir de este método tenga mayores costes. Sin embargo, con este criterio se garantiza que continuo suministro de energía al edificio, por lo tanto, es capaz de cubrir los consumos eléctricos durante todo el año.

En cuanto al criterio de máxima captación, se asegura que el generador tenga un menor tamaño, lo que supone que el coste sea menor que con el de mes crítico. A diferencia del otro criterio, además, es que con este método la instalación está subdimensionada, por lo que el generador no será capaz de suministrar la energía necesaria para cubrir los consumos del edificio. Es por esta misma razón que se utiliza el criterio de máxima captación para dimensionar instalaciones conectadas a red, para así poder asegurar el continuo suministro de energía en caso de que el generador no sea capaz de hacerlo.

Como en una instalación aislada no tenemos el generador conectado a red, la instalación deberá encargarse de aportar la energía necesaria para el consumo del edificio, por lo que se dimensionará la instalación aislada con el método de mes crítico, y la que está conectada a red con el método de máxima captación.

Con seguimiento al punto de máxima potencia

El número total de paneles fotovoltaicos se calcula como:

$$N_T = \frac{L_{md}}{P_{MP} \cdot PR \cdot Gd} = \frac{21676,8}{415 \cdot 0,9 \cdot 2,487} = 23,34 \approx 24 \text{ módulos, para método de mes crítico}$$

$$N_T = \frac{L_{md}}{P_{MP} \cdot PR \cdot Gd} = \frac{21676,8}{415 \cdot 0,9 \cdot 4,463} = 13,01 \approx 13 \text{ módulos, para método de máxima captación anual}$$

Las variables empleadas son:

- L_{md} : El consumo medio diario del edificio, en Wh/m²
- P_{MP} : Potencia pico del módulo en condiciones estándar
- PR : factor global de pérdidas, que suele variar entre 0,65 y 0,9. En este cálculo se ha considerado PR como 0,9
- Gd : Radiación global recibido en el plano de inclinación en cuestión

Una vez obtenido el número total de paneles necesarios, hay que calcular el número de paneles en serie y en paralelo para cada instalación:

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MP}} = \frac{48}{40,6} = 1,18 \approx 2 \text{ módulos}$$

En este caso:

- V_{BAT} : Tensión de la batería, en V
- V_{MP} : Tensión nominal en máxima potencia

Para el cálculo de módulos en paralelo:

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{24}{2} = 12 \text{ módulos}$$

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{13}{2} \approx 7 \text{ módulos}$$

En resumen, para el método de mes crítico (con el que se diseñará la instalación aislada) se necesitarán 24 módulos en total, 12 en paralelo x 2 en serie (en total una superficie de 24 x 2131 x 1052 mm igual a 53,80 m²). Como cada panel tiene 415 Wp, la instalación tendría una potencia pico total de 24x415=9960 Wp=9,96 kWp.

Para la instalación dimensionada con máxima captación anual (la que está conectada a la red), se necesitarían 13 módulos en total, aunque al ser un número impar de paneles y se deben colocar 7 módulos en paralelo, se usarán 14 paneles en total, 2 en serie x 7 en paralelo, y ocuparía una superficie de 14 x 2131 x 1052 mm igual a 31,38 m². La potencia pico de la instalación pasa a ser 5810 Wp.

Sin seguimiento al punto máximo de potencia

En caso de que el regulador no pueda seguir el punto de máxima potencia el generador tendrá que trabajar proporcionando una corriente muy parecida a la del punto de máxima potencia, y su tensión va a ser muy similar a la de la batería. El dimensionamiento se va a hacer con el criterio Amperios-hora. Así pues, la potencia del generador se procede a calcular de la siguiente forma:

$$P_{PFV} = I_{MP} \cdot V_{BAT} = 48 \cdot 10,23 = 491,04 \text{ W}$$

En este caso:

- I_{MP} : es la corriente nominal a potencia de pico máxima
- V_{BAT} : es la tensión de la batería

Para el dimensionamiento del generador se tiene que calcular el gasto medio mensual en amperios hora, de la siguiente forma:

$$Q_{Ah} = \frac{L_{md}}{V_{BAT}} = 451,59 \text{ Ah}$$

Una vez estimado el consumo medio en amperios hora, se pasa a calcular la corriente del generador en el punto de máxima potencia, teniendo en cuenta la radiación global.

$$I_{GFV} = \frac{Q_{Ah}}{Gd} = \frac{451,59}{2,487} = 169,65 \text{ A}$$

El número de ramas en paralelo se calculará como:

$$N_P = \frac{I_{GFV}}{I_{MP}} = \frac{169,65}{10,23} = 16,6 \approx 17 \text{ módulos}$$

Donde:

- I_{MP} : la corriente en el punto de máxima potencia

Así pues, el número de módulos en serie es

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MP}} = \frac{48}{40,6} = 1,18 \approx 2 \text{ módulos}$$

Donde, de nuevo:

- V_{BAT} : Tensión de la batería, en V
- V_{MP} : Tensión nominal en máxima potencia

El número total de paneles para una instalación sin seguimiento es $17 \times 2 = 34$ módulos.

10.2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN (BATERÍAS)

La capacidad de la batería define la cantidad de energía generada por las placas solares que se puede almacenar para asegurar el continuo suministro de energía al edificio. De este modo, estos dispositivos contribuyen a que se disponga electricidad en momentos en los que las placas no están en funcionamiento. Para poder dimensionar estos dispositivos es necesario calcular la Capacidad nominal diaria (C_{nd}). Se escogerá el valor que tenga mayor exceso, y así puede elegir una batería con mayor margen de seguridad.

Para el cálculo de la capacidad nominal es necesario tener en cuenta la descarga máxima diaria que puede sufrir la batería, que ronda entre el 15-20%. En caso de que se supere dicho porcentaje, el regulador provocaría una desconexión para evitar daños en la batería. De este modo, la capacidad nominal se calcularía de la siguiente forma:

$$C_{nd}(Wh) = \frac{L_{ma}}{PDmaxd \cdot FCT} = \frac{21676,8}{0,15 \cdot 1} = 144512 \text{ Wh}$$

$$C_{nd}(Ah) = \frac{C_{nd}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{144512}{48} = 3010,67 \text{ Ah}$$

En este caso:

- L_{ma} es el consumo medio anual, que como la instalación está funcionando todos los días del año, coincide también con el consumo medio diario, $21676,8 \text{ Wh/m}^2$.
- $PDmaxd$: es la profundidad de descarga máxima de la batería, el nivel máximo de descarga antes de la desconexión por parte del regulador para proteger su duración.
- FCT : es el factor de corrección de temperatura

Se prosigue calculando la capacidad nominal estacional de la batería, que es un parámetro relacionado con el tiempo que la batería puede estar sin cargarse debido a la falta de radiación solar. El valor de máxima profundidad de descarga suele rondar el 70%. Como la capacidad nominal diaria, esta se calcula en Wh y en Ah:

$$C_{ne}(Wh) = \frac{L_{ma} \cdot N}{PD_{maxe} \cdot FCT} = \frac{21676,8 \cdot 6}{0,7 \cdot 1} = 185801,14 Wh$$

$$C_{ne}(Ah) = \frac{C_{ne}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{185801,14}{48} = 3870,86 Ah$$

En este caso:

- N : número máximo de días de autonomía
- PD_{maxe} : profundidad de descarga máxima de la batería debido a ausencia de radiación

Una vez calculados los parámetros, se escoge el mayor de los dos, en este caso el de $C_n=3870,86$ Ah. Habrá que encontrar una batería con esa capacidad o superior.

10.2.3 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Para poder elegir correctamente el inversor adecuado es necesario saber la potencia demandada de la carga en AC. Para dejar un cierto margen de seguridad, se va a escoger un inversor con una potencia un 110% de la demandada por las cargas del edificio. De este modo, $P_{inv} = 1,1 \cdot P_{demandada}$. La potencia demanda se calcula como el cociente entre el consumo anual del edificio y el tiempo de funcionamiento de la instalación (que se estima de unas 1600 horas).

$$P_{demandada} = \frac{\text{Consumo anual (kWh)}}{\text{Horas en funcionamiento (h)}} \approx 4,08 kW$$

$$P_{demandada,100\%} = P_{demandada} \cdot 1,2 = 4,48 kW$$

$$P_{demandada,50\%} = P_{demandada} \cdot 1,2 \cdot 0,5 = 2,24 kW$$

Al no existir inversores con una potencia de salida tan concreto, se emplearán inversores con una potencia de salida similar. Para la instalación que cubre el 50% del consumo del edificio, se escogerá un inversor Growatt 3000TL-US, con una potencia nominal de 2,8 kW. Para la instalación que cubra el 100% del consumo, se empleará un inversor de Fronius International Symo 4.5-3-S, con una potencia nominal de 4500 W.

10.2.4 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR

El regulador de carga es el dispositivo encargado de controlar las cargas y descargas de la batería, y el que permite la carga de la batería a través del generador fotovoltaico y su descarga a través del consumo eléctrico. Para poder dimensionarlo, es necesario saber la corriente de entrada del regulador y su corriente de salida, que será la que consumirá la carga. La mayor de las dos será la que se utilizará para dimensionar correctamente el regulador.

La corriente de entrada coincide con la de cortocircuito, aplicándole un factor multiplicador para tener en cuenta posibles picos de corriente. Así pues:

$$I_{entrada} = 1,25 \cdot (I_{SC} \cdot N_p) = 1,25 \cdot (10,89 \cdot 12) = 163,35 \text{ A}$$

$$I_{salida} = \frac{1,25 \cdot \left(P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}} \right)}{V_{BAT}} = \frac{1,25 \cdot \left(0 + \frac{4079}{0,9} \right)}{48} = 118,03 \text{ A}$$

Los parámetros empleados son:

- I_{SC} : corriente de cortocircuito
- P_{DC} : potencia consumida en continua
- P_{AC} : potencia consumida en alterna
- N_p : número de ramas en paralelo
- V_{BAT} : tensión de la batería

La corriente que deberá soportar el regulador será la mayor de las dos, es decir, 163'35 A.

10.2.5 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES DE LA INSTALACIÓN

La sección de los cables se calcula como:

$$S \geq 1,25 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot I_{MP} \cdot \rho}{V_{NOM,SIST} \cdot \Delta V} = 1,25 \cdot \frac{2 \cdot 30 \cdot 10,23 \cdot 1,72 \cdot 10^{-8}}{81,2 \cdot 0,015} = 10,83 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L es la longitud del cable
- I_{MP} es la corriente del módulo en el punto de máxima potencia
- ρ es la conductividad del conductor
- ΔV es la caída de tensión. Según IDEA, la caída de tensión se calcula como el 1,5% de la tensión de la cadena de módulos
- $V_{NOM,SIST}$ será la tensión nominal a la cual trabajará la instalación. En este caso, la tensión será $2 \times 40,6 = 81,2$ V.

La sección de los cables debe ser mayor o igual que $10,83 \text{ mm}^2$, por lo tanto, escogeremos un cable con una sección de 15 mm^2 .

10.2.6 PROTECCIONES

Las cajas de conexiones se instalarán en serie en cada rama o *string* de la instalación. Según la norma IEC 62548, el fusible estará diseñado con un coeficiente de protección entre 1,4-1,56 la corriente máxima de la instalación, que coincidirá con la corriente máxima de cada módulo. De este modo:

$$\text{Calibre} > 1,4 \cdot 10,89 = 15,24$$

Conclusiones para el sistema aislado:

Hemos observado que en función del criterio empleado para la inclinación de los paneles (mes crítico o máxima captación de energía), el número de paneles necesarios cambia significativamente, y por lo tanto la potencia de pico de la instalación será también distinta. A continuación, se muestra una tabla que resume los parámetros de cada dimensionamiento según el criterio empleado:

	Módulos totales	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Radiación (kWh/m ²)	Potencia pico de la instalación (Wp)
Mes crítico	24	2	12	2,487	9960
Máxima captación energía	14	2	7	4,463	5810

Tabla 16: Comparación parámetros en función de los distintos criterios

Como ya se ha comentado previamente, para estimar la posición e inclinación de los paneles solares, las instalaciones dimensionadas con el criterio de mes crítico suelen ser las instalaciones aisladas, puesto que la potencia de pico está sobredimensionada, y por lo tanto se sabe con total certeza que se podrá cubrir el consumo de la carga durante todo el año, sin ayuda de la red. En cambio, las instalaciones dimensionadas con el criterio de máxima captación de energía están subdimensionadas, por lo que requerirán la ayuda de la red o de un sistema de generación auxiliar para suministrar la energía necesaria.

También se puede observar una diferencia significativa en los módulos necesarios para la instalación dependiendo de si el regulador dispone de seguimiento MPPT, que permite que las placas trabajen en todo momento a la tensión óptima, y obteniendo así la potencia máxima, y utilizando un número menor de módulos fotovoltaicos para cubrir el consumo. Por otro lado, la instalación que no dispone un regulador con seguimiento MPPT no es capaz de aprovechar la energía generada por los paneles ya que trabaja a la tensión de la batería.

	Módulos totales	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Radiación (kWh/m²)	Potencia pico de la instalación (Wp)
Con seguimiento MPPT	24	2	12	2,487	9960
Sin seguimiento MPPT	34	2	17	4,463	14110

Tabla 17: Comparativa de número de módulos en función del regulador empleado

Para reducir la superficie de la instalación y mejorar su eficiencia, se empleará un regulador con seguimiento MPPT para así usar 24 módulos solares en vez de 34. La instalación tendrá, pues, una potencia de pico de 24x415 Wp, 9960 Wp.

Capítulo 11. DIMENSIONAMIENTO MEDIANTE MÉTODO ANALÍTICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

A continuación, se procederá a realizar el dimensionamiento analítico de la instalación fotovoltaica conectada a red.

Ya desde Abril de 2019, las instalaciones de autoconsumo en España vienen reguladas por el Real Decreto 244/2019, donde se establecen modificaciones de autoconsumo y cómo se controlan cada una de ellas. La instalación de autoconsumo conectada a red se caracteriza por compartir infraestructuras y algún tipo de conexión eléctrica con la red general de distribución. En este tipo de diseños cabe la posibilidad de verter los excedentes generados de energía de vuelta a la red, o bien obtener energía de ella en caso de que la generación no sea suficiente para cubrir el consumo de la carga.

El dimensionamiento de la instalación se realizará de dos formas: una con el método analítico que se ha implementado ya en la instalación aislada, y la otra mediante el programa PVSyst. Se realizará una simulación para dos consumos distintos: uno utilizando el 100% del consumo y el otro utilizando el 50% del consumo. Más adelante se analizará la viabilidad económica de ambas simulaciones para ver cuál de los dos diseños resulta más rentable a largo plazo.

11.1 ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN

Los elementos que constituyen la instalación conectada a red coinciden la mayoría con aquellas que forman la instalación aislada. La conectada a red cuenta con módulos fotovoltaicos, un inversor, un contador y una caja de protección y medida. La corriente producida por las placas solares se convierte en corriente alterna a través del inversor. En su salida, la energía llega a al consumo o bien se vierte a la red en caso de que hubiera excedente. Del mismo modo si la energía generada no fuera suficiente, la red suministraría la cantidad restante para cubrir los gastos.

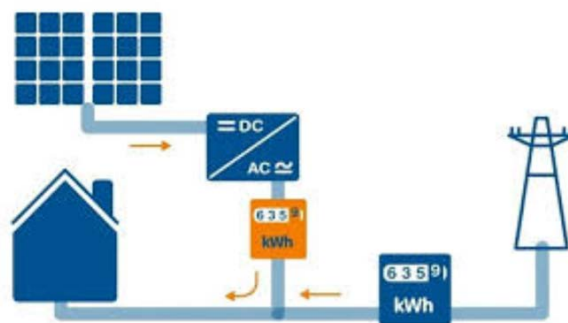


Figura 15: Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Granada Solar

11.1.1 MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

Para la instalación conectada a red, se ha escogido el panel solar monocristalino de la marca Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial. Sus dimensiones son 2131 x 1052 x 35mm. Se trata de un panel con 6 x 24 células monocristalino. En la Figura 15 se muestra una imagen del panel solar, y en la Figura 10 se aprecia la relación Voltaje-Corriente de dicho panel.



Figura 16: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial

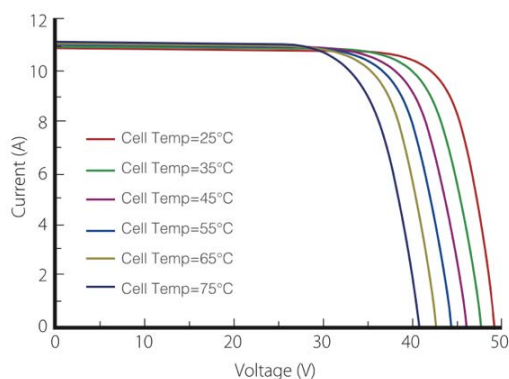


Gráfico 10: Relación I-V del panel solar Longi Solar

Los parámetros principales del panel son los siguientes:

- Potencia de pico del módulo P_{MP} : 415 Wp
- Tensión nominal del módulo en punto de máxima potencia V_{MP} : 40,6 V
- Corriente en el punto de máxima potencia I_{MP} : 10,23 A
- Tensión a circuito abierto V_{oc} : 49 V
- Corriente de cortocircuito I_{sc} : 10,89 A

11.1.2 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Para la instalación que cubre el 100% del consumo, se ha elegido el inversor Fronius International Symo 4.5-3-S. Las características del inversor son las siguientes:

- Potencia nominal: 4500 W
- Potencia máxima del generador fotovoltaico: 9000 W
- Máxima tensión de entrada: 1000 V
- Rango de tensión MPPT: [150-800] V
- Corriente de entrada MPPT: 15,3 A
- Tensión MPP nominal: 610 V

Sin embargo, para la instalación que suministra energía para el 50% del consumo, se ha escogido un inversor más pequeño, el inversor Growatt 3000TL-US. La potencia máxima de este inversor es 3200 Wp.

Los datos del inversor son:

- Potencia nominal: 2800 W
- Potencia máxima del generador fotovoltaico: 3200 W
- Máxima tensión de entrada: 500 V
- Rango de tensión MPPT: [120-450] V
- Corriente de entrada MPPT: 23,9 A
- Tensión MPP nominal: 360 V



Figura 17: Inversor Fronius International Symo 4.5-3-S 240 para el 100% del consumo



Figura 18: Inversor Growatt 3000TL-US para el 50% del consumo

11.1.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura empleada para soportar las placas solares es un soporte de la marca *Teknocasa*, con una inclinación estándar regulable entre 25°-30°, con una capacidad de 4 módulos puestos en vertical por estructura. Soporta una carga de nieve de 40 kg/m², y una velocidad de viento de 150 km/h.



Figura 19: estructura de soporte para las placas fotovoltaicas

Los materiales de la estructura de soporte son de aluminio EN AW 6005A T6, y tornillos de acero inoxidable A2-70.

11.1.4 CÁLCULO DEL LA POSICIÓN E INCLINACIÓN DE LAS PLACAS SOLARES

Como ya se ha explicado previamente, la posición e inclinación de las placas solares viene definida por dos parámetros principales: el ángulo de azimut α y la inclinación de los paneles β . Como ya se explicó en el apartado de dimensionamiento de la instalación aislada, para calcular el ángulo óptimo de inclinación se utilizará el criterio de máxima captación, ya que es un método que subdimensiona la potencia del generador (más pequeño, más barato) y tiene acceso a la red eléctrica en caso de exceso o falta de energía generada.

