



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EDIFICACIÓN. AUTOABASTECIMIENTO DE LOS CONSUMOS ELÉCTRICOS DE UN EDIFICIO CON ENERGÍAS RENOVABLES.

Autor: Alejandra Tabasco Ruiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Julio 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EDIFICACIÓN. AUTOABASTECIMIENTO DE
LOS CONSUMOS ELÉCTRICOS DE UN EDIFICIO CON ENERGÍAS RENOVABLES**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2019/20 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.: Alejandra Tabasco Ruiz

Fecha: 23/ 07/ 2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 23/ 07/ 2020



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EDIFICACIÓN. AUTOABASTECIMIENTO DE LOS CONSUMOS ELÉCTRICOS DE UN EDIFICIO CON ENERGÍAS RENOVABLES.

Autor: Alejandra Tabasco Ruiz

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Julio 2020

Agradecimientos

Agradecer en primer lugar a mi tutora Consuelo Alonso Alonso por el tiempo y el esfuerzo dedicado, sin los cuales no habría podido realizar este proyecto.

A mis padres y hermanos por apoyarme y ayudarme siempre y no dejar de creer en mí.

A mis abuelos, por su constante ánimo y apoyo.

ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EDIFICACIÓN. AUTOABASTECIMIENTO DE LOS CONSUMOS ELÉCTRICOS DE UN EDIFICIO CON ENERGÍAS RENOVABLES.

Autor: Tabasco Ruiz, Alejandra.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene por objeto estudiar la viabilidad, tanto técnica como económica, de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para abastecer los consumos eléctricos de las zonas comunes de un edificio situado en el centro de Madrid.

Este proyecto viene motivado por una creciente necesidad de la sociedad de poder tener un sistema de generación eléctrica descarbonizado, aumentando la importancia de las energías renovables en el sistema eléctrico español. Con la aprobación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica se ha abierto la posibilidad de incluir a la ciudadanía en el proceso de descarbonización en la generación eléctrica para disminuir así la emisión de gases de efecto invernadero, principales causantes del cambio climático.

Es precisamente esa necesidad de frenar los efectos del cambio climático lo que está impulsando la creación de nuevas normativas y legislaciones tanto en España como en Europa. Entre los 17 Objetivos de desarrollo sostenible presentados en 2015 por la ONU y que forman parte de la Agenda 2030 se encuentran muchos destinados a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar el uso de las energías renovables. Para cumplir con dichos objetivos se ha desarrollado en España el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que cuenta con una serie de medidas destinadas a eliminar la dependencia en la generación de energía de los combustibles fósiles y sustituirlo por energías más limpias y respetuosas con el medio ambiente.

Tanto el Real Decreto 244/2019 como el PNIEC pretenden facilitar a la ciudadanía la oportunidad de llevar a cabo instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo que permitan cubrir la demanda eléctrica de los hogares. Esto supone también un beneficio para los consumidores puesto que verán una reducción en el precio de su factura eléctrica. Además, aquellos que se acojan a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes recibirán un beneficio económico por el excedente de energía que exporten a la red. Acercar los puntos de generación a los de consumo supondrá también una reducción en las pérdidas eléctricas debido al transporte.

Los beneficios del crecimiento del sector de la energía fotovoltaica no están únicamente en el plano de la lucha contra el cambio climático, sino que sus efectos llegan también al plano económico, siendo una importante contribución al PIB nacional y a la generación de empleo, como se puede ver en la Figura 1.

	2017	2018	
CONTRIBUCIÓN AL PIB NACIONAL	4.306 M€	5.119 M€	+19%
IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EXPORTACIONES	1.168 M€	1.522 M€	+30%
GASTO EN I+D	79 M€	108 M€	+37%
EMPLEO HUELLA TOTAL (directo, indirecto e inducido)	24.526	29.306	+19%
BALANZA FISCAL	983 M€	1.071 M€	+9%

Figura 1. Datos macroeconómicos del sector FV. Fuente (UNEF, 2020)

Además del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica de autoconsumo, en el proyecto se estudiarán medidas de eficiencia energética para poder hacer un consumo más responsable de la energía, reduciendo la demanda eléctrica.

Para el dimensionamiento de la instalación es necesario realizar un estudio de los consumos eléctricos de las zonas comunes del edificio mediante un análisis de las facturas eléctricas. El consumo eléctrico de la comunidad de vecinos es de 5500,66 kWh anuales.