Para calcular el ángulo óptimo de inclinación se ha accedido a la base de datos de Meteonorm para obtener la radiación global para las distintas inclinaciones, obteniendo el siguiente cuadro:

Media Anual	Gd global (kWh/m2 día)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	3,91	4,00	4,24	4,46	4,43	4,41	4,35

Tabla 18: Radiación solar global media. Fuente: Meteonorm

Una vez obtenemos la radiación solar global media, se procede a calcular la potencia del generador eléctrico para cada inclinación, haciendo el cociente entre el consumo de la carga y la radiación solar de la tabla anterior.

Media Anual	Lmd/Gd (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	5546,06	5418,65	5127,18	4857,43	4892,11	4911,26	4979,87

Tabla 19: cociente entre el 100% del consumo y la radiación solar global

Media Anual	Lmd/Gd (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	2773,03	2709,32	2563,59	2428,71	2446,05	2455,63	2489,94

Tabla 20: Cociente entre el 50% del consumo y la radiación solar global

De las dos tablas calculadas se escoge el valor menor: **4857,43 Wp** para el 100% del consumo y **2428,71 Wp** para el 50%, que coincide para una inclinación de 30°, con un Gd de 4,46 kWh/m². Como la superficie de la azotea es plana, el ángulo del azimut será de 0°, que es el ángulo óptimo para capturar mayor radiación solar.

11.2 DIMENSIONAMIENTO ANALÍTICO

11.2.1 DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE PANELES

Se procederá a calcular el número total de módulos necesarios para cada consumo que tengamos (100% del consumo y 50%). Para ello, habrá que tener en cuenta la tensión máxima y mínima a la que funciona el inversor. Para el 100% del consumo tendremos una tensión de funcionamiento diferente al del 50%. Supondremos, pues, que los inversores trabajarán al voltaje MPP nominal indicado por el fabricante, es decir 610V para el 100% y 360V para el 50%. El número de módulos totales se dimensionará con 115% de la potencia de pico de los consumos.

Sabiendo que:

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_{MP}} \quad N_t = \frac{P_{nominal\ inversor} \cdot 1,15}{P_{MP}} \quad N_p = \frac{N_t}{N_S}$$

Se obtienen los siguientes resultados:

	Ns (módulos máximos por rama)	Nt	Np
100% consumo	15,02	12,47	0,83
50% consumo	8,87	7,76	0,88

Tabla 21: Dimensionamiento de número de módulos necesarios en cada instalación

	Ns (módulos máximos por rama)	Nt	Np
100% consumo	15	13	1
50% consumo	9	8	1

Tabla 22: Valores redondeados del número de módulos necesarios en cada instalación

Se obtiene que el número total de módulos necesarios para cubrir el 100% del consumo es 13 módulos, mientras que el número necesario para suministrar la potencia al 50% del consumo es 8 módulos en total, en una rama o *string* respectivamente.

Por tanto, la potencia de la instalación para el 100% del consumo de la carga será de $13 \times 415 \text{ Wp} = 5395 \text{ Wp}$, es decir $5,395 \text{ kWp}$. Para la instalación con el 50% del consumo de la carga será de $8 \times 415 = 3320 \text{ Wp}$, $3,32 \text{ kWp}$.

Hay que comprobar que la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito no supera el límite impuesto por el inversor:

$$N_s \cdot V_{oc} = 13 \cdot 49 = 637 < 1000V, \text{ para el 100\% del consumo}$$

$$N_s \cdot V_{oc} = 8 \cdot 49 = 392 < 500V, \text{ para el 50\% del consumo}$$

- Punto de máxima potencia:

$$N_p \cdot I_{MP} = 1 \cdot 10,23 = 10,23 \text{ A} < 15,3 \text{ A}, \text{ para el 100\% del consumo}$$

$$N_p \cdot I_{MP} = 1 \cdot 10,23 = 10,23 \text{ A} < 23,9 \text{ A}, \text{ para el 50\% del consumo}$$

- Con corriente de cortocircuito:

$$N_p \cdot I_{SC} = 1 \cdot 10,89 = 9,4 \text{ A} < 15,3 \text{ A}, \text{ para el 100\% del consumo}$$

$$N_p \cdot I_{SC} = 1 \cdot 10,89 = 9,4 \text{ A} < 23,9 \text{ A}, \text{ para el 50\% del consumo}$$

11.2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Cableado CC

La sección de los cables para la instalación que debe cubrir el 100% del consumo se calcula de la siguiente forma:

$$S \geq 1,25 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot I_{MP} \cdot \rho}{V_{NOM,SIST} \cdot \Delta V} = 1,25 \cdot \frac{2 \cdot 30 \cdot 10,23 \cdot 1,72 \cdot 10^{-8}}{527,8 \cdot 0,015} = 1,667 \text{ mm}^2, \text{ para el 100\% del consumo}$$

$$S \geq 1,25 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot I_{MP} \cdot \rho}{V_{NOM,SIST} \cdot \Delta V} = 1,25 \cdot \frac{2 \cdot 30 \cdot 10,23 \cdot 1,72 \cdot 10^{-8}}{324,8 \cdot 0,015} = 2,708 \text{ mm}^2, \text{ para el 50\% del consumo}$$

Donde:

- L es la longitud del cable
- I_{MP} es la corriente del módulo en el punto de máxima potencia
- ρ es la conductividad del conductor
- ΔV es la caída de tensión. Según IDEA, la caída de tensión se calcula como el 1,5% de la tensión de la cadena de módulos
- $V_{NOM,SIST}$ será la tensión nominal a la cual trabajará la instalación. En la instalación del 100% del consumo la tensión será $13 \times 40,6 = 527,8$ V, y para la del 50% del consumo será 324,8 V.

Cableado CA

La sección mínima del cable para el 100% del consumo se calcula como:

$$S \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max\ inv} \cdot \rho}{V_{NOM\ SIST} \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 15,3 \cdot 1,72 \cdot 10^{-8}}{527,8 \cdot 0,015} = 1,727 \text{ mm}^2, \text{ para el consumo del 100\%}$$

$$S \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max\ inv} \cdot \rho}{V_{NOM\ SIST} \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 23,9 \cdot 1,72 \cdot 10^{-8}}{324,8 \cdot 0,015} = 4,384 \text{ mm}^2, \text{ para el consumo del 50\%}$$

Donde:

- L es la longitud del cable
- $I_{max\ inv}$ es la corriente máxima del inversor
- ρ es la conductividad del conductor
- ΔV es la caída de tensión. Según IDEA, la caída de tensión se calcula como el 1,5% de la tensión de la cadena de módulos
- $V_{NOM,SIST}$ será la tensión nominal a la cual trabajará la instalación. En la instalación del 100% del consumo la tensión será $13 \times 40,6 = 527,8$ V, y para la del 50% del consumo será 324,8 V.

11.2.3 PROTECCIONES

Las cajas de conexión se colocarán en serie junto con las ramas. Según dicta la norma IEC 64548, es necesario fijar un coeficiente de seguridad entre el rango de 1,4-1,56 veces la corriente de cortocircuito de la rama, que coincide con la del módulo, de modo que:

$Calibre = 1,4 \cdot 10,89 = 15,246$, por lo que el fusible necesita un calibre mayor que 15,246. Por cada rama se escogerá un fusible de 16 A 10x38 y un portafusibles con dichas dimensiones.

Como las instalaciones, tanto la que cubre el 100% del consumo como la del 50%, tienen una única rama, serán solamente necesario un fusible y portafusible para cada instalación.

Para poder proteger la instalación de posibles sobretensiones y evitar que el inversor se dañe, se procederá a instalar lo siguientes equipos:

- Descargador de sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV, para la instalación del 100% y la del 50% del consumo. Este componente actúa derivando una corriente a tierra cuando detecta un voltaje excesivo en la rama.



Figura 20: Descargador de Sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV

11.2.4 EQUIPO DE MEDIDA

Para las dos instalaciones es necesario instalar un contador bidireccional que sea capaz de medir la energía vertida a la red o la energía obtenida de esta. Para poder elegir el modelo correcto, es importante tener

en cuenta la intensidad máxima que circulará por la instalación, que no supera los 100 A en ninguna de las dos instalaciones. Por ello, se empleará el Analizador-Contador Bidireccional Monofásico Directo 100 A.



Figura 21: Contador Bidireccional Monofásico Directo 100A del a marca Maxge

11.2.5 ENERGÍA ANUAL OBTENIDA

Para poder estimar la energía obtenida de la instalación del 100% y 50% del consumo se utiliza la siguiente fórmula:

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

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la radiación media anual global, para una inclinación de 30° y un grado azimut de 0°
- P_{MP} es la potencia pico del generador, para el 100% del consumo es 5,395 kWp y para el 50% será 3,32 kWp
- G_{CEM} es la radiación medida en condiciones estándar, es decir 1 kWh/m²
- PR es el rendimiento de la instalación

El cálculo del rendimiento de la instalación se encuentra en el apartado 10.2.5.1. Habiendo estimado los rendimientos de la instalación para el 100% y 50% del consumo:

	PR 100%	PR 50%
enero	0,891	0,887
febrero	0,888	0,883
marzo	0,878	0,873
abril	0,869	0,865
mayo	0,857	0,853
junio	0,842	0,838
julio	0,836	0,831
agosto	0,835	0,831
septiembre	0,847	0,843
octubre	0,859	0,855
noviembre	0,878	0,873
diciembre	0,890	0,885
Promedio	0,864	0,860

Tabla 23: Rendimientos de la instalación para el 100% y 50% del consumo

La potencia generada en el generador fotovoltaico para el 100% del consumo será:

	Gdm	PR	Ep (kWh/día)	kWh/mes
Enero	2,28	0,891	2,03	340,28
Febrero	3,31	0,888	2,94	443,85
Marzo	4,50	0,878	3,95	660,64
Abril	5,59	0,869	4,85	785,93
Mayo	6,35	0,857	5,44	910,53
Junio	7,05	0,842	5,93	961,11
Julio	7,22	0,836	6,02	1008,60
Agosto	6,07	0,835	5,06	847,84
Septiembre	4,79	0,847	4,05	656,37
Octubre	3,61	0,859	3,10	519,03
Noviembre	2,44	0,878	2,14	346,90
Diciembre	2,12	0,890	1,89	315,92
	4,61	0,864	3,95	7797,00

Tabla 24: Estimación de la energía producida por el generador al 100% del consumo

La energía generada en el generador fotovoltaico para el 50% del consumo es:

	Gdm	PR	Ep (kWh/día)	kWh/mes
Enero	2,28	0,887	2,02	208,34
Febrero	3,31	0,883	2,92	271,74
Marzo	4,50	0,873	3,93	404,47
Abril	5,59	0,865	4,83	481,18
Mayo	6,35	0,853	5,42	557,47
Junio	7,05	0,838	5,91	588,43
Julio	7,22	0,831	6,00	617,51
Agosto	6,07	0,831	5,04	519,09
Septiembre	4,79	0,843	4,03	401,86
Octubre	3,61	0,855	3,09	317,78
Noviembre	2,44	0,873	2,13	212,39
Diciembre	2,12	0,885	1,88	193,42
	4,61	0,860	3,93	4773,68

Tabla 25: Estimación de la energía producida por el generador al 50% del consumo

Se puede comprobar que la energía producida anualmente por el generador al 100% del consumo (una instalación de 5,395 kWp) es 7797,00 kWh, y para la instalación al 50% del consumo, es decir una instalación de 3,32 kWp, es de 4773,68 kWh.

A continuación, se muestra el balance de energía importada y exportada para cada una de las instalaciones:

	Energía consumida (kWh)	Energía generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
Enero	835,12	340,28	494,84	0,00
Febrero	738,73	443,85	294,88	0,00
Marzo	683,29	660,64	22,65	0,00
Abril	492,40	785,93	0,00	293,53
Mayo	384,04	910,53	0,00	526,49
Junio	365,77	961,11	0,00	595,34
Julio	361,99	1008,60	0,00	646,61
Agosto	307,18	847,84	0,00	540,66
Septiembre	399,16	656,37	0,00	257,21
Octubre	541,54	519,03	22,51	0,00
Noviembre	696,52	346,90	349,62	0,00
Diciembre	787,87	315,92	471,95	0,00

Tabla 26: Balance de energía para la instalación de 5,395 kWp

	Energía consumida (kWh)	Energía generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
Enero	835,12	208,34	626,78	0,00
Febrero	738,73	271,74	466,99	0,00
Marzo	683,29	404,47	278,82	0,00
Abril	492,40	481,18	11,22	0,00
Mayo	384,04	557,47	0,00	60,06
Junio	365,77	588,43	0,00	102,05
Julio	361,99	617,51	0,00	128,47
Agosto	307,18	519,09	0,00	105,08
Septiembre	399,16	401,86	0,00	2,70
Octubre	541,54	317,78	223,76	0,00
Noviembre	696,52	212,39	484,13	0,00
Diciembre	787,87	193,42	594,45	0,00

Tabla 27: Balance de energía para la instalación de 3,32 kWp

11.2.5.1 Cálculo del rendimiento de la instalación o Performance Ratio

El rendimiento de una instalación depende de múltiples factores, que influyen en la energía que es capaz de generar la instalación teóricamente. Se van a explicar los diversos factores que alteran el rendimiento de la instalación.

Irradiación en el emplazamiento

Este tipo de pérdidas se producen por errores en la base de datos empleada. Al haber usado los datos de la base de Meteonorm, su incertidumbre relacionada es del 3%.

Cálculo de pérdidas por orientación

Estas pérdidas están relacionadas con una mala posición del módulo, lo que provoca que el panel no pueda absorber la máxima energía. Para su cálculo se ha utilizado información y un esquema que muestra las pérdidas máximas en función de la inclinación del panel y del ángulo de azimut del módulo.

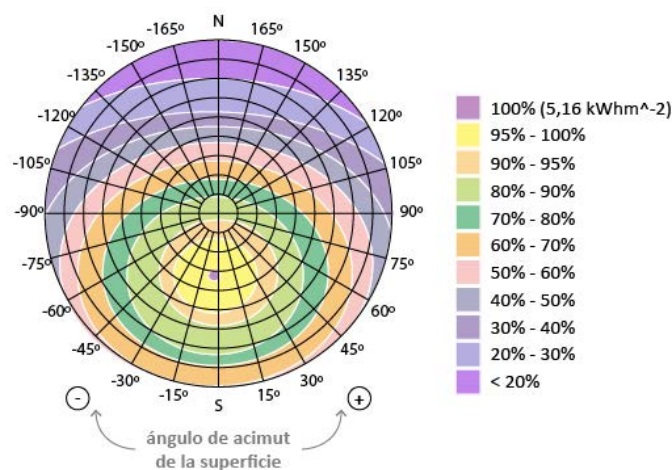


Figura 22: pérdidas máximas respecto la inclinación del panel solar, Fuente: [8]

Se puede observar que para un ángulo de azimut de 0° y una inclinación del panel de 30°, el aprovechamiento solar está entre el 95%-100%. Se supondrá, pues, un rendimiento del 98%.

Pérdidas de dispersión de fabricación en la potencia nominal del módulo

Estas pérdidas son consideradas “ganancias” y se producen porque los fabricantes diseñan los módulos con una potencia ligeramente superior a la que se indica en las fichas técnicas, para así garantizar la potencia indicada durante gran parte de su vida útil. Suelen ser de entre 0,5 % y 1%. Para esta instalación se ha estimado un valor de 0,5%.

Pérdidas por dispersión de parámetros (*mismatch*)

Se produce cuando la potencia entre los módulos de la instalación resulta diferente entre ellos, por lo que la corriente que circula por los paneles en serie se ve limitada a la menor de ellas, y la tensión de los paneles en paralelo a la menor de ellas también. Suelen estar entre $\pm 3\%$, para esta instalación se van a estimar en 1%.

Pérdidas por polvo o suciedad

Se producen por acumulación de partículas en la superficie de los módulos, lo que impide su correcto funcionamiento y disminuye el rendimiento. Suelen ser del orden de 2%.

Pérdidas angulares y espectrales

Se producen cuando la radiación solar llega al módulo con un ángulo distinto de 0° . Según IDAE (2020) suelen estar entre 1% y 3%. Para esta instalación se tomará un valor intermedio de 2%.

Pérdidas por caída de tensión en el cableado

Según IDAE (2011) las pérdidas en el cableado no deberán ser superiores a 1,5%.

Eficiencia del Inversor

El rendimiento indicado por el fabricante para el modelo escogido es del 97,6%.

Pérdidas por sombreado

Se producen cuando se proyectan sombras sobre los módulos, empeorando su correcto funcionamiento, y afectando así al rendimiento de la instalación. Además, estas sombras hacen que la corriente que circula entre los módulos conectados en serie quede limitada, para poder evitar ese problema es necesario instalar en los módulos diodos de paso.

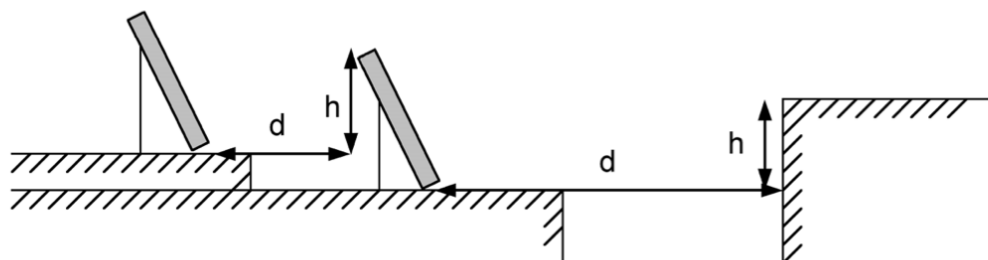


Figura 23: Distancia mínima para sombreados

La distancia mínima d entre módulos tiene que ser igual a $h \cdot k$, donde h es la altura del módulo inclinado a 30° y k un factor adimensional que tiene por valor $1/\tan(61\text{-latitud})$. La latitud de la instalación es 41° , por lo tanto, k vale 2,808 y la distancia mínima será de 2746 mm.