Se ha realizado el dimensionamiento para dos tipos de instalación, una aislada de la red y otra conectada a la misma. Para realizar el dimensionamiento de ambas instalaciones es necesario conocer el recurso solar en el emplazamiento. Para ello se ha analizado el recurso solar en tres bases de datos distintas (Meteonorm, NASA y PVgis) y finalmente se ha escogido la base de datos Meteonorm, que indica una radiación solar global en el emplazamiento de 1655 kWh/m² al año.

La instalación aislada de red es aquella que no permite obtener energía de la red en ningún momento, por ello para que la demanda de energía por parte del usuario este siempre satisfecha es necesario contar con un sistema de acumulación de energía (baterías) para almacenar la energía sobrante que se genere durante el día y poder satisfacer la demanda en momentos en los el generador fotovoltaico no pueda proporcionar energía, bien sea por la noche o en casos en los que las condiciones climáticas no permitan captar la radiación solar necesaria, como días nublados. Para realizar el dimensionamiento del generador fotovoltaico se ha realizado una estimación de los equipos que consumen energía eléctrica en las zonas comunes, así como su potencia y su tiempo aproximado de uso para establecer el valor del consumo medio diario, que es de 22.824 Wh. El dimensionamiento analítico se ha realizado siguiendo tres criterios distintos, en función de las características del regulador. Si el regulador no tiene seguidor al punto de máxima potencia se utiliza el método de amperios-hora. Si el regulador tiene seguidor del punto de máxima potencia se pueden utilizar dos criterios:

- El criterio del mes crítico, que dimensiona por exceso la capacidad del generador para poder hacer frente al mes peor, como consecuencia el número de módulos necesarios es mayor, pero se garantiza el suministro de energía durante todo el año.
- El criterio de la máxima captación de energía anual. Este criterio se utiliza más para sistemas conectados a red ya que subdimensiona la capacidad del generador. Como consecuencia se necesitarán un menor número de módulos, pero será necesario un generador auxiliar para hacer frente a la demanda durante algunos meses del año

Finalmente se ha escogido un regulador con seguimiento al punto de máxima potencia y se ha dimensionado con el criterio del mes crítico, obteniéndose un total de 26 módulos con una potencia pico del generador de 7800 Wp.

Por otro lado, se ha realizado también el dimensionamiento de un sistema conectado a red. Estas instalaciones permiten verter la energía sobrante en caso de generar excedentes e importar energía de la red en momentos en los que el generador no pueda satisfacer la demanda, lo que evita la necesidad de instalar baterías que encarecen la instalación. Se ha realizado el dimensionamiento de dos instalaciones distintas, una destinada a satisfacer el 100% del consumo y otra para el 50% del consumo para posteriormente analizar cuál es la que se adapta mejor a las necesidades de los usuarios y presenta una mejor rentabilidad durante la vida útil de la instalación. Ambas instalaciones se han dimensionado en primer lugar de forma analítica y posteriormente con el software PVsyst. Este programa permite simular instalaciones fotovoltaicas y generar informes detallados del rendimiento y las características de la instalación. En la Tabla 1 se muestran los resultados de las instalaciones.

<i>Consumos</i>	<i>Método de cálculo</i>	<i>Nº de módulos</i>	<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh)</i>	<i>Energía vertida a la red (kWh)</i>	<i>Energía obtenida de la red (kWh)</i>
100% del consumo	Analítico	16	7381,57	5500,66	2918,73	1037,82
	PVsyst	16	7252,00	1795,00	5235,00	3706,00
50 % del consumo	Analítico	11	5074,83	5500,66	1618,96	2044,79
	PVsyst	11	4995,50	1676,00	3096,80	3824,80

Tabla 1. Resultados del sistema conectado a red.

La instalación dimensionada para el 100% del consumo tiene un total de 16 módulos y la dimensionada para el 50% del consumo tiene 11 módulos, cada módulo tiene una potencia pico de 300 Wp por lo que la potencia pico de la instalación para el 100% del consumo es de 4.800 Wp y la instalación para el 50% del consumo tiene una potencia pico de 3.300 Wp.

Por último, se ha llevado a cabo un análisis económico de ambas instalaciones para ver cuál de ellas resulta más rentable. Para realizar el análisis económico y las conclusiones del proyecto se han utilizado los cálculos realizados con el programa PVsyst puesto que el

programa calcula de forma más precisa los flujos de energía que se importan y se exportan de la red.

Para ello, se ha calculado la inversión inicial que tendría cada instalación teniendo en cuenta las subvenciones que ofrece la Comunidad de Madrid para instalaciones de autoconsumo residencial.