Pérdidas por temperatura

Las pérdidas de potencia por variación de temperatura que indica el fabricante en la ficha técnica del módulo solar: en este caso es 0,37%/°C.

$$Pérdidas = 1 - \delta(Tc - Tc^*)$$

Donde:

- δ es la pérdida por temperatura fijada por el fabricante, que en este caso es 0,37%/°C
- Tc es la temperatura de la celda
- Tc^* es la temperatura a la que se quieren calcular las pérdidas (25°C menos que la temperatura de la celda)

Para poder calcular la temperatura de la celda se emplea esta fórmula:

$$Tc = Ta + \frac{TONC - 20}{800} * E$$

Donde:

- Ta es la temperatura ambiente
- TONC es la temperatura nominal de operación de la placa, en este caso es 45°C
- E es la radiación solar en W/m²

Tras haber hecho el análisis de pérdidas por los diversos factores, obtenemos el rendimiento de la instalación final tanto para la de 5,395 kWp como para la de 3,32 kWp (se diferencia por los inversores):

	Orientación	Sombras próximas	Ang. Y Espect.	Irradiancia	Perd. Temp.	Polvo	Gan	LID	Mismatch	Cables CC	Inversor 4,5kW	Inversor 2,8kW	PR 100%	PR 50%
enero	0,98	1	0,98	1,03	0,97003	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,891	0,887
febrero	0,98	1	0,98	1,03	0,96596	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,888	0,883
marzo	0,98	1	0,98	1,03	0,95523	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,878	0,873
abril	0,98	1	0,98	1,03	0,94598	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,869	0,865
mayo	0,98	1	0,98	1,03	0,93266	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,857	0,853
junio	0,98	1	0,98	1,03	0,91675	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,842	0,838
julio	0,98	1	0,98	1,03	0,90935	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,836	0,831
agosto	0,98	1	0,98	1,03	0,90898	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,835	0,831
septiembre	0,98	1	0,98	1,03	0,92156	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,847	0,843
octubre	0,98	1	0,98	1,03	0,93525	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,859	0,855
noviembre	0,98	1	0,98	1,03	0,95523	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,878	0,873
diciembre	0,98	1	0,98	1,03	0,96855	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,890	0,885
Promedio	0,98	1	0,98	1,03	0,94046083	0,98	1,007	0,985	0,99	0,985	0,972	0,975	0,864	0,860

Tabla 28: Cálculo del rendimiento de las instalaciones

11.3 DIMENSIONAMIENTO CON PVSYS

En este apartado se va a dimensionar la instalación fotovoltaica mediante el estudio y análisis de los resultados obtenidos del programa PVSyst. Tras haber hecho el estudio analítico de ambas instalaciones, 5'395 kWp y 3'32 kWp, e introducir los parámetros al programa, PVSyst podrá generar un informe mostrando todos

los resultados y gráficos de la simulación. Para poder realizarla, hay que tener en cuenta los datos de radiación del lugar, aunque el mismo programa puede acceder a los datos de radiación del emplazamiento. En este caso se ha optado por escoger los datos descargados a través de Meteonorm en la Tabla 9.

Para el análisis con PVSyst, se ha estudiado también el diseño de las dos instalaciones empleando dos tipos de paneles: el panel monocristalino y el policristalino. De esta forma, en función de la energía producida con cada panel y el coste por Wp, se escogerá el panel más eficiente de los dos: el monocristalino o bien el policristalino.

Se procedió a dibujar también un boceto de la instalación en cuestión, la que cubre el 100% y el 50% del consumo. Se han incluido los objetos adicionales para hacer un análisis más preciso en cuanto a las sombras que se proyectan en los paneles.

Para realizar la simulación se han introducido los siguientes valores:

- Las coordenadas del emplazamiento son 41° 24' 05'' N 2° 07' 33'' E
- Los valores introducidos de las condiciones medioambientales son los obtenidos a partir de la base de datos de Meteonorm: velocidad del viento, radiación global horizontal y difusa, etc.)
- La orientación e inclinación de los módulos óptimos para que las pérdidas con respecto al óptimo sean del 0%, que se consigue con una inclinación de los paneles de 36° y un ángulo de azimut de 0°.
- Los parámetros del panel solar (monocristalino y policristalino) y los inversores elegidos, que son los mismos utilizados para hacer el dimensionamiento analítico. El panel fotovoltaico monocristalino es de la marca Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial, y el módulo fotovoltaico policristalino es de la marca Canadian Solar Inc., modelo CS3W-415P HE. Los inversores escogidos son, para el dimensionamiento del 100% del consumo, el inversor Fronius International Symo 4.5-3-S, y para el 50% del consumo el inversor Growatt 3000TL-US.
- El horizonte del emplazamiento, que permite calcular las pérdidas por sombreado
- Los consumos mensuales del edificio
- Diseño de la azotea donde se instalará el diseño del generador fotovoltaico
- Las pérdidas del sistema calculadas en el dimensionamiento analítico

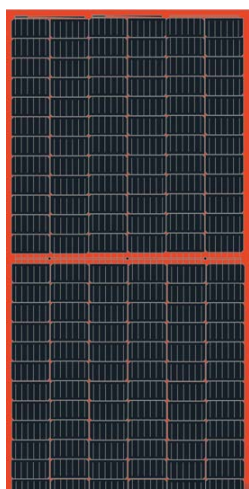


Figura 25: Panel solar Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial

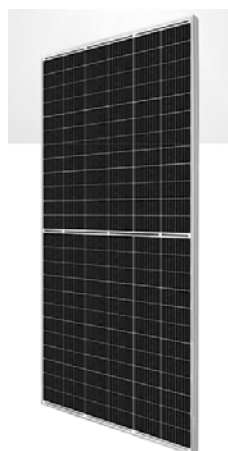


Figura 24: Panel solar Canadian Solar Inc., modelo CS3W-415P HE.

Meteonorm	Gh (kWh/m2)	Dh (kWh/m2)	Ta (°C)	VV (m/s)	Bn (kWh/m2)
Enero	65,00	23,00	8,1	2,9	118
Febrero	83,00	34,00	9,2	2,9	111
Marzo	131,00	51,00	12,1	3	148
Abril	162,00	58,00	14,6	3	170
Mayo	195,00	80,00	18,2	2,7	179
Junio	201,00	82,00	22,5	2,5	177
Julio	217,00	76,00	24,5	2,5	212
Agosto	181,00	78,00	24,6	2,5	161
Septiembre	138,00	55,00	21,2	2,6	145
Octubre	103,00	38,00	17,5	2,7	133
Noviembre	68,00	27,00	12,1	2,8	111
Diciembre	56,00	24,00	8,5	3,1	98
Año	1600	52,17	16,09	2,77	1763

Tabla 29: Datos de radiación del obtenidos de Meteonorm

Tras haber realizado las simulaciones con PVSyst, se han obtenido los siguientes resultados para la instalación del 100% del consumo:

	Ns	Nt	Np
Policristalino	12	12	1
Monocristalino	11	11	1

Tabla 30: Número de paneles necesarios para la instalación del 100% del consumo

Para la instalación del 50% del consumo, el número de paneles empleados son:

	Ns	Nt	Np
Policristalino	7	7	1
Monocristalino	7	7	1

Tabla 31: Número de paneles necesarios para la instalación del 50% de consumo

Para saber cuál de los dos paneles sale más rentable para emplear en las dos instalaciones, se ha calculado la relación **Inversión / Energía producida** por la instalación, es decir el coste por unidad de energía producida. Sabiendo la energía producida de las cuatro instalaciones (dato extraído del informe generado por PVSyst):

	Energía producida (kWh/año)	
	POLY	MONO
100% consumo	8144	7539
50% consumo	4697	4754

Tabla 32: Energía producida anualmente por las 4 instalaciones

Y también teniendo en cuenta la potencia pico instalada en cada instalación, además del precio por Wp en USD del panel monocristalino (0,193 USD/Wp) y policristalino (0,19 USD/Wp):

	Potencia pico instalación (Wp)	
	POLY	MONO
100% consumo	4980	4565
50% consumo	2905	2905

Tabla 33: Potencia pico instalada en cada instalación (Wp)

	Ratio (USD/kWh)	
	POLY	MONO
100% consumo	0,116	0,118
50% consumo	0,118	0,119

Tabla 34: Relación Inversión / Energía producida

Se puede observar que para las instalaciones en las que se ha empleado el panel monocristalino, el coste de un kWh producido es muy parecido al de las que se ha utilizado el panel policristalino. Ante esta similitud de ratios, se escogerá aquel panel que produzca más energía, que coincide con el policristalino. Así pues, el dimensionamiento de la instalación con PVSyst se realizará usando el panel policristalino Canadian Solar Inc., modelo CS3W-415P HE, a diferencia del dimensionamiento analítico, en el que se ha empleado el panel monocristalino Longi Solar, modelo LR4-72 HBD 415 Bifacial. La potencia pico de la instalación del 100% del consumo es de 4980 Wp y la del 50% de 2905 Wp.

En el dimensionamiento analítico para la instalación del 50% del consumo, el número de módulos fotovoltaicos era 8, un módulo más que el dimensionado con PVSyst. En el Anexo ... se detalla cada una de las simulaciones en el programa. En cambio, en el dimensionamiento analítico de la instalación para cubrir el 100% del consumo, el número necesario de paneles fotovoltaicos era 13, un módulo más que el estimado con PVSyst.

Los balances de energía para la instalación del 100% del consumo son los siguientes:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Enero	64.3	22.78	8.01	116.8	112.7	0.547	0.560	0.169	0.360	0.391
Febrero	83.0	33.19	9.15	127.2	122.0	0.589	0.506	0.188	0.382	0.318
Marzo	130.9	48.04	12.16	170.3	163.3	0.773	0.560	0.228	0.519	0.332
Abril	161.8	64.50	14.34	177.2	168.9	0.793	0.542	0.244	0.522	0.298
Mayo	193.9	78.53	18.11	187.1	177.8	0.827	0.560	0.264	0.535	0.296
Junio	201.3	81.28	22.21	185.9	176.5	0.810	0.542	0.263	0.519	0.279
Julio	216.5	72.75	24.57	205.6	195.7	0.885	0.560	0.265	0.589	0.295
Agosto	182.8	74.64	24.63	191.6	182.5	0.826	0.560	0.258	0.539	0.302
Septiembre	138.0	48.55	20.90	168.0	160.6	0.736	0.542	0.229	0.481	0.313
Octubre	102.9	45.10	17.51	143.7	137.4	0.642	0.560	0.213	0.408	0.347
Noviembre	67.2	28.94	11.88	110.4	106.1	0.508	0.542	0.177	0.314	0.366
Diciembre	55.8	23.24	8.51	104.9	101.0	0.492	0.560	0.170	0.306	0.390
Año	1598.5	621.53	16.04	1888.5	1804.5	8.429	6.596	2.669	5.475	3.927

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb T amb. E_User Energía suministrada al usuario
GlobInc Global incidente plano receptor E_Solar Energía del sol
E_Grid Energía inyectada en la red
EFrGrid Energía de la red

Tabla 35: Balances y resultados principales de la instalación para el 100% del consumo

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	64.3	22.78	8.01	116.8	112.7	319.0	560.2	156.0	149.6	404.3
Febrero	83.0	33.19	9.15	127.2	122.0	343.7	506.0	169.6	159.5	336.4
Marzo	130.9	48.04	12.16	170.3	163.3	452.2	560.2	210.7	222.6	349.6
Abril	161.8	64.50	14.34	177.2	168.9	463.6	542.2	222.7	220.8	319.5
Mayo	193.9	78.53	18.11	187.1	177.8	482.6	560.2	238.3	222.0	321.9
Junio	201.3	81.28	22.21	185.9	176.5	472.5	542.2	236.5	213.9	305.6
Julio	216.5	72.75	24.57	205.6	195.7	516.2	560.2	241.6	251.4	318.7
Agosto	182.8	74.64	24.63	191.6	182.5	482.0	560.2	237.0	223.7	323.2
Septiembre	138.0	48.55	20.90	168.0	160.6	429.3	542.2	205.9	204.5	336.3
Octubre	102.9	45.10	17.51	143.7	137.4	374.7	560.2	193.8	164.5	366.5
Noviembre	67.2	28.94	11.88	110.4	106.1	296.4	542.2	159.3	123.5	382.9
Diciembre	55.8	23.24	8.51	104.9	101.0	287.0	560.2	155.9	118.4	404.3
Año	1598.5	621.53	16.04	1888.5	1804.5	4919.2	6596.3	2427.2	2274.4	4169.0

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb T amb. E_User Energía suministrada al usuario
GlobInc Global incidente plano receptor E_Solar Energía del sol
E_Grid Energía inyectada en la red
EFrGrid Energía de la red

Tabla 36: Balances y resultados principales de la instalación para el 50% del consumo

Podemos observar que la energía vertida a la red en la instalación para el 100% del consumo, el balance neto entre energía exportada e importada es mayor que cero, lo que supone que el edificio no debería pagar los gastos comunes a la distribuidora. En cambio, para la instalación del 50% del consumo, la energía vertida a la red es menor que la importada de ella, lo que significa que la comunidad debería pagar aún un porcentaje de los gastos a la distribuidora.

Los gráficos 12 y 13 Muestran las pérdidas de las dos instalaciones y el Diagrama de Sankey, producidas por los factores explicados en el apartado 11.2.5.1.

En el gráfico 5 y 6 se puede observar la producción neta de energía que sale del inversor con respecto a las pérdidas que se producen en el conjunto de paneles fotovoltaicos y en el sistema (por ejemplo, en el inversor). Se puede observar que la cantidad de energía producida es significativamente mayor en verano que la producida en invierno, y por tanto sus pérdidas también son mayores.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4980 Wp

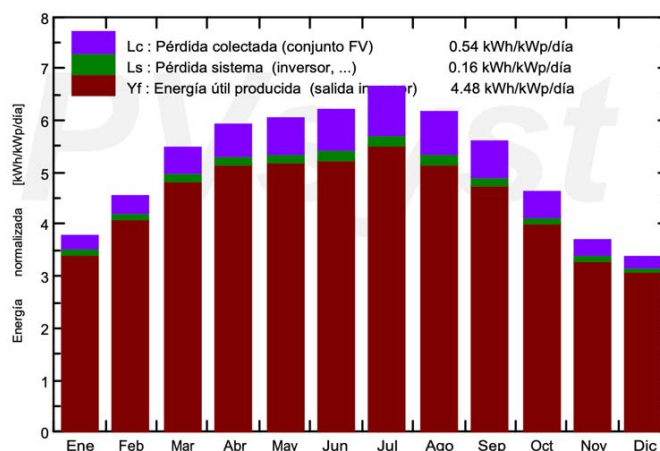


Gráfico 12: Producciones normalizadas para el 100% del consumo

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2905 Wp

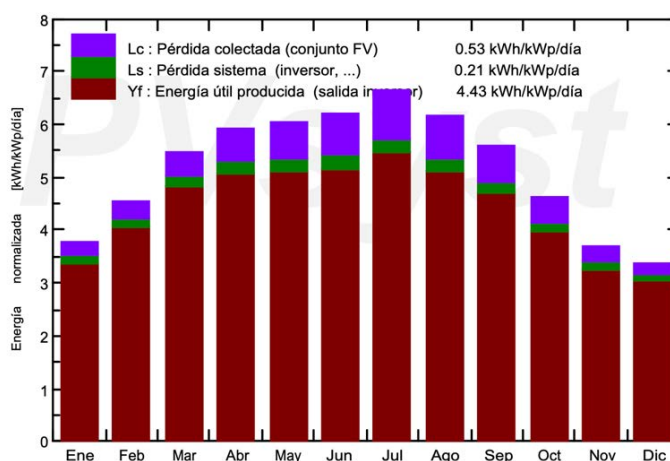


Gráfico 13: Producciones normalizadas para el 50% del consumo

Diagrama de pérdida durante todo el año

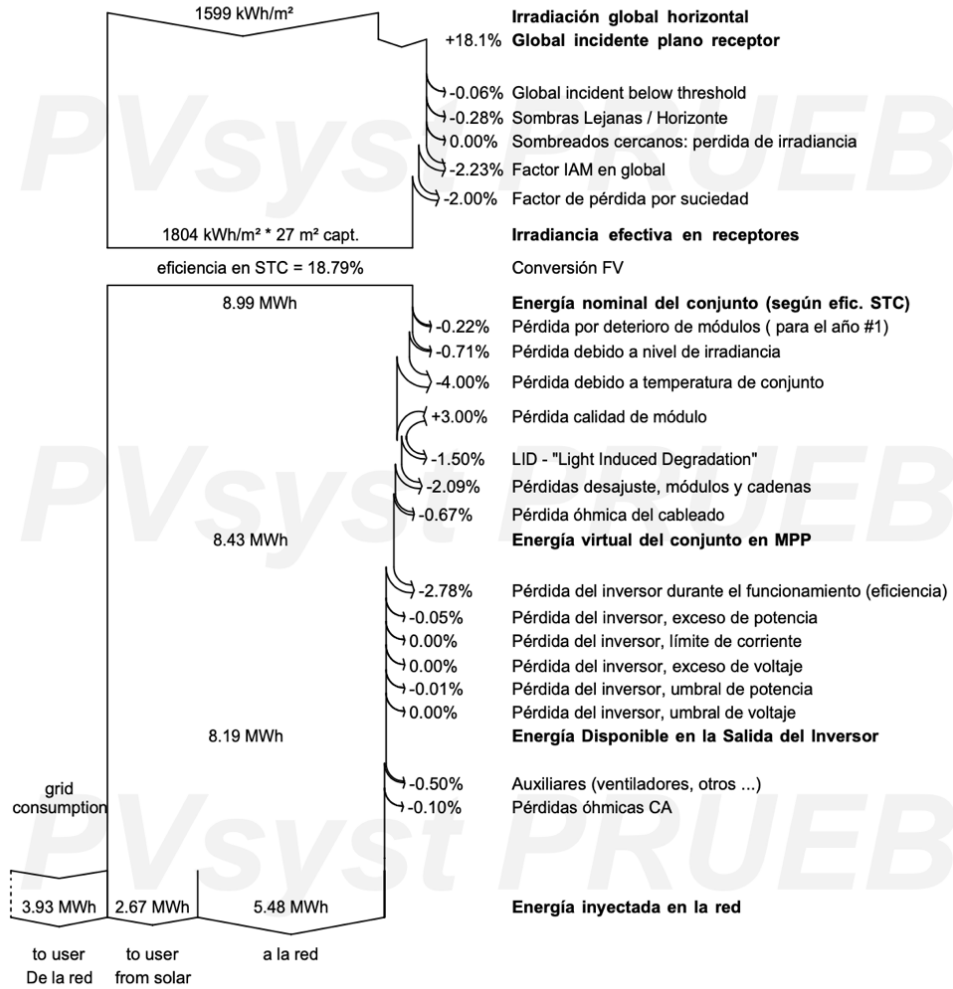


Diagrama 1: Pérdidas para el 100% del consumo

Diagrama de pérdida durante todo el año

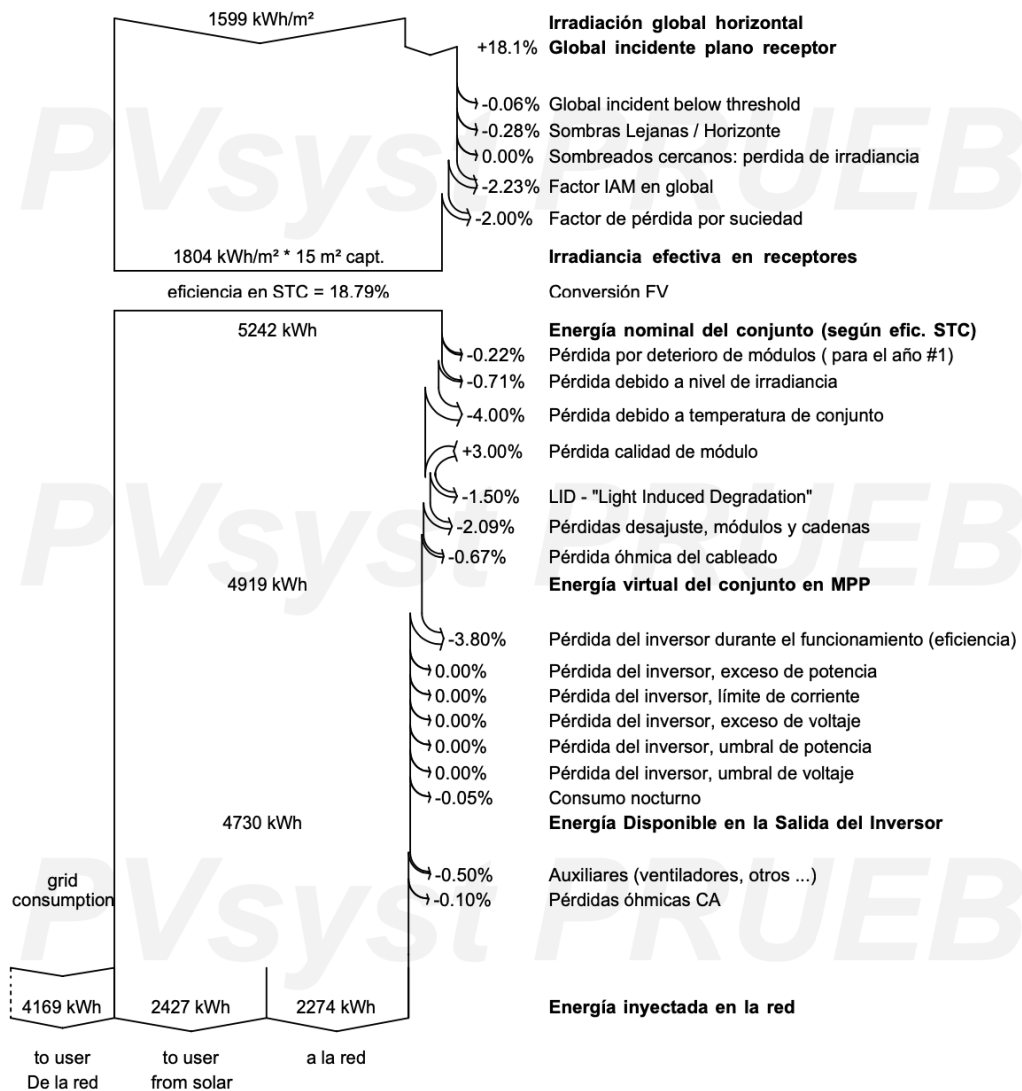


Diagrama 2: Pérdidas para el 50% del consumo

A continuación, se muestra una tabla donde se comparan los resultados obtenidos analíticamente de los extraídos mediante PVsyst.