Se han calculado también los beneficios que ofrece cada instalación de autoconsumo, por un lado, el ahorro en la factura de la luz por la energía que dejarán de consumir de la red por obtenerla del sistema fotovoltaico y, por otro lado, los ingresos por la compensación económica debido a los excedentes vertidos a la red. Sin embargo, para llevar a cabo este cálculo es necesario tener en cuenta que la instalación sufre una degradación anual que reduce la energía producida anualmente, por lo que los beneficios de la instalación se irán reduciendo con el tiempo. Además, se han incluido los gastos anuales de la instalación relacionados con el mantenimiento y la revisión de la misma, para su correcto funcionamiento.

El análisis de la rentabilidad de ambas instalaciones se ha realizado con los parámetros del VAN, TIR y Payback. En la Tabla 2 se muestran los resultados de dicho análisis.

<i>Instalación</i>	<i>VAN</i>	<i>TIR</i>	<i>Payback</i>
100 % del consumo	2.617,27 €	6,84 %	15 años
50% del consumo	1.258,21 €	5,06 %	16 años

Tabla 2. Resultados del análisis económico.

Como se observa en la tabla ambas instalaciones tienen un VAN > 0 lo que significa que las dos serían rentables. Sin embargo, la instalación para el 100% tiene un valor del VAN superior a la del 50% del consumo, además de que la inversión se recuperaría un año antes. Por esa razón se elige la instalación para el 100% del consumo. Esta instalación cuenta con 16 módulos en serie y tiene una potencia pico de 4.800 Wp.

Referencias

UNEF. (2020). *Aportación del sector fotovoltaico a la reactivación económica tras la crisis del COVID-19*. Recuperado de <https://unef.es/downloads/aportacion-del-sector-fotovoltaico-a-la-reactivacion-economica-tras-la-crisis-del-covid-19/#page10>

RENEWABLE ENERGIES IN BUILDING. SELF-SUFFICIENCY OF THE ELECTRICITY CONSUMPTION OF A BUILDING WITH RENEWABLE ENERGIES.

Author: Tabasco Ruiz, Alejandra.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The purpose of this project is to study the feasibility, both technical and economic, of a solar photovoltaic installation of self-consumption to supply the electrical consumption of the common areas of a building located in the centre of Madrid.

This project is motivated by a growing need of society to be able to have a decarbonized electricity generation system, increasing the importance of renewable energies in the Spanish electricity system. With the approval of Royal Decree 244/2019, of April 5, which regulates the administrative, technical and economic conditions of self-consumption of electricity, the possibility of including citizens in the process of decarbonization of the energy generation system has been opened to reduce the emission of greenhouse gases, the main cause of climate change.

It is precisely this need to stop the effects of climate change that is driving the creation of new regulations and legislation in both Spain and Europe. Among the 17 Sustainable Development Goals presented in 2015 by the UN as a part of the 2030 Agenda are many aimed at reducing greenhouse gas emissions and promoting the use of renewable energy. To meet these objectives, the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) has been developed in Spain, which has a series of measures that intend to eliminate the dependence on fossil fuels in the energy generation system and replacing it with cleaner and more environmentally friendly energies.

Both Royal Decree 244/2019 and the PNIEC aim to provide citizens with the opportunity to carry out self-consumption photovoltaic installations to meet the electricity demand of their households. This is also a benefit for consumers as they will see a reduction in the price of their electric bill. In addition, those who take on the self-consumption mode with surplus compensation will receive an economic benefit from the surplus energy they export to the grid. Bringing generation points closer to consumption points will also mean a reduction in electrical losses due to transport.

The benefits of the growth of the photovoltaic energy sector are not only in the fight against climate change, but also reach the economic level, being an important contribution to national GDP and job creation, as shown in Figure 1.

	2017	2018	
CONTRIBUCIÓN AL PIB NACIONAL	4.306 M€	5.119 M€	+19%
IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EXPORTACIONES	1.168 M€	1.522 M€	+30%
GASTO EN I+D	79 M€	108 M€	+37%
EMPLEO HUELLA TOTAL (directo, indirecto e inducido)	24.526	29.306	+19%
BALANZA FISCAL	983 M€	1.071 M€	+9%

Figure 1. Macroeconomic data of the PV sector. Source (UNEF, 2020)

In addition to the sizing of the self-consumption photovoltaic installation, the project will study energy efficiency measures in order to make energy consumption more responsible, reducing the electricity demand.

For the sizing of the installation it is necessary to carry out a study of the electrical consumption of the common areas of the building by means of an analysis of the electric bills. The electricity consumption of the neighbouring community is 5500,66 kWh per year.

Sizing has been performed for two types of installation, one isolated from the grid and one connected to it. To carry out the sizing of both installations it is necessary to know the solar resource at the site. To this end, the solar resource has been analyzed in three different databases (Meteonorm, NASA and PVgis) and finally the Meteonorm database, which indicates global solar radiation at the site of 1655 kWh/m² per year, has been chosen.