	Método de cálculo	Nº paneles	Energía generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)
100% consumo	PVSyst	12	8144	3927	5475	2669
	Analítico	13	7797,0	1656,45	2859,84	4937,16
50% consumo	PVSyst	7	4697	4131,6	2274,4	2427,2
	Analítico	8	4773,7	2686,15	398,35	4375,33

Tabla 37: Resultado del dimensionamiento analítico y con PVSyst de las dos instalaciones

Podemos observar que la energía generada estimada con PVSyst difiere con el valor calculado analíticamente, tanto para la instalación que cubre el 50% del consumo como la del 100%; la energía generada sale superior en PVSyst comparada con la calculada analíticamente para la instalación que cubre el 100% del consumo. El orden de los valores es el mismo aun así.

Cabe mencionar que, aunque la instalación de 5,395 kWp está diseñada para cubrir el 100% de los consumos, la cantidad de energía importada de la red es distinta de cero, puesto que habrá días en los que los fenómenos meteorológicos impedirán la captación adecuada de radiación solar, y por lo tanto no cubrir la potencia deseada de ese día.

Se puede analizar también que los excedentes de energía vertidos a la red para la instalación que cubre el 50% del consumo serán lógicamente menores que la vertida a la red de la instalación del 100% del consumo. Los balances de energía tanto para PVSyst como los calculados analíticamente salen distintos, ya que PVSyst trata de analizar también si la radiación solar es la adecuada para generar la energía requerida para cubrir los consumos exigidos (que se daría para días con condiciones meteorológicas puntuales).

Tanto analíticamente como en PVSyst los valores obtenidos del PR se encuentran en el mismo rango de valor: entre el 80%-90%. Tal y como se muestra en la Tabla 19, el rendimiento de la instalación que cubre el 100% del consumo es de 0,864, y para el 50% es de 0,860. Los valores obtenidos de PVSyst son los mostrados a continuación. Para la instalación del 100% del consumo, se estimó un rendimiento del 0,866, mientras que para la instalación que cubre el 50% del consumo es de 0,857.

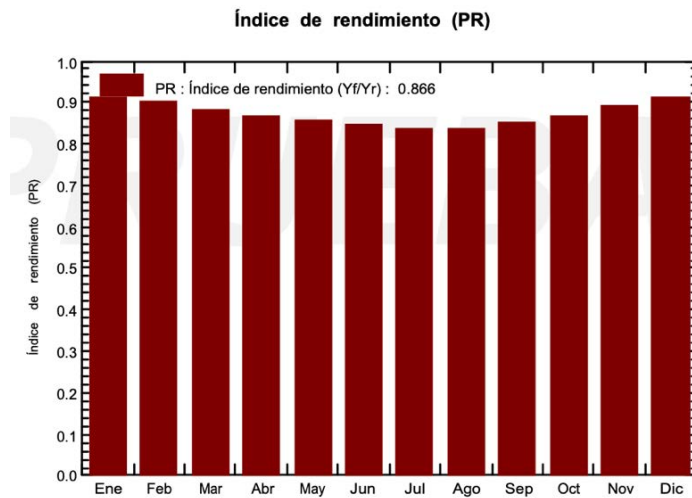


Gráfico 14: Rendimiento de la instalación del 100% del consumo

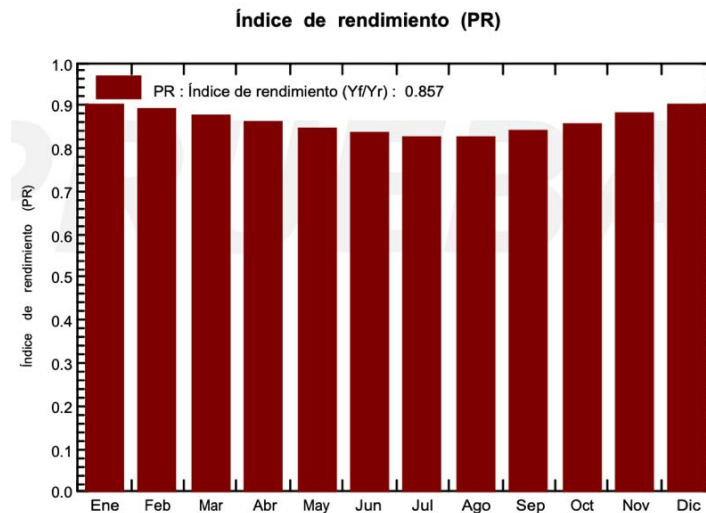


Gráfico 15: Rendimiento de la instalación del 50% de los consumos

Para poder saber cuál de las dos instalaciones es la más rentable, hay que hacer un análisis económico de ambas instalaciones. Para ello, se van a utilizar los datos obtenidos en el programa PVSyst, puesto que el análisis de sus datos y flujos de energía son mucho más detallados que los estimados analíticamente.

11.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD

En este apartado se va a estudiar la viabilidad económica de las dos instalaciones, la diseñada para suministrar energía al 100% del consumo y al 50% del consumo. De esta forma, se podrá saber cuál de las dos instalaciones es la más adecuada y la más rentable para instalar. Para ello, se han empleado los datos obtenidos a través de PVSyst.

Se ha realizado una estimación del coste de inversión inicial para las dos instalaciones (100% y 50% del consumo), teniendo en cuenta todos los elementos de la instalación, así como los permisos y costes necesarios para poder instalarse. Según el plan de ayuda publicado por el Ayuntamiento de Barcelona [9], se ha podido subvencionar hasta el 50% del coste de las instalaciones voluntarias de placas fotovoltaicas o térmicas.

	Unidades	Precio Unitario (€)	Total (€)
Módulos	12	160,5	1926,00
Inversor	1	1337,49	1337,49
Estructura soporte	4	245	980,00
Contador bidireccional	1	267,95	267,95
Fusibles	1	8,28	8,28
Portafusibles	1	3,16	3,16
Protección sobretensiones	1	70,4	70,40
Caja protecciones	2	6,56	13,12
Instalación			1155,6
Certificado Solidez Estructural			121
Legalización y boletín			484
Total sin subvención			6367,00
Subvención (50%)			3183,5
Total con subvención			3183,50

Tabla 38: Inversión inicial para la instalación del 100% del consumo

	Unidades	Precio Unitario (€)	Total (€)
Módulos	7	160,5	1123,50
Inversor	1	1034,72	1034,72
Estructura soporte	3	245	735,00
Contador bidireccional	1	267,95	267,95
Fusibles	1	8,28	8,28
Portafusibles	1	3,16	3,16
Protección sobretensiones	1	70,4	70,40
Caja protecciones	2	6,56	13,12
Instalación			674,1
Certificado Solidez Estructural			121
Legalización y boletín			484
Total sin subvención			4535,23
Subvención (50%)			2267,615
Total con subvención			2267,62

Tabla 39: Inversión inicial para la instalación del 50% del consumo

Se van a analizar los beneficios que aportan ambas instalaciones, suponiendo que la vida útil de las instalaciones es de 25 años. Para ello se han tenido en cuenta que:

- La energía producida por el panel solar es cada año menor por la atenuación de producción de energía, a un ritmo de $-0,55\%$ /año, y su garantía de rendimiento es de 25 años. El primer año la instalación que cubre el 100% del consumo produce 8144 kWh, y la que cubre el 50% del consumo produce 4697 kWh. A lo largo de los 25 años la producción de energía irá disminuyendo.
- El consumo anual del edificio se mantendrá constante durante los 25 años.
- El precio de la energía extraída de la red es 0,1175 €/kWh
- El precio de la energía excedentaria vertida a la red es 0,05€/kWh
- La inflación de tarifa eléctrica anual es 2%
- La tasa de descuento es del 3%
- Los inversores tienen una vida útil que oscila entre los 5 y los 10 años. Siendo conservadores y asumiendo un mantenimiento adecuado, consideramos la vida útil de los inversores de 8,3 años de modo que en los 25 años que duran los paneles habría que cambiar los inversores dos veces (una vez a los 8 y otra a los 16 años) de modo que a los 25 años toda la instalación estará agotada.
- El resto de los elementos fijos (estructura, contador bidireccional, protección sobretensiones y caja de protecciones) tiene una vida útil superior a los 25 años.
- El coste de los elementos fungibles (fusibles y portafusibles) se considera integrado en el coste del mantenimiento.
- El mantenimiento, de acuerdo con estimaciones de industriales del sector, puede suponer un 1,5% del valor de la inversión. Para tener en cuenta que el proyecto presentado es pequeño, se ha supuesto un gasto de mantenimiento del 2%.
- La columna de *Varios* incluye gastos de gestión e impuestos municipales. Se ha fijado un valor anual inicial de 400 € que irá evolucionando con la inflación.
- Un factor determinante es la existencia de *subvenciones* municipales. El ayuntamiento de Barcelona ofrece actualmente una subvención muy substancial: hasta un 50% de la inversión total en los primeros tres años [10]. Los cálculos se han hecho basados en estas subvenciones y también en caso de que estas subvenciones no existieran (lo que permite valorar la importancia de éstas para este tipo de proyectos). Por prudencia, estas subvenciones solo se aplican a las inversiones que tiene lugar en los primeros tres años y no, por ejemplo, a las inversiones de reposición de inversiones en los años 8 y 16.

Inicialmente se han calculado las pérdidas de energía por degradación de los paneles solares, tanto para la instalación del 100% y del 50% del consumo.

Año	Pérdida de energía por degradación (kWh)	Energía generada (kWh)
1		8144
2	44,792	8099,208
3	44,546	8054,662
4	44,301	8010,362
5	44,057	7966,305
6	43,815	7922,490
7	43,574	7878,916
8	43,334	7835,582
9	43,096	7792,487
10	42,859	7749,628
11	42,623	7707,005
12	42,389	7664,616
13	42,155	7622,461
14	41,924	7580,538
15	41,693	7538,845
16	41,464	7497,381
17	41,236	7456,145
18	41,009	7415,137
19	40,783	7374,353
20	40,559	7333,794
21	40,336	7293,458
22	40,114	7253,344
23	39,893	7213,451
24	39,674	7173,777
25	39,456	7134,321

Tabla 40: Disminución de energía producida debida a la degradación de los paneles solares, para la instalación del 100% del consumo

Año	Pérdida de energía por degradación (kWh)	Energía generada (kWh)
1		4697
2	25,834	4671,167
3	25,691	4645,475
4	25,550	4619,925
5	25,410	4594,515
6	25,270	4569,246
7	25,131	4544,115
8	24,993	4519,122
9	24,855	4494,267
10	24,718	4469,548
11	24,583	4444,966
12	24,447	4420,519
13	24,313	4396,206
14	24,179	4372,027
15	24,046	4347,980
16	23,914	4324,067
17	23,782	4300,284
18	23,652	4276,633
19	23,521	4253,111
20	23,392	4229,719
21	23,263	4206,456
22	23,136	4183,320
23	23,008	4160,312
24	22,882	4137,430
25	22,756	4114,674

Tabla 41: Disminución de energía producida debida a la degradación de los paneles solares, para la instalación del 50% del consumo

Una vez calculada la energía producida por las instalaciones los 25 años de vida útil, hay que calcular el ahorro debido a no consumir energía importada de la red y autoconsumida. A pesar de que la energía autoconsumida es cada vez menor por la degradación de los módulos solares, el precio de la tarifa eléctrica también aumenta, por lo que el ahorro sigue aumentando a lo largo de los años. La energía autoconsumida el primer año para la instalación del 100% del consumo es 2669 kWh, y para la instalación del 50% de 2427,2 kWh.

Año	Energía autoconsumida (kWh)	Precio energía extraída de la red (€/kWh)	Ahorro (€)
1	2669,00	0,1175	313,61
2	2654,32	0,11985	318,12
3	2639,72	0,12225	322,70
4	2625,20	0,12469	327,34
5	2610,76	0,12719	332,05
6	2596,41	0,12973	336,83
7	2582,13	0,13232	341,68
8	2567,92	0,13497	346,59
9	2553,80	0,13767	351,58
10	2539,75	0,14042	356,64
11	2525,79	0,14323	361,77
12	2511,89	0,14610	366,98
13	2498,08	0,14902	372,26
14	2484,34	0,15200	377,62
15	2470,67	0,15504	383,05
16	2457,09	0,15814	388,56
17	2443,57	0,16130	394,15
18	2430,13	0,16453	399,83
19	2416,77	0,16782	405,58
20	2403,47	0,17118	411,42
21	2390,26	0,17460	417,34
22	2377,11	0,17809	423,34
23	2364,03	0,18165	429,43
24	2351,03	0,18529	435,61
25	2338,10	0,18899	441,88

Tabla 42: Ahorro por no extraer energía de la red para la instalación del 100% del consumo

Año	Energía autoconsumida (kWh)	Precio energía extraída de la red (€/kWh)	Ahorro (€)
1	2427,20	0,1175	285,20
2	2413,85	0,11985	289,30
3	2400,57	0,12225	293,46
4	2387,37	0,12469	297,69
5	2374,24	0,12719	301,97
6	2361,18	0,12973	306,31
7	2348,20	0,13232	310,72
8	2335,28	0,13497	315,19
9	2322,44	0,13767	319,73
10	2309,66	0,14042	324,33
11	2296,96	0,14323	329,00
12	2284,33	0,14610	333,73
13	2271,76	0,14902	338,53
14	2259,27	0,15200	343,41
15	2246,84	0,15504	348,35
16	2234,48	0,15814	353,36
17	2222,19	0,16130	358,45
18	2209,97	0,16453	363,60
19	2197,82	0,16782	368,84
20	2185,73	0,17118	374,14
21	2173,71	0,17460	379,53
22	2161,75	0,17809	384,99
23	2149,86	0,18165	390,53
24	2138,04	0,18529	396,15
25	2126,28	0,18899	401,85

Tabla 43: Ahorro por no extraer energía de la red para la instalación del 50% del consumo

Por otro lado, es necesario tener en cuenta también el balance de ahorro realizado entre la energía importada a la red y la energía excedente vertida a la red. Teniendo en cuenta el aumento de precios del 2%, y a la degradación de los paneles de la instalación. Se puede observar que la columna de Balance es la cantidad de dinero que la comunidad deberá pagar teniendo en cuenta la compensación por excedentes, que es menor que la cantidad de dinero a pagar sin dicha compensación (la columna de Energía obtenida de la Red).

Año	Energía vertida a la red (kWh)	Energía obtenida de la red (€)	Compensación por excedentes (€)	Balance (€)
1	5475,00	461,42	273,75	187,67
2	5444,89	470,65	277,69	192,96
3	5414,94	480,06	281,69	198,38
4	5385,16	489,67	285,74	203,93
5	5355,54	499,46	289,85	209,61
6	5326,08	509,45	294,02	215,43
7	5296,79	519,64	298,25	221,38
8	5267,66	530,03	302,54	227,49
9	5238,69	540,63	306,90	233,73
10	5209,87	551,44	311,31	240,13
11	5181,22	562,47	315,79	246,68
12	5152,72	573,72	320,34	253,38
13	5124,38	585,20	324,95	260,25
14	5096,20	596,90	329,62	267,28
15	5068,17	608,84	334,37	274,47
16	5040,29	621,01	339,18	281,84
17	5012,57	633,43	344,06	289,37
18	4985,00	646,10	349,01	297,09
19	4957,59	659,02	354,03	304,99
20	4930,32	672,21	359,13	313,08
21	4903,20	685,65	364,30	321,35
22	4876,24	699,36	369,54	329,83
23	4849,42	713,35	374,85	338,49
24	4822,74	727,62	380,25	347,37
25	4796,22	742,17	385,72	356,45

Tabla 44: Balance de ingresos y gastos para la instalación que cubre el 100% del consumo

Año	Energía vertida a la red (kWh)	Energía obtenida de la red (€)	Compensación por excedentes (€)	Balance (€)
1	2274,40	485,46	113,72	371,74
2	2261,89	495,17	115,36	379,82
3	2249,45	505,08	117,02	388,06
4	2237,08	515,18	118,70	396,48
5	2224,77	525,48	120,41	405,07
6	2212,54	535,99	122,14	413,85
7	2200,37	546,71	123,90	422,81
8	2188,27	557,64	125,68	431,96
9	2176,23	568,80	127,49	441,31
10	2164,26	580,17	129,32	450,85
11	2152,36	591,78	131,19	460,59
12	2140,52	603,61	133,07	470,54
13	2128,75	615,68	134,99	480,70
14	2117,04	628,00	136,93	491,07
15	2105,40	640,56	138,90	501,66
16	2093,82	653,37	140,90	512,47
17	2082,30	666,44	142,93	523,51
18	2070,85	679,77	144,98	534,78
19	2059,46	693,36	147,07	546,29
20	2048,13	707,23	149,19	558,04
21	2036,87	721,37	151,33	570,04
22	2025,66	735,80	153,51	582,29
23	2014,52	750,52	155,72	594,80
24	2003,44	765,53	157,96	607,56
25	1992,42	780,84	160,23	620,60

Tabla 45: Balance de ingresos y gastos para la instalación que cubre el 50% del consumo

11.4.1 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

Dando por hecho que muchas de las ventajas económicas de una instalación solar no son directamente medibles¹ al menos puede cuantificarse el impacto económico de los factores directamente medibles.

Para ello, se utilizan tres métodos de evaluación de proyectos:

1. VAN, el *valor actual neto* de un flujo de caja distribuido a lo largo de varios años es una medida de la rentabilidad que para una tasa de descuento y un horizonte temporal determinados que calcula el valor agregado y descontado de los flujos de caja en el momento de la inversión. Permite comparar dos proyectos del mismo riesgo.
2. TIR, *tasa interna de rentabilidad*, una forma alternativa al VAN que se centra no en el valor descontado de los flujos de caja sino en la tasa de descuento que haría que el VAN del proyecto fuese cero. Un proyecto es rentable si su TIR es mayor que a tasa de descuento adecuada a ese proyecto. También permite comparar dos proyectos.
3. El *Payback*, finalmente, es el número de años que han de pasar para la inversión inicial esté cubierta por el rendimiento del proyecto. Períodos *payback* más cortos, en igualdad de condiciones, son más atractivos que períodos largos.

Para el análisis económico del proyecto se emplearán estas tres medidas, con los datos de consumo y con otros datos económicos directos (gastos, impuestos, inversión...)

Otro aspecto es sobre qué flujos de caja aplicar las medidas anteriores.

Una posibilidad es calcular el VAN de los consumos sin y con instalación solar por separado, y ver cuál consume menos. En el consumo *sin* solo se tiene en cuenta los consumos estimados. En el consumo *con* tienen en cuenta, además, inversiones, mantenimiento y otros gastos. Calculados los dos VAN (para un mismo período de tiempo y una misma tasa de descuento) la instalación con paneles solares será rentable si tiene un VAN (positivo o negativo) mayor que el que tendría sin instalación. Para comparar, adicionalmente, dos tipos de proyectos (uno para un abastecimiento del 100% del consumo y otro para solo un 50%) basta con comparar el VAN de ambos tipos: será preferible el que de un mayor VAN.

Otra posibilidad es calcular el flujo de caja *diferencial*. Es decir, para cada año, calcular cuánto mayor o menor es el flujo de caja de la instalación con paneles solares respecto a la instalación sin paneles solares (naturalmente, para un mismo período de tiempo, la vida útil de la instalación solar). Si el VAN de ese flujo diferencia es positivo, entonces la inversión merece la pena. Esta segunda alternativa también permite calcular el TIR y el *payback*: si el TIR de este proyecto diferencial es mayor que la tasa de descuento, el proyecto merecerá la pena. Igualmente, si el *payback* es razonable (menos, por ejemplo, de diez años), el proyecto también merecerá la pena. Como antes, para comparar dos proyectos bastaría con elegir el proyecto que tenga un VAN o TIR mayor o un *payback* menor.

¹ El impacto negativo sobre el medio ambiente del uso de fuentes de energía menos limpias, la rentabilidad que hará que cada vez más personas puedan acceder este tipo de instalaciones, el desarrollo de una industria alineada con los objetivos de la ONU.

Descripción tablas:

Se presentan dos tablas, una para una instalación que cubra el 100% del consumo, y otra para una instalación que cubra el 50% del consumo (más pequeña y con menos inversión, por tanto). En cada una se presentan dos grupos:

- El consumo esperado en euros durante 25 años a precios por kWh constantes sin la instalación fotovoltaica, [1]. Proviene de las facturas reales extrapoladas a los próximos 25 años, aplicando la tasa de inflación mencionada antes.
- El consumo (teniendo en cuenta inversiones, mantenimiento y otros gastos, reversiones y consumo no cubierto por la instalación) con la instalación fotovoltaica, [7].

	€ sin instalación		€ con instalación					Flujo de caja diferencial	
Año	[1] Coste	[2] Inversión neta	[3] Mantenimiento	[4] Varios	[5] Ingresos excedentes	[6] Coste energía red	[7] = [2]+[3]+[4]+[5]+[6] Coste total	[8] = [1]-[7] Dif.	[9] Acumulado

- La diferencia de estas dos columnas, [8], *el flujo de caja diferencial* es el que se emplea para calcular el VAN, TIR y la diferencia acumulada, [9] para calcular el *payback*.

Análisis de sensibilidad:

Como el VAN es muy sensible a la tasa de descuento y a los factores que afectan a los flujos de caja (inflación, mantenimiento, gastos varios...) se han calculado dos tablas que muestran cómo varía el VAN para diferentes niveles de tasa de descuento, inflación, gastos de mantenimiento y gastos anuales varios.

Papel de las subvenciones:

El modelo permite ver cómo variaría la rentabilidad en caso de no haber subvenciones para valorar el importante papel de éstas a la hora de incentivar este tipo de proyectos.

Resultados instalación 100% consumo:

Con una tasa de descuento del 3%, una inflación esperada del 2%, un mantenimiento del 2% de la inversión, unos gastos de gestión en impuestos de 400€ anuales, la instalación tiene un VAN positivo de **3502,8 €** (para una inversión de menos de 6.000 €), siendo claramente rentable

Año	€ sin instalación	€ con instalación					Flujo de caja diferencial		
	[1] Coste	[2] Inversión neta	[3] Mantenimiento	[4] Varios	[5] Ingresos excedentes	[6] Coste energía red	[7] = [2]+[3]+[4]+[5]+[6] Coste total	[8] = [1]-[7] Dif.	[9] Acumulado
0		3.183,50 €					3.183,50 €	-3.183,50 €	-3.183,50 €
1	1.082,58 €		63,67 €	400,00 €	-273,75 €	461,42 €	651,34 €	431,23 €	-2.752,27 €
2	1.104,23 €		64,94 €	408,00 €	-277,69 €	470,65 €	665,91 €	438,32 €	-2.313,94 €
3	1.126,31 €		66,24 €	416,16 €	-281,69 €	480,06 €	680,78 €	445,53 €	-1.868,41 €
4	1.148,84 €		67,57 €	424,48 €	-285,74 €	489,67 €	695,98 €	452,86 €	-1.415,55 €
5	1.171,82 €		68,92 €	432,97 €	-289,85 €	499,46 €	711,50 €	460,32 €	-955,23 €
6	1.195,25 €		70,30 €	441,63 €	-294,02 €	509,45 €	727,36 €	467,90 €	-487,33 €
7	1.219,16 €		71,70 €	450,46 €	-298,25 €	519,64 €	743,55 €	475,61 €	-11,73 €
8	1.243,54 €	1.337,49 €	90,42 €	459,47 €	-302,54 €	530,03 €	2.114,87 €	-871,33 €	-883,06 €
9	1.268,41 €		92,23 €	468,66 €	-306,90 €	540,63 €	794,62 €	473,79 €	-409,27 €
10	1.293,78 €		94,07 €	478,04 €	-311,31 €	551,44 €	812,24 €	481,54 €	72,27 €
11	1.319,66 €		95,95 €	487,60 €	-315,79 €	562,47 €	830,23 €	489,43 €	561,70 €
12	1.346,05 €		97,87 €	497,35 €	-320,34 €	573,72 €	848,61 €	497,44 €	1.059,14 €
13	1.372,97 €		99,83 €	507,30 €	-324,95 €	585,20 €	867,37 €	505,59 €	1.564,74 €
14	1.400,43 €		101,83 €	517,44 €	-329,62 €	596,90 €	886,55 €	513,88 €	2.078,62 €
15	1.428,44 €		103,86 €	527,79 €	-334,37 €	608,84 €	906,13 €	522,31 €	2.600,93 €
16	1.457,01 €	1.337,49 €	117,17 €	538,35 €	-339,18 €	621,01 €	2.274,84 €	-817,84 €	1.783,10 €
17	1.486,15 €		119,51 €	549,11 €	-344,06 €	633,43 €	958,00 €	528,14 €	2.311,24 €
18	1.515,87 €		121,90 €	560,10 €	-349,01 €	646,10 €	979,09 €	536,78 €	2.848,02 €
19	1.546,19 €		124,34 €	571,30 €	-354,03 €	659,02 €	1.000,63 €	545,55 €	3.393,57 €
20	1.577,11 €		126,83 €	582,72 €	-359,13 €	672,21 €	1.022,63 €	554,48 €	3.948,05 €
21	1.608,65 €		129,36 €	594,38 €	-364,30 €	685,65 €	1.045,10 €	563,55 €	4.511,61 €
22	1.640,83 €		131,95 €	606,27 €	-369,54 €	699,36 €	1.068,04 €	572,78 €	5.084,39 €
23	1.673,64 €		134,59 €	618,39 €	-374,85 €	713,35 €	1.091,48 €	582,16 €	5.666,55 €
24	1.707,12 €		137,28 €	630,76 €	-380,25 €	727,62 €	1.115,41 €	591,70 €	6.258,26 €
25	1.741,26 €		140,03 €	643,37 €	-385,72 €	742,17 €	1.139,85 €	601,41 €	6.859,66 €

* Varios: Gastos gestión, impuestos municipales etc.

Tabla 46: Rentabilidad de la instalación del 100% del consumo

Tras el cálculo de flujos de caja, se obtienen los siguientes valores:

VAN | 3.502,8 €
TIR | 11,0%
Payback | 10 años

Para las condiciones anteriores, el TIR es del **11%**, muy por encima de la tasa de descuento del 3%. Es otra forma de ver que es un proyecto considerablemente rentable. Finalmente, y bajo estas condiciones, el payback es de **10 años**, en un proyecto de una vida útil de 25 años, muy positivo (sin subvenciones, el *payback* superaría los 22 años). Esta rentabilidad, sin embargo, es posible gracias a la subvención inicial del 50%. De no haber subvención, y para las condiciones anteriores, el VAN hubiese sido negativo (-742,2 €).

VAN | -742,2 €
TIR | 1,97%

Se presentan dos tablas de sensibilidad, una según tasa de descuento y gastos e inflación y otra de gastos de mantenimiento y gastos varios e impuestos. En ambas se ve que el proyecto es rentable bajo todos los escenarios previstos.

	VAN	Tasa descuento					
		2,00%	2,25%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%
Inflación	3.503 €						
	0,0%	1.073 €	973 €	878 €	787 €	699 €	616 €
	0,1%	1.145 €	1.042 €	944 €	850 €	760 €	674 €
	1,0%	2.618 €	2.452 €	2.294 €	2.143 €	1.999 €	1.862 €
	1,5%	3.480 €	3.278 €	3.084 €	2.900 €	2.724 €	2.556 €
	2,0%	4.410 €	4.166 €	3.935 €	3.714 €	3.503 €	3.302 €
	2,5%	5.412 €	5.124 €	4.851 €	4.590 €	4.341 €	4.105 €

Tabla 47: Análisis de sensibilidad con la tasa de descuento

	VAN	Gastos de mantenimiento (% de inversión)					
		1,00%	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%	3,50%
Varios anuales	3.503 €						
	300	6.445 €	6.032 €	5.604 €	5.161 €	4.702 €	4.226 €
	325	5.919 €	5.506 €	5.079 €	4.636 €	4.176 €	3.701 €
	350	5.394 €	4.981 €	4.553 €	4.110 €	3.651 €	3.175 €
	375	4.869 €	4.456 €	4.028 €	3.585 €	3.126 €	2.650 €
	400	4.343 €	3.930 €	3.503 €	3.060 €	2.600 €	2.125 €
	425	3.818 €	3.405 €	2.977 €	2.534 €	2.075 €	1.599 €

Tabla 48: Análisis de sensibilidad con gastos de mantenimiento

Resultados instalación 50% consumo:

Con una tasa de descuento del 3%, una inflación esperada del 2%, un mantenimiento del 2% de la inversión, unos gastos de gestión en impuestos de 400€ anuales, la instalación tiene un VAN positivo mucho menor que en el caso del 100%, de **1581,5 €** lo que indica que es mucho mas rentable la instalación del 100% que la del 50%.

Año	€ sin instalación		€ con instalación					Flujo de caja diferencial	
	[1] Coste	[2] Inversión neta	[3] Mantenimiento	[4] Varios	[5] Ingresos excedentes	[6] Coste energía red	[7] = [2]+[3]+[4]+[5]+[6] Coste total	[8] = [1]-[7] Dif.	[9] Acumulado
0		2.267,62 €					2.267,62 €	-2.267,62 €	-2.267,62 €
1	1.082,58 €		45,35 €	400,00 €	-113,72 €	485,46 €	817,10 €	265,48 €	-2.002,13 €
2	1.104,23 €		46,26 €	408,00 €	-115,36 €	495,17 €	834,08 €	270,15 €	-1.731,98 €
3	1.126,31 €		47,18 €	416,16 €	-117,02 €	505,08 €	851,40 €	274,91 €	-1.457,07 €
4	1.148,84 €		48,13 €	424,48 €	-118,70 €	515,18 €	869,09 €	279,75 €	-1.177,32 €
5	1.171,82 €		49,09 €	432,97 €	-120,41 €	525,48 €	887,14 €	284,68 €	-892,64 €
6	1.195,25 €		50,07 €	441,63 €	-122,14 €	535,99 €	905,55 €	289,70 €	-602,94 €
7	1.219,16 €		51,07 €	450,46 €	-123,90 €	546,71 €	924,35 €	294,81 €	-308,13 €
8	1.243,54 €	1.034,72 €	66,05 €	459,47 €	-125,68 €	557,64 €	1.992,20 €	-748,66 €	-1.056,80 €
9	1.268,41 €		67,37 €	468,66 €	-127,49 €	568,80 €	977,34 €	291,07 €	-765,72 €
10	1.293,78 €		68,71 €	478,04 €	-129,32 €	580,17 €	997,60 €	296,18 €	-469,54 €
11	1.319,66 €		70,09 €	487,60 €	-131,19 €	591,78 €	1.018,28 €	301,38 €	-168,17 €
12	1.346,05 €		71,49 €	497,35 €	-133,07 €	603,61 €	1.039,38 €	306,67 €	138,50 €
13	1.372,97 €		72,92 €	507,30 €	-134,99 €	615,68 €	1.060,91 €	312,06 €	450,56 €
14	1.400,43 €		74,38 €	517,44 €	-136,93 €	628,00 €	1.082,89 €	317,54 €	768,10 €
15	1.428,44 €		75,87 €	527,79 €	-138,90 €	640,56 €	1.105,32 €	323,12 €	1.091,22 €
16	1.457,01 €	1.034,72 €	86,74 €	538,35 €	-140,90 €	653,37 €	2.172,28 €	-715,27 €	375,95 €
17	1.486,15 €		88,48 €	549,11 €	-142,93 €	666,44 €	1.161,10 €	325,05 €	701,00 €
18	1.515,87 €		90,25 €	560,10 €	-144,98 €	679,77 €	1.185,12 €	330,75 €	1.031,74 €
19	1.546,19 €		92,05 €	571,30 €	-147,07 €	693,36 €	1.209,64 €	336,55 €	1.368,29 €
20	1.577,11 €		93,89 €	582,72 €	-149,19 €	707,23 €	1.234,66 €	342,45 €	1.710,75 €
21	1.608,65 €		95,77 €	594,38 €	-151,33 €	721,37 €	1.260,19 €	348,47 €	2.059,21 €
22	1.640,83 €		97,68 €	606,27 €	-153,51 €	735,80 €	1.286,24 €	354,59 €	2.413,80 €
23	1.673,64 €		99,64 €	618,39 €	-155,72 €	750,52 €	1.312,83 €	360,82 €	2.774,61 €
24	1.707,12 €		101,63 €	630,76 €	-157,96 €	765,53 €	1.339,96 €	367,16 €	3.141,77 €
25	1.741,26 €		103,66 €	643,37 €	-160,23 €	780,84 €	1.367,64 €	373,62 €	3.515,39 €

* Varios: Gastos gestión, impuestos municipales etc.

Tabla 49: Rentabilidad de la instalación del 50% de consumo

Para las condiciones anteriores, el TIR es del **8,3%**, aun por encima de la tasa de descuento del 3% pero inferior al 11% de la instalación del 100%. Finalmente, el *payback* es de **12 años** mayor que en el caso de una instalación para el 100% del consumo.

VAN | 1.581,5 €
TIR | 8,3%
Payback | 12 años

Sin subvención el *payback* no sucedería nunca. Esta rentabilidad moderada también desaparecería si no se tuviera en cuenta la subvención, pues el VAN hubiese sido negativo (**-1.442,3 €**) y el TIR hubiera sido nulo.

VAN | -1.442,3 €
TIR | 0,0%

Se presentan dos tablas de sensibilidad, una según tasa de descuento y gastos e inflación y otra de gastos de mantenimiento y gastos varios e impuestos. En ambas se ve que el proyecto es rentable bajo la mayoría de los escenarios previstos.

	VAN	Tasa descuento					
	1.581 €	2,00%	2,25%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%
Inflación	0%	-1.235 €	-1.231 €	-1.228 €	-1.225 €	-1.222 €	-1.220 €
	0%	-1.163 €	-1.163 €	-1.162 €	-1.162 €	-1.161 €	-1.161 €
	1%	309 €	247 €	188 €	132 €	78 €	27 €
	2%	1.172 €	1.073 €	978 €	888 €	802 €	721 €
	2%	2.101 €	1.962 €	1.829 €	1.702 €	1.581 €	1.467 €
	3%	3.104 €	2.920 €	2.745 €	2.578 €	2.420 €	2.269 €

Tabla 50: Análisis de sensibilidad para la tasa de descuento en la instalación del 50% del consumo

	VAN	Gastos de mantenimiento (% de inversión)					
	1.581 €	1,00%	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%	3,50%
Varios anuales	300	4.296 €	3.995 €	3.683 €	3.359 €	3.024 €	2.676 €
	325	3.771 €	3.470 €	3.157 €	2.834 €	2.499 €	2.151 €
	350	3.246 €	2.944 €	2.632 €	2.309 €	1.973 €	1.626 €
	375	2.720 €	2.419 €	2.107 €	1.783 €	1.448 €	1.100 €
	400	2.195 €	1.894 €	1.581 €	1.258 €	923 €	575 €
	425	1.670 €	1.368 €	1.056 €	733 €	397 €	50 €

Tabla 51: Análisis de sensibilidad para los gastos de mantenimiento en la instalación del 50% del consumo

Comparación de los proyectos del 100% y del 50% del consumo:

Como ya se ha indicado, el proyecto para el 100% del consumo es superior en todos los parámetros (VAN, TIR y *payback*) y es menos sensible a la subvención que el proyecto de solo el 50% del consumo. Por lo que la instalación que cubre el 100% de los consumos es la más rentable de las dos analizadas y claramente preferible. En el momento actual y con los costes de las inversiones y la eficiencia ofrecida por los paneles, la rentabilidad de las instalaciones solares pequeñas, como la tratada en este proyecto, solo se alcanza con subvenciones de más del 20% (instalaciones del 100% del consumo) o del 35% (instalaciones del 50% del consumo). El papel de las administraciones es, por tanto, esencial.

Capítulo 12. SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO Y CONCLUSIONES

El objetivo principal de este proyecto es diseñar una instalación de paneles solares fotovoltaicos para cubrir los consumos comunes de un edificio situado en Barcelona. Para ello, se diseñaron dos tipos de instalaciones: una aislada (sin acceso a la red y cubriendo el consumo total del edificio) y otra conectada a red (abasteciendo dos tipos de consumo, el 100% y el 50%).

Para ello, se estudiaron los datos anuales de la factura del edificio para obtener un consumo medio diario de 21677 Wh/día. Además, para la instalación conectada a red se empleó un programa que simulaba las instalaciones fotovoltaicas generando seguidamente un informe completo del rendimiento de la instalación, así como las características del diseño. Se estimaba un valor de energía producida por la instalación, y también le energía importada y exportada de la red. Para poder extraer estos valores, era necesario haber extraído previamente los datos de radiación solar del emplazamiento en cuestión. De tres bases seleccionadas al principio, se escogieron al final los datos de la base de Meteonorm, con un valor de radiación solar de 1600 kWh/m².

Tras haber realizado el análisis técnico y económico de ambas instalaciones, se ha concluido que la instalación más rentable es la que está conectada a la red y cubre el 100% del consumo, lo que permite verter el excedente de energía generada, así como importar energía de ella en caso de no llegar a cubrir el consumo. Para poder contabilizar la energía excedente o importada y determinar su coste, es importante contar con un contador bidireccional que permita estimar la energía en todo momento y calcular la compensación económica.

La instalación cuenta con los siguientes elementos principales:

- 12 módulos policrystalinos de la marca Canadian Solar Inc., modelo CS3W-415P HE. Cada módulo tiene 415 Wp, por lo que el generador fotovoltaico es de 4980 Wp.
- 1 inversor Fronius International Symo 4.5-3-S, de 4500 W.
- 1 contador bidireccional monofásico Directo 100A del a marca Maxge
- 1 kit de protección que cuenta con un fusible y un portafusible, además de un descargador de sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV.

Para esta instalación, la inversión inicial es de 3183,5€ teniendo en cuenta la subvención facilitada por el Ayuntamiento de Barcelona. En la Tabla. Se muestran los datos relevantes del estudio:

	Potencia pico	Inversión inicial	VAN	TIR	Payback
100% consumo	4980 Wp	3.183,50 €	3.502,8 €	10,99%	10 años

Tabla 52: Análisis económico de la instalación del 100% del consumo

Se puede observar que como el VAN es mayor que 0 y el TIR es mayor que la tasa de descuento fijada (3%) la instalación sale muy rentable, además de recuperar la inversión inicial en un tiempo considerado (10 años). Es destacable mencionar que, de no ser por las subvenciones facilitadas por el Ayuntamiento, la instalación no podría llegar a ser rentable, porque manteniendo los gastos varios y los de mantenimiento al valor original, el VAN y el TIR saldrían número por debajo de cero y de la tasa de descuento impuesta, respectivamente. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los datos principales de la instalación:

Potencia pico (Wp)	Nº de paneles	Energía producida anual (kWh)	Energía autoconsumida anual (kWh)	Energía importada de la red anual (kWh)	Excedente de energía anual (kWh)
4980	12	8144	2669	3927	5475

Tabla 53: Balance de energía con la instalación del 100% del consumo

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UNEF, «Informe Anual UNEF 2021,» Madrid, 2021.
- [2] PNIEC, «PNIEC,» 1 Abril 2019. [En línea].
- [3] J. d. S.-O. Monsalve, «El Derecho,» 11 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://elderecho.com/plan-nacional-integrado-energia-clima-2021-2030-avance-materia-politica-climatica-energetica>.
- [4] G. d. España, «Plan nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» Madrid, 2020.
- [5] EsEnergía, «EsEnergia,» 19 Marzo 2021. [En línea].
- [6] AutoSolar, 19 Abril 2015. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-de-carga>.
- [7] IDAE, «IDAE,» Octubre 2020. [En línea].
- [8] Autosolar, «Autosolar,» 25 Septiembre 2019. [En línea].
- [9] A. d. Barcelona, «Ajuntament de Barcelona,» [En línea]. Available: <https://energia.barcelona/ca/ajuts-i-bonificacions>.
- [10] Ayuntamiento de Barcelona, «www.barcelona.cat,» 2020. [En línea]. Available: <https://energia.barcelona/ca/ajuts-i-bonificacions>.
- [11] Naciones Unidas, «un.org,» 25 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>.
- [12] UNEF, «Unión Española Fotovoltaica,» 5 Febrero 2020. [En línea].

[13] APPA, «APPA,» 17 Octubre 2019. [En línea].

[14] A. Diaz, «Statista,» 14 Diciembre 2020. [En línea].

[15] UNEF, «UNEF,» 5 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://unef.es/2020/02/la-nueva-regulacion-permite-el-despliegue-del-autoconsumo-en-espana/>.

[16] Ingemecánica, «ingemecanica.com,» [En línea].

Capítulo 14. ANEXOS

14.1 OBJETIVOS DEL PLAN DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible son unos propósitos fijados por la Asamblea General en 2015 que propone un plan a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, de cara a 2030. Los países miembros de la Asamblea coincidieron que el mayor problema al cual se enfrenta hoy en día la humanidad es la pobreza, y para poder erradicarla era necesario establecer un plan de sostenibilidad.

Por ello, la Asamblea planteó 17 objetivos con 169 metas que pretenden conseguir el objetivo principal, abarcando metas de distintas categorías, como la económica, la social y la ambiental.



Figura 26: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: [11]

Este Proyecto de Fin de Grado ayudaría a implementarse principalmente el objetivo número 7, Energía Asequible y no contaminante, que pretende especialmente garantizar el acceso universal a servicios energéticos accesibles, así como aumentar considerablemente la proporción de uso de energías renovables y duplicar la tasa de mejor de eficiencia energética. El trabajo también se alinea con los objetivos 11, 12 y 13, que establecen propósitos para lograr gestión sostenible y uso eficiente de recursos naturales, con tal de cambiar los patrones de consumo y producción.

Este trabajo cumple con el objetivo de aumentar la proporción de energías renovables ya que Puesto el proyecto pretende instalar paneles fotovoltaicos para aprovechar la radiación solar y emplear esta energía en electricidad sin contaminar el medio ambiente, incrementando así el uso de energías renovables.

Como se ha mencionado previamente, el objetivo 11 tiene como meta asegurar acceso a viviendas y necesidades básicas adecuadas a todas las personas. Este proyecto no solamente pretende estudiar la viabilidad de una instalación fotovoltaica en un edificio en concreto, sino también demostrar que el acceso a la electricidad es factible para todas las personas sin gastar dinero, incluso a largo plazo poder ganarlo. De esta forma, una de las necesidades básicas como es la electricidad se asegura con el diseño de paneles solares como el que se ha planteado en este trabajo.

El objetivo 12 del Plan de Desarrollo de Sostenibilidad fija como objetivo 12.2 “lograr la gestión sostenible y uso eficiente de recursos naturales”. En España se calcula que hay 17 millones de viviendas habitadas, que a su vez consumen la quinta parte de la energía consumida en el país, y el 25% de la electricidad (IDAE, 2020). Con la instalación de paneles solares en una gran proporción de hogares en España, la cantidad de gases contaminantes se reduciría drásticamente, hasta una quinta parte de la emitida en el país.

El Objetivo 13 está relacionado con la adopción de medidas urgentes para frenar el cambio climático. Ya como propiamente se indica, instalando módulos fotovoltaicos para la captación de energía solar y así reducir gases de efecto invernadero ayuda a frenar considerablemente la emisión de gases contaminantes, responsables de la aceleración del cambio climático.

14.2 INFORMES Y SIMULACIONES CON PVSYS

Informe de la simulación de la instalación que cubre el 100% del consumo

PVSYST V6.88		25/07/21	Página 1/7
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo			
Sitio geográfico	Doctor Roux	País	Espana
Ubicación	Latitud 41.40° N	Longitud	2.13° E
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT	Altitud	132 m
	Albedo 0.20		
Datos meteorológicos:	Barcelona Doctor Roux Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=21% - Sintético		
Variante de simulación : 100%consumoPOLY			
	Fecha de simulación	24/07/21 13h10	
	Simulación para la	1.º año de funcionamiento	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Orientación plano captador	Inclinación	36°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Necesidades del usuario :	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/Año
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3W-415P HE
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		En serie	12 módulos
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	12
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	4980 Wp
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	427 V
Superficie total		Superficie módulos	26.5 m²
			En paralelo 1 cadenas
			Pnom unitaria 415 Wp
			En cond. de funciona. 4518 Wp (50°C)
			I mpp 11 A
			Superficie célula 23.8 m²
Inversor		Modelo	Symo 4.5-3-S
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Fronius International
Características		Voltaje de funcionam.	150-800 V
			Pnom unitaria 4.50 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades
			Potencia total 4.5 kWac
			Relación Pnom 1.11
Factores de pérdida del conjunto FV			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	447 mOhm	Fracción de pérdidas 1.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas 1.5 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -3.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 2.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	1	Factor de pérdidas 0.46 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp 0 %/año
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, antireflectante, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290			
	0°	30°	50°
	1.000	0.999	0.987
	60°	70°	75°
	0.962	0.892	0.816
	80°	85°	90°
	0.681	0.440	0.000
Factores de pérdida del sistema			
Pérdida óhmica en el Cableado	Conductores: 3x2.5 mm²	7 m	Fracción de pérdidas 0.2 % en STC
Pérdidas auxiliares	Proporcional a la potencia	5.0 W/kW.. del umbral de potencia	0.0 kW

PVSYST PRUEBA

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 100%consumoPOLY
 Simulación para la 1.º año de funcionamiento

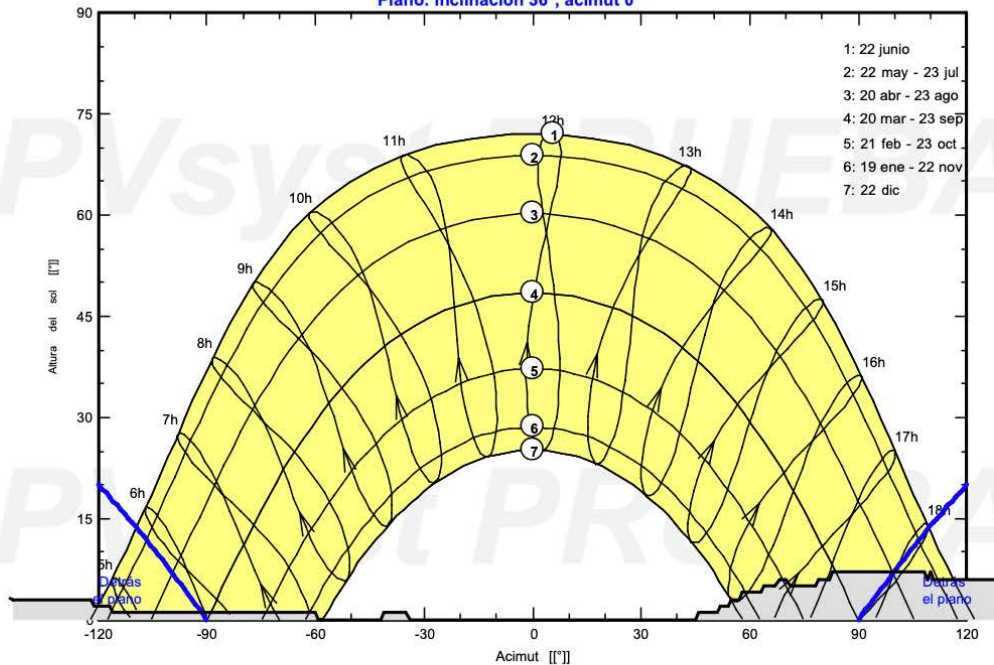
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	12	Pnom total 4980 Wp
Inversor	Modelo	Symo 4.5-3-S	Pnom 4500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Horizonte	Elevación Media	3.3°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.98

Altura [°]	8.0	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0
Acimut [°]	-180	-179	-178	-176	-175	-170	-169	-164	-163	-159	-158	-122	-121	-117
Altura [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0
Acimut [°]	-116	-60	-59	-42	-41	-35	-34	45	46	51	52	54	55	57
Altura [°]	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	6.0	6.0	7.0	7.0	6.0	7.0
Acimut [°]	58	63	64	67	68	70	71	78	79	82	83	108	109	110
Altura [°]	6.0	6.0	7.0	7.0	8.0	8.0	10.0	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Acimut [°]	111	132	133	144	145	149	150	153	154	173	174	180		

Horizonte de Meteonorm para, Lat. = 41.401°, Long. = 2.126°

Plano: inclinación 36°, acimut 0°



PVSYST V6.88

25/07/21

Página 3/7

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 100%consumoPOLY
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio		
Horizonte	Elevación Media	3.3°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom	415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	12	Pnom total	4980 Wp
Inversor	Modelo	Symo 4.5-3-S	Pnom	4500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global	6596 kWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

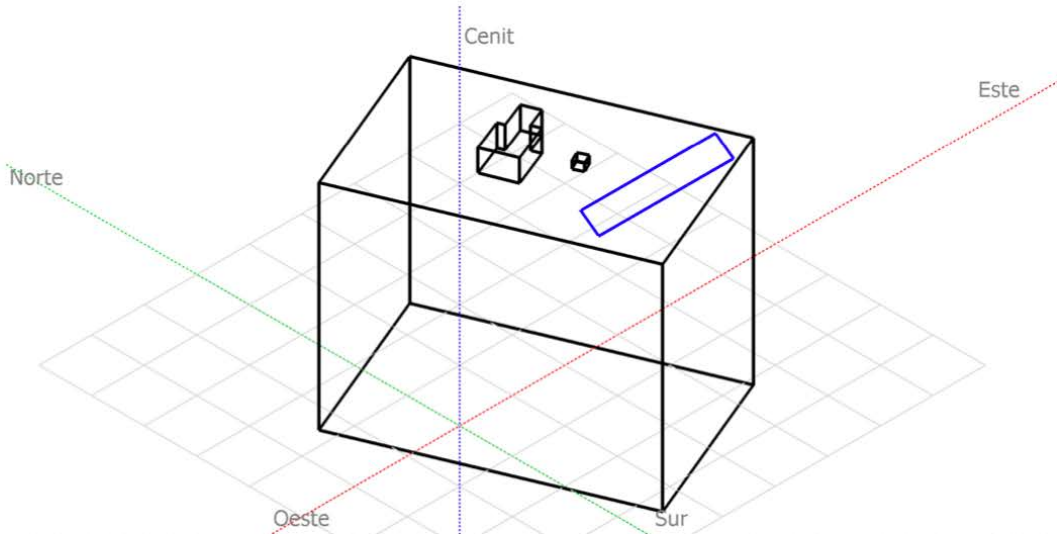
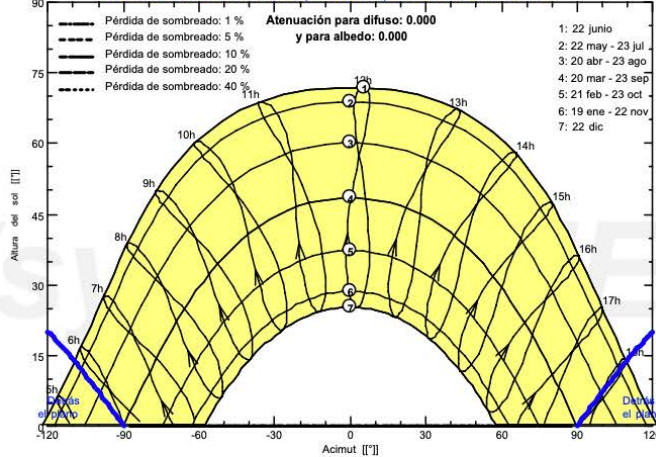


Diagrama de Iso-sombreados

Doctor Roux Proyecto100%consumo

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



PVSYST V6.88	25/07/21	Página 4/7
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo

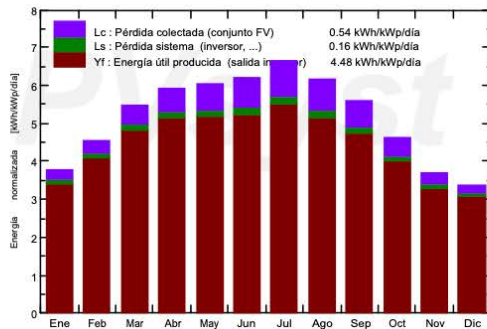
Variante de simulación : 100%consumoPOLY

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

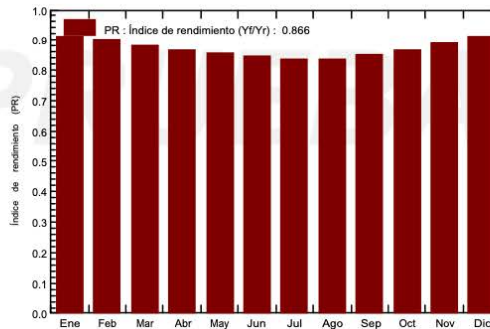
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	12	Pnom total 4980 Wp
Inversor	Modelo	Symo 4.5-3-S	Pnom 4500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	8.14 MWh/año	Produc. específica 1635 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	86.59 %	Fracción solar (SF) 40.46 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4980 Wp



Índice de rendimiento (PR)



100%consumoPOLY
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	64.3	22.78	8.01	116.8	112.7	0.547	0.560	0.169	0.360	0.391
Febrero	83.0	33.19	9.15	127.2	122.0	0.589	0.506	0.188	0.382	0.318
Marzo	130.9	48.04	12.16	170.3	163.3	0.773	0.560	0.228	0.519	0.332
Abril	161.8	64.50	14.34	177.2	168.9	0.793	0.542	0.244	0.522	0.298
Mayo	193.9	78.53	18.11	187.1	177.8	0.827	0.560	0.264	0.535	0.296
Junio	201.3	81.28	22.21	185.9	176.5	0.810	0.542	0.263	0.519	0.279
Julio	216.5	72.75	24.57	205.6	195.7	0.885	0.560	0.265	0.589	0.295
Agosto	182.8	74.64	24.63	191.6	182.5	0.826	0.560	0.258	0.539	0.302
Septiembre	138.0	48.55	20.90	168.0	160.6	0.736	0.542	0.229	0.481	0.313
Octubre	102.9	45.10	17.51	143.7	137.4	0.642	0.560	0.213	0.408	0.347
Noviembre	67.2	28.94	11.88	110.4	106.1	0.508	0.542	0.177	0.314	0.366
Diciembre	55.8	23.24	8.51	104.9	101.0	0.492	0.560	0.170	0.306	0.390
Año	1598.5	621.53	16.04	1888.5	1804.5	8.429	6.596	2.669	5.475	3.927

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_User Energía suministrada al usuario E_Solar Energía del sol E_Grid Energía inyectada en la red EFrGrid Energía de la red
---	---

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

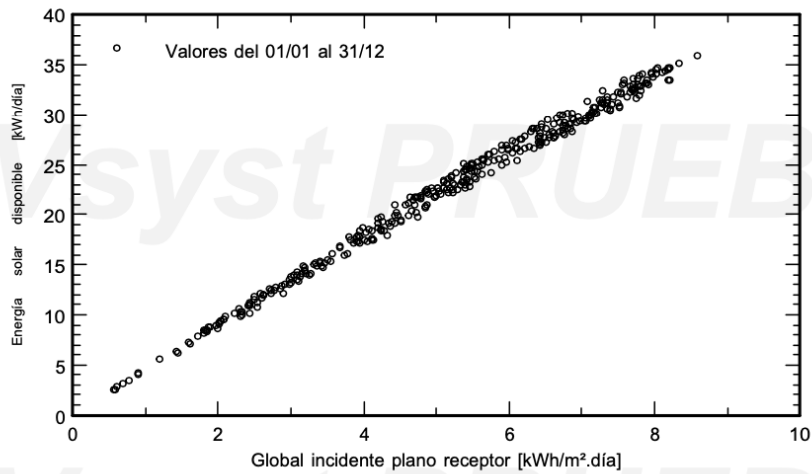
Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo

Variante de simulación : 100%consumoPOLY

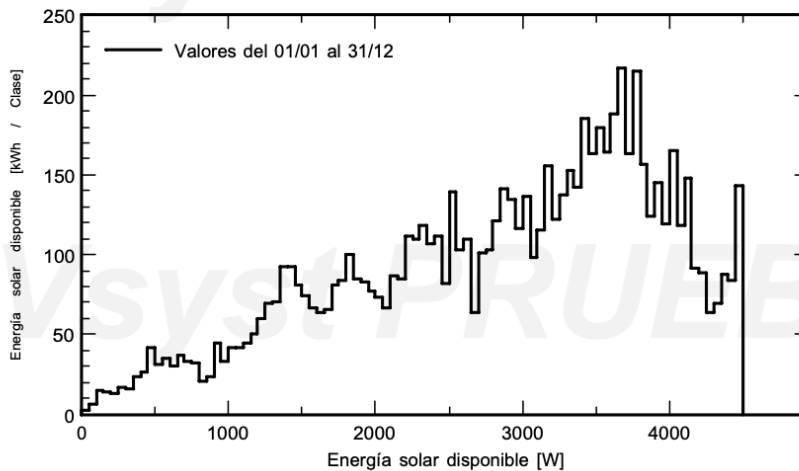
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

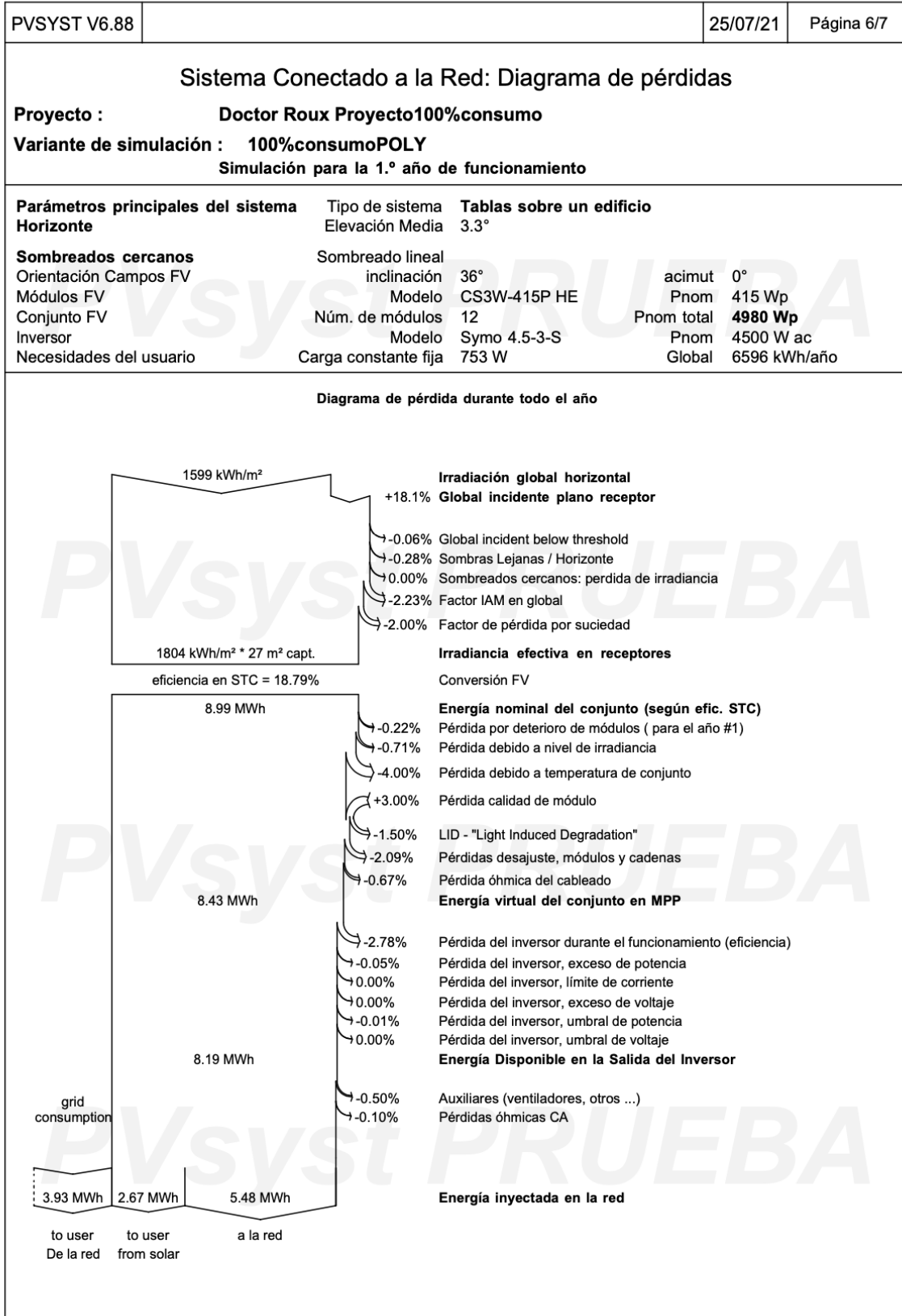
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	12	Pnom total 4980 Wp
Inversor	Modelo	Symo 4.5-3-S	Pnom 4500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

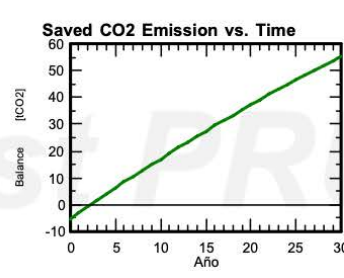
Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





PVSYST V6.88	25/07/21	Página 7/7
Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance		
Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo		
Variante de simulación : 100%consumoPOLY		
Simulación para la 1.º año de funcionamiento		
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio
Horizonte	Elevación Media	3.3°
Sombreados cercanos	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	36° acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	12 Pnom total 4980 Wp
Inversor	Modelo	Symo 4.5-3-S Pnom 4500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W Global 6596 kWh/año
Produced Emissions	Total:	5.26 tCO2
	Source:	Detailed calculation from table below
Replaced Emissions	Total:	70.1 tCO2
	System production:	8144.10 kWh/año Lifetime: 30 years
		Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh
	Source:	IEA List Country: Spain
CO2 Emission Balance	Total:	55.6 tCO2
System Lifecycle Emissions Details:		
Item	Modules	Supports
LCE	1362 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	3.74 kWp	90.0 kg
Subtotal [kgCO2]	5087	172
 <p>Saved CO2 Emission vs. Time</p> <p>The graph plots 'Balance [tCO2]' on the y-axis (ranging from -10 to 60) against 'Año' on the x-axis (ranging from 0 to 30). A single green line starts at (0,0) and increases linearly to approximately (30, 55.6), representing the cumulative saved CO2 emissions over the system's lifetime.</p>		

PVSYST V6.88 25/07/21 Página 2/7

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

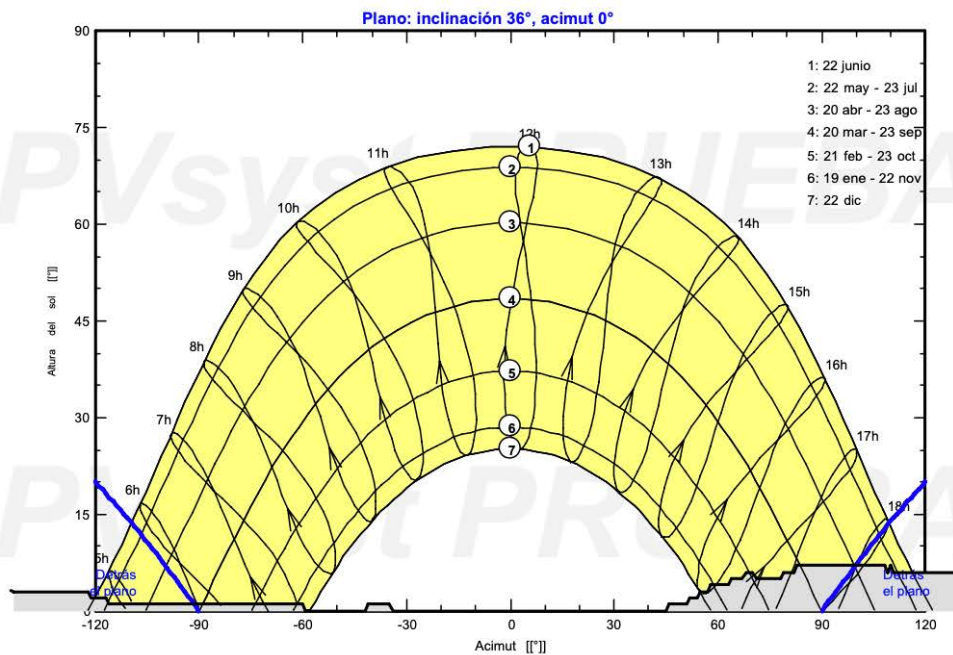
Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 50%consumoPOLY
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7	Pnom total 2905 Wp
Inversor	Modelo	Growatt 3000TL-US	Pnom 2800 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Horizonte	Elevación Media	3.3°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.98

Altura [°]	8.0	8.0	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0
Acimut [°]	-180	-179	-178	-176	-175	-170	-169	-164	-163	-159	-158	-122	-121	-117
Altura [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0
Acimut [°]	-116	-60	-59	-42	-41	-35	-34	45	46	51	52	54	55	57
Altura [°]	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	6.0	6.0	7.0	7.0	6.0	7.0
Acimut [°]	58	63	64	67	68	70	71	78	79	82	83	108	109	110
Altura [°]	6.0	6.0	7.0	7.0	8.0	8.0	10.0	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0		
Acimut [°]	111	132	133	144	145	149	150	153	154	173	174	180		

Horizonte de Meteornorm para, Lat. = 41.401°, Long. = 2.126°



PVSYST V6.88

25/07/21

Página 3/7

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo

Variante de simulación : 50%consumoPOLY

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio		
Horizonte	Elevación Media	3.3°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom	415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7	Pnom total	2905 Wp
Inversor	Modelo	Growatt 3000TL-US	Pnom	2800 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global	6596 kWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

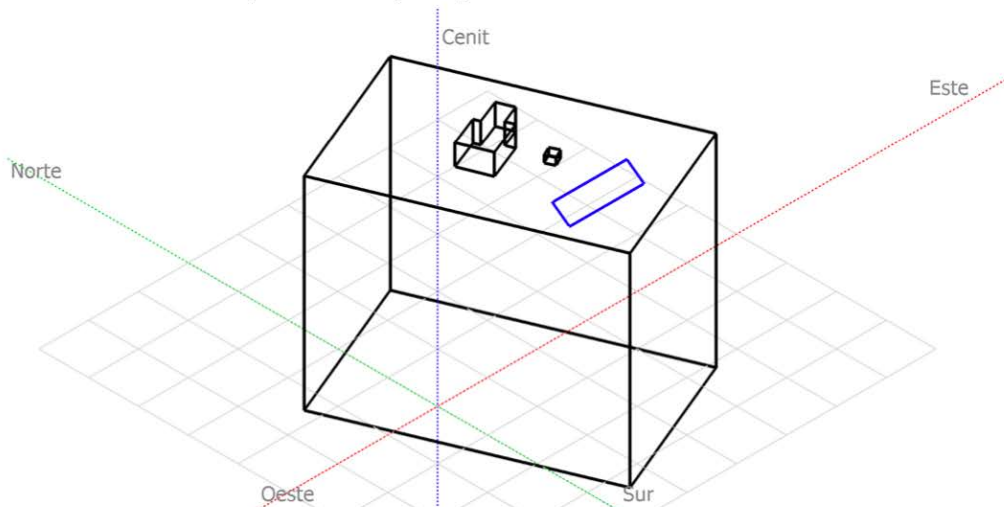
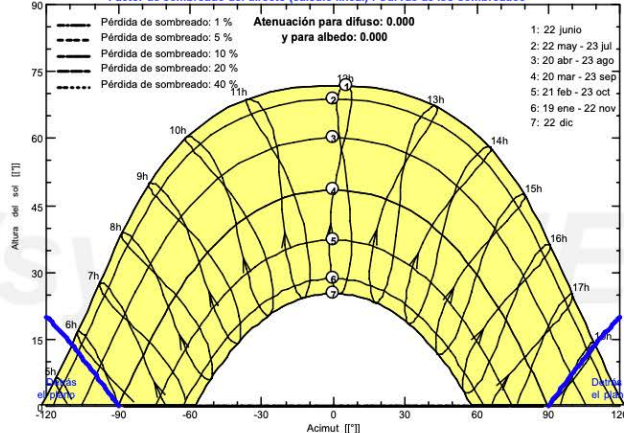


Diagrama de Iso-sombreados

Doctor Roux Proyecto100%consumo

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



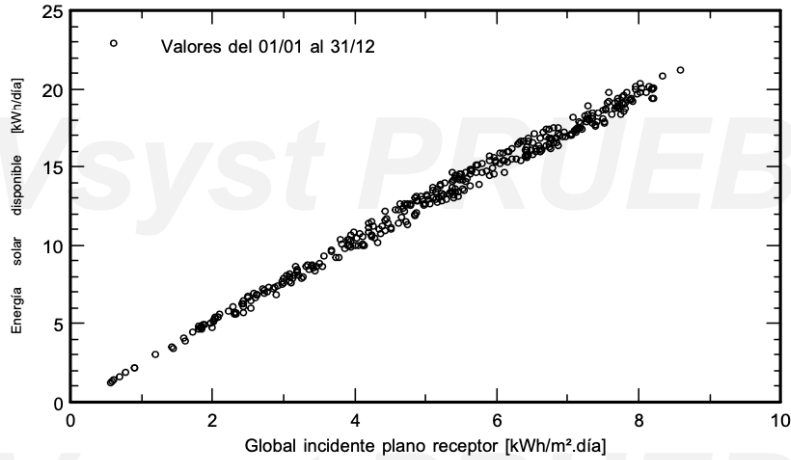
PVSYST V6.88 25/07/21 Página 5/7

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

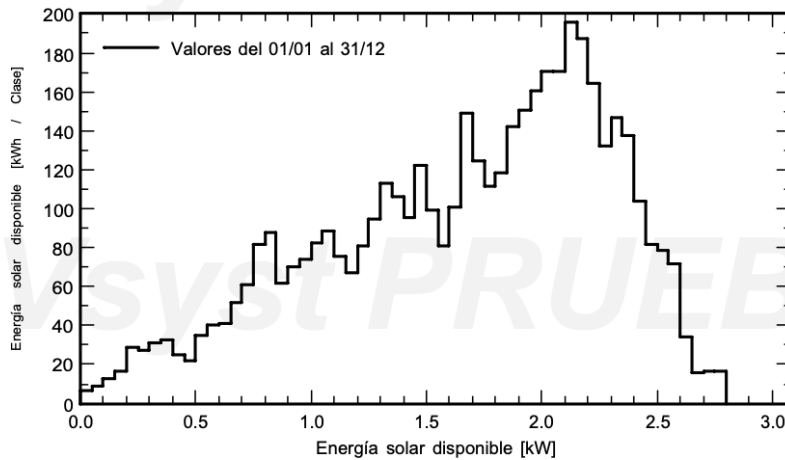
Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 50%consumoPOLY
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7	Pnom total 2905 Wp
Inversor	Modelo	Growatt 3000TL-US	Pnom 2800 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



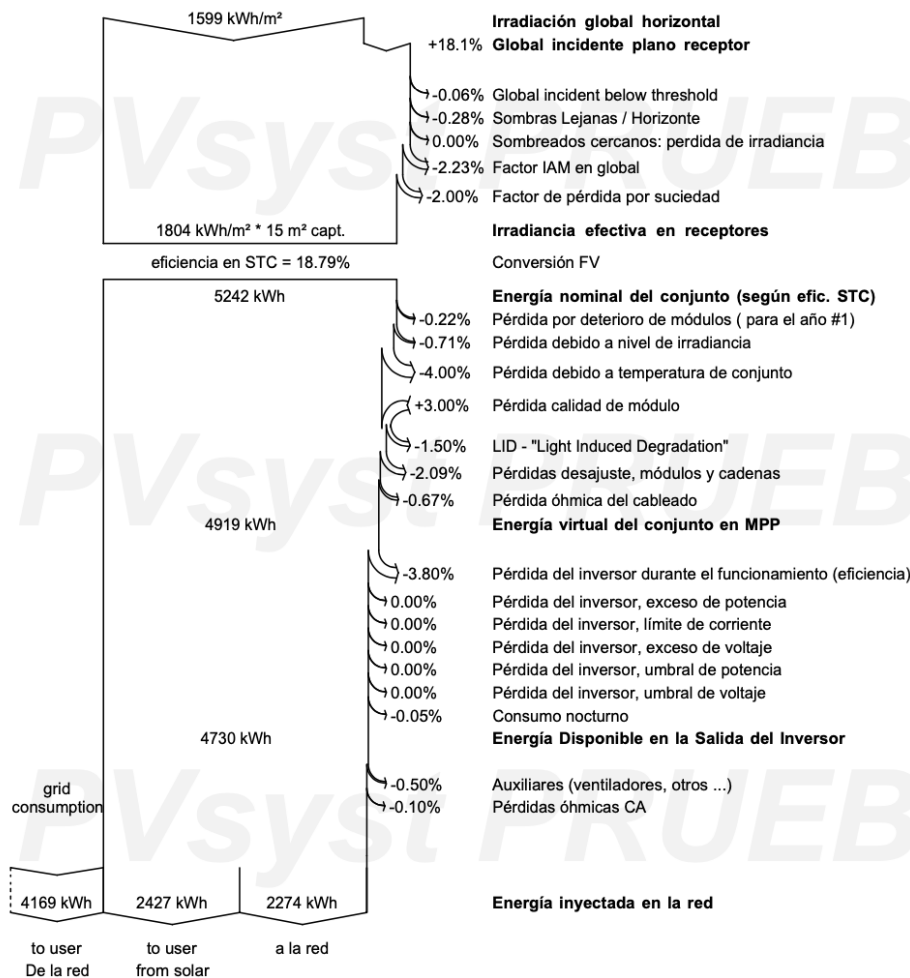
PVSYST V6.88	25/07/21	Página 6/7
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 50%consumoPOLY
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7	Pnom total 2905 Wp
Inversor	Modelo	Growatt 3000TL-US	Pnom 2800 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



PVSYST V6.88	25/07/21	Página 7/7
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Doctor Roux Proyecto100%consumo
Variante de simulación : 50%consumoPOLY
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

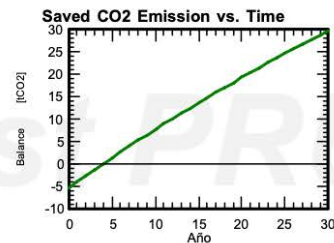
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	3.3°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7	Pnom total 2905 Wp
Inversor	Modelo	Growatt 3000TL-US	Pnom 2800 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	753 W	Global 6596 kWh/año

Produced Emissions	Total: 5.26 tCO2		
	Source: Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total: 40.4 tCO2		
	System production: 4697.01 kWh/año	Lifetime: 30 years	
		Annual Degradation: 1.0 %	
	Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO2/kWh		
	Source: IEA List	Country: Spain	

CO2 Emission Balance Total: 29.8 tCO2

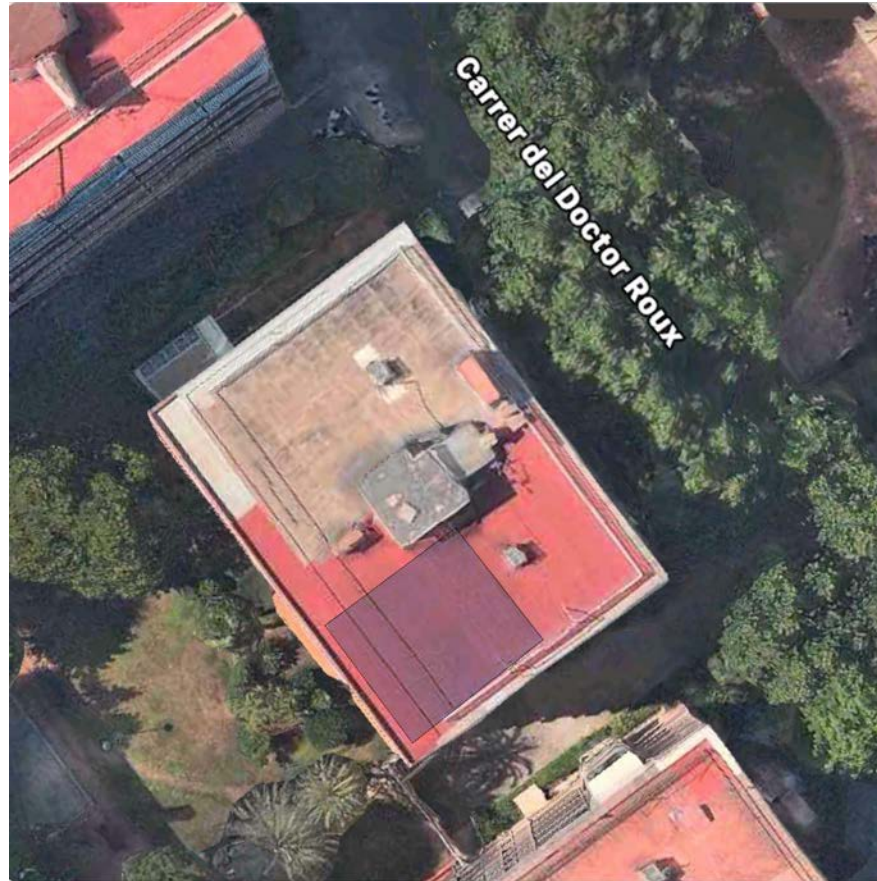
System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1362 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	3.74 kWp	90.0 kg
Subtotal [kgCO2]	5087	172

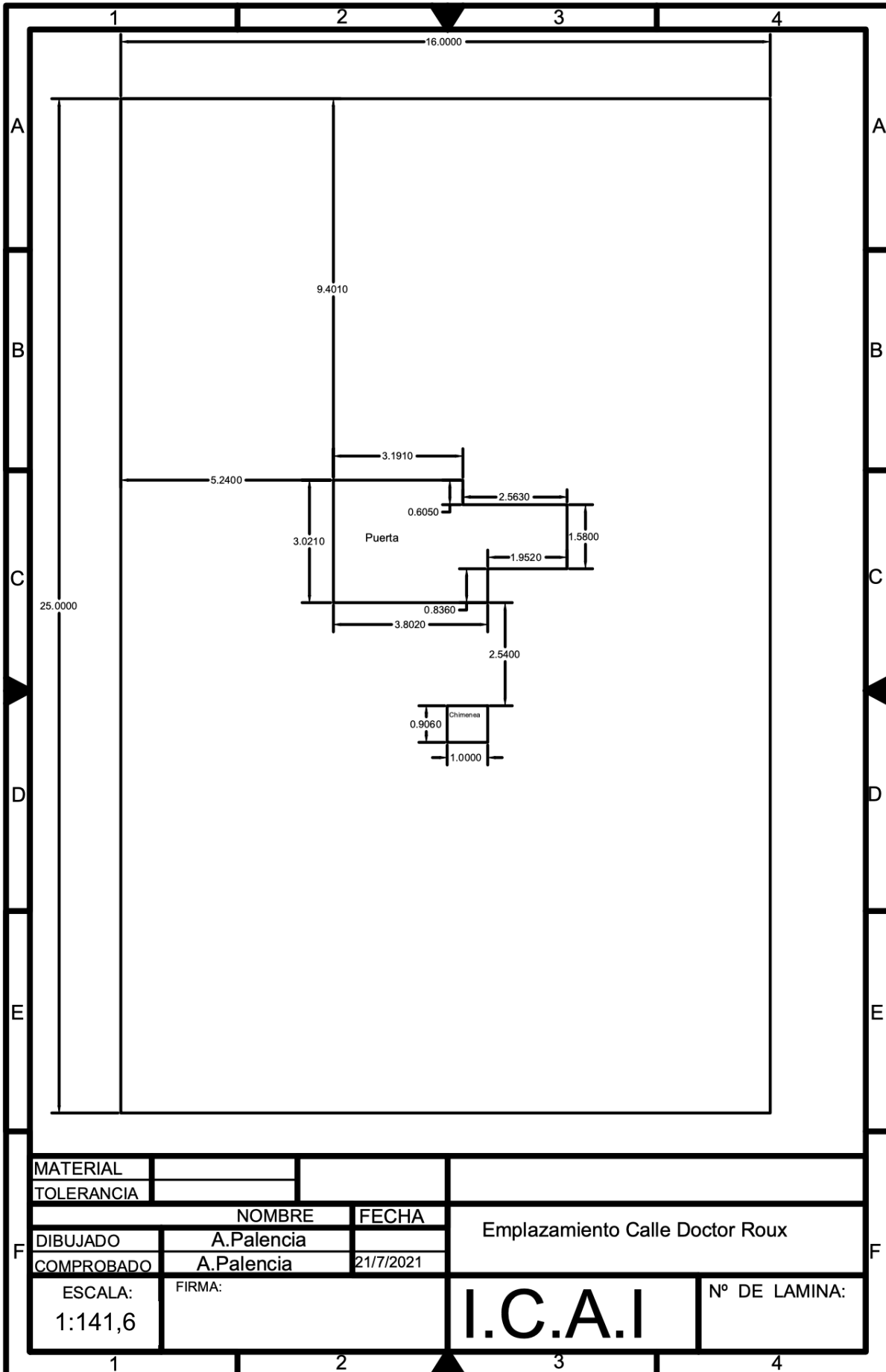


14.3 PLANOS





En la imagen de arriba, está marcado en azul la zona donde se colocará el generador eléctrico.



14.4 FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging




FRONIUS SYMO

Maximum flexibility for the applications of tomorrow



SnapInverter technology



Integrated data communication



Dynamic Peak Manager



Smart Grid Ready



SuperFlex Design



Zero feed-in

With power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs.

The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

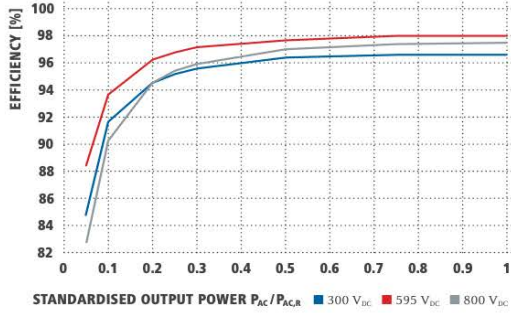
INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Number MPP trackers	1		2			
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}^{2)}$)	16.0 A		16.0 A / 16.0 A			
Max. array short circuit current (MPP ₁ / MPP ₂ ²⁾)	24.0 A		24.0 A / 24.0 A			
DC input voltage range ($U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$)			150 - 1000 V			
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)			200 V			
Usable MPP voltage range			150 - 800 V			
Number of DC connections	3		2+2			
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}

OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	4.3 A	5.3 A	6.5 A	4.3 A	5.3 A	6.5 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Total harmonic distortion	< 3 %					
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,t}$)	0.70 - 1 ind. / cap.		0.85 - 1 ind. / cap.			

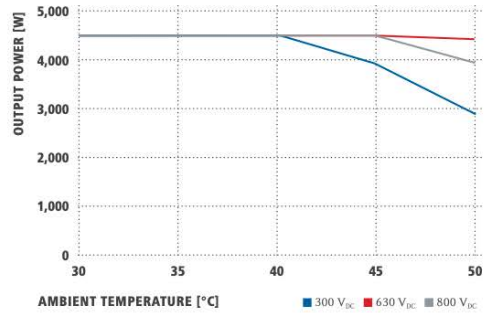
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm			
Weight	16.0 kg				19.9 kg	
Degree of protection			IP 65			
Protection class			1			
Ovenvoltage category (DC / AC) ²⁾			2 / 3			
Night time consumption			< 1 W			
Inverter design			Transformerless			
Cooling			Regulated air cooling			
Installation			Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range			-25 - +60 °C			
Permitted humidity			0 - 100 %			
Max. altitude			2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²⁾		4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm ²⁾			
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²⁾		5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm ²⁾			
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, GB3/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾ , NRS 097					

¹⁾ This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M. ²⁾ According to IEC 62109-1.
³⁾ 16 mm² without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 4.5-3-S EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 4.5-3-S TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. efficiency			98.0 %			
European efficiency (η _{EU})	96.2 %	96.7 %	97.0 %	96.5 %	96.9 %	97.2 %
MPP adaptation efficiency			> 99.9 %			

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
DC insulation measurement			Yes			
Overload behaviour			Operating point shift, power limitation			
DC disconnect			Yes			
Reverse polarity protection			Yes			
RCMU			Yes			

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN			Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out			Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) ¹⁾			Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) ¹⁾			Fronius Solar Net			
Signalling output ¹⁾			Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver			Included			
External input ¹⁾			S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485			Modbus RTU SunSpec or meter connection			

¹⁾Also available in the light version.

Growatt 3000~6000TL3-S

- Max. Efficiency 98.4%
- Dual MPP trackers
- Supports export limitation
- Integrated DC switch
- Max.DC voltage 1000VDC
- Natural cooling




P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O



www.ginverter.com


Datasheet	3000TL3-S	4000TL3-S	5000TL3-S	6000TL3-S
Input Data				
Max. recommended PV power (for module STC)	3999W	5320W	6650W	7980W
Max. DC voltage	1000V	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	140V	140V	140V	140V
MPP work voltage range	160V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V
Nominal voltage	620V	620V	620V	620V
Max. input current	11A/11A	11A/11A	11A/11A	11A/11A
Number of independent MPP trackers/strings per MPP tracker	2/1	2/1	2/1	2/1
Output (AC)				
Rated AC output power	3000W	4000W	5000W	6000W
Max. AC apparent power	3000VA	4000VA	5000VA	6000VA
Max. output current	5.1A	6.8A	8.5A	10.2A
AC nominal voltage	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V
AC grid frequency	50Hz/60Hz, ±5Hz	50Hz/60Hz, ±5Hz	50Hz/60Hz, ±5Hz	50Hz/60Hz, ±5Hz
Power factor	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
Efficiency				
Max. efficiency	97.5%	97.8%	98.0%	98.0%
Euro - eta	96.5%	96.7%	96.9%	97.1%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Protection Devices				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes
Output AC overvoltage Protection - Varistor	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes
Integrated all-pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes
General Data				
Dimensions (W / H / D) in mm	480/448/200	480/448/200	480/448/200	480/448/200
Weight	21.2kg	21.2kg	21.2kg	21.2kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)
Altitude	3000m	3000m	3000m	3000m
Self-consumption night	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65
Relative humidity	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Features				
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Connector	Connector	Connector	Connector
Display	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces:RS232/RS485/RF/Ethernet/Wi-Fi	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt
Warranty:5 years/10 years	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt



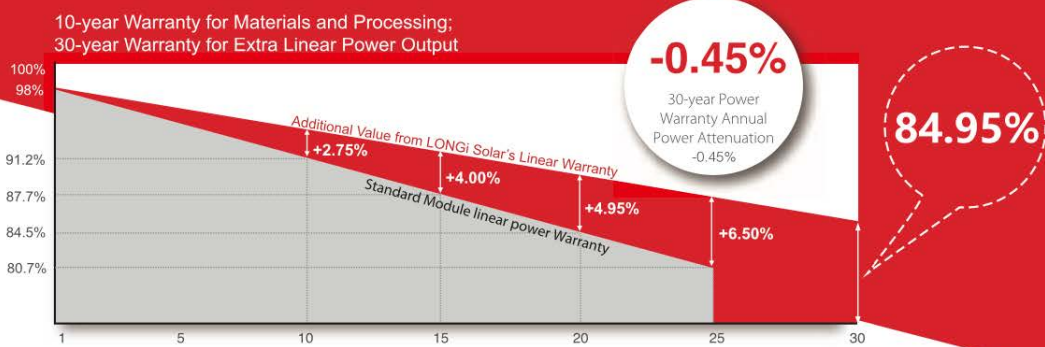
LR4-72HBD

415~435M

High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology



10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output






-0.45%
30-year Power
Warranty Annual
Power Attenuation
-0.45%

84.95%

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 19.4%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGi Solar

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 420 W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P

MORE POWER



24 % higher power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.36 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

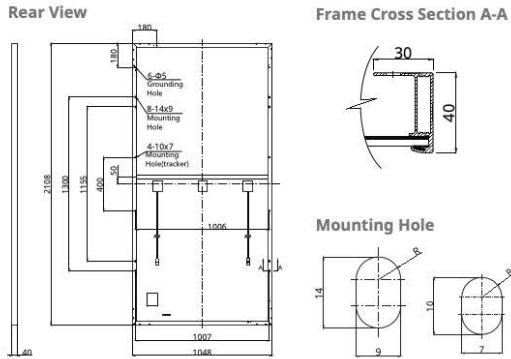
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

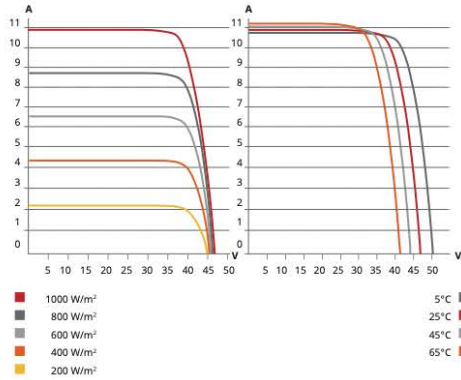
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

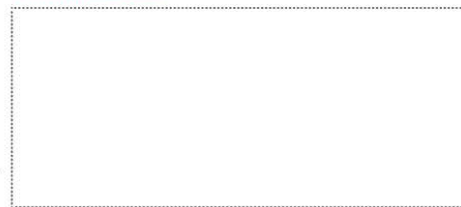
Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.591_EN

Ficha técnica

Soporte inclinado abierto para cubierta plana

14V



- Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado, más robusto, lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación disponible de 15° y 30° en el mismo pórtico.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150  (Ver página 2)



Perfil compatible G2

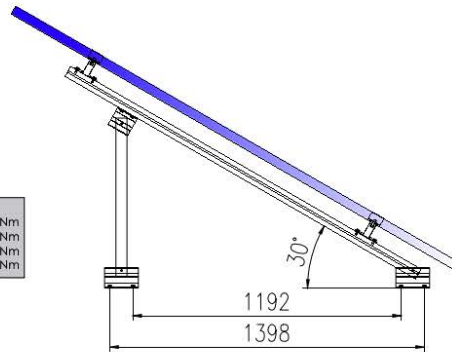
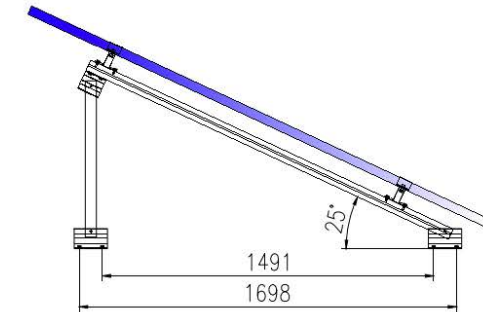
Triángulo plegado



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

 Carga de nieve:
40 kg/m²

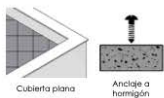
Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm



Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 

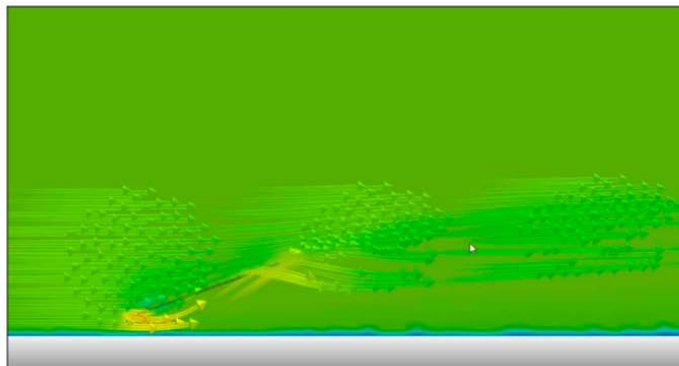


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado 
ES19/86524

Datos técnicos: DEHNGuard YPV SCI ... - compact

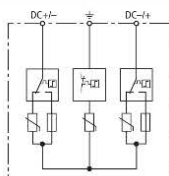


DG YPV SCI 1000 (950 530)

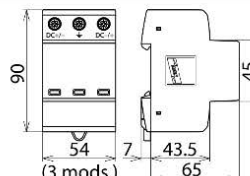
- Unidad completa precableada para utilización en sistemas fotovoltaicos
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado y resistente a fallos



Fotografía no vinculante



Esquema del DG YPV SCI 1000



Dimensiones del DG YPV SCI 1000

Descargador contra sobretensiones multipolar, con dispositivo de conmutación DC de 3 etapas para uso en sistemas fotovoltaicos.

Tipo	DG YPV SCI 1000
Art. Nr.	950 530
DPS según EN 50539-11	Tipo 2
Coordinación energética al equipo final (≤ 10 m)	Tipo 2 + Tipo 3
Máx. tensión PV (U_{CPV})	1000 V
Resistencia de cortocircuito (I_{SCPV})	1000 A
Corriente total de descarga (8/20 μ s) (I_{total})	40 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) \rightarrow PE] (I_n)	12.5 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) \rightarrow PE] (I_{max})	25 kA
Nivel de protección (U_p)	≤ 4 kV
Nivel de protección con 5 kA (U_p)	≤ 3.5 kV
Tiempo de respuesta (t_a)	≤ 25 ns
Margen de temperatura de servicio (T_u)	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo / defectuoso	verde / rojo
Número de puertos	1
Sección de conexión (mín.)	1.5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Capacidad	3 módulo(s), DIN 43880
Certificados	KEMA, UL
Peso	300 g
Número aduanero (Nomenclatura Combinada EU)	85363030
GTIN	4013364152960
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.