The isolated network installation is one that does not allow to obtain power from the grid at any time, that is why for the user's demand for energy to be always satisfied it is necessary to have a system of accumulation of energy (batteries) to store the excess energy that is generated during the day and to be able to meet the demand at times when the photovoltaic generator cannot provide power, either at night or in cases where the weather conditions do not allow to capture the necessary solar radiation, such as cloudy days. To carry out the sizing of the photovoltaic generator an estimate has been made of the equipment that consumes electrical energy in the common areas, as well as its power and its approximate time of use to establish the value of the average daily consumption, which is 22.824 Wh. Analytical sizing has been performed according to three different criteria, depending on the characteristics of the controller. If the controller does not have a follower to the maximum power point, the amp-hour method is used. If the controller has maximum power point tracker, two criteria can be used:

- The criterion of the critical month, which over-measures the capacity of the generator to be able to cope with the worst month, as a consequence the number of modules required is greater, but the supply of energy is guaranteed throughout the year.
- The criterion of maximum annual energy uptake. This criterion is most commonly used for network-connected systems as it under-assumes generator capacity. As a

result, fewer modules will be needed, but an auxiliary generator will be needed to meet demand for a few months of the year

Finally, a controller has been chosen to track the maximum power point and has been sized with the criterion of the critical month, obtaining a total of 26 modules with a peak power of the generator of 7800 Wp.

On the other hand, the sizing of a system connected to the grid has also been carried out. These installations allow to pour the surplus energy in case of generating surpluses and import power from the grid at times when the generator cannot meet the demand, which avoids the need to install batteries that make the installation more expensive. Two different installations have been carried out, one intended to meet 100% of consumption and another for 50% of consumption to then analyse which one best suits the needs of users and presents a better profitability during the life of the installation. Both installations have been sized first analytically and subsequently with PVsyst software. This program that allows the user to simulate photovoltaic installations and generate detailed reports of the performance and characteristics of the installation. Table 1 shows the results of the installations.

<i>Consumption</i>	<i>Calculation method</i>	<i>Number of modules</i>	<i>Energy produced (kWh)</i>	<i>Self-consumption energy (kWh)</i>	<i>Energy discharged to the grid (kWh)</i>	<i>Energy obtained from the grid (kWh)</i>
100% of consumption	Analytical	16	7381,57	5500,66	2918,73	1037,82
	PVsyst	16	7252,00	1795,00	5235,00	3706,00
50% of consumption	Analytical	11	5074,83	5500,66	1618,96	2044,79
	PVsyst	11	4995,50	1676,00	3096,80	3824,80

Table 1. Grid-connected system results.

The 100% consumption sized installation has a total of 16 modules and the one sized for 50% of consumption has 11 modules, Each module has a peak power of 300 Wp so the peak power of the installation for 100% of the consumption is 4.800 Wp and the installation for 50% of consumption has a peak power of 3.300 Wp.

Finally, an economic analysis of both facilities has been carried out to see which of them is more profitable. To this end, the initial investment that each facility would have has been calculated taking into account the subsidies offered by the Community of Madrid for residential self-consumption facilities. Calculations made with the PVsyst programme have been used to carry out the economic analysis and conclusions of the project, since the program calculates more accurately the energy flows that are imported and exported from the grid.

The benefits offered by each self-consumption facility have also been calculated, on the one hand, the savings in the electricity bill for the energy that the user will stop consuming from the grid by obtaining it from the photovoltaic system and, on the other hand, the revenue from the economic compensation due to the surpluses discharged to the grid. However, to carry out this calculation it is necessary to take into account that the installation suffers an annual degradation that reduces the energy produced annually, so the benefits of the installation will be reduced over time. In addition, the annual costs of the installation, related to its maintenance and revision for its correct operation, have been included.

The analysis of the profitability of both installations has been carried out with the parameters of the NPV, IRR and Payback. The results of this analysis are shown in Table 2.

<i>Instalation</i>	<i>NPV</i>	<i>IRR</i>	<i>Payback</i>
100% of consumption	2.617,27 €	6,84 %	15 years
50% of consumption	1.258,21 €	5,06 %	16 years

Table 2. Results of economic analysis.

As seen in the table both installations have a $NPV > 0$ which means that both would be profitable. However, the installation for 100% has a value of the NPV greater than the 50% of consumption installation. In addition to that, the investment is recovered a year earlier. That's why the facility for 100% of the consumption is the chosen one. This installation has 16 modules in series and has a peak power of 4.800 Wp.

References

UNEF. (2020). *Aportación del sector fotovoltaico a la reactivación económica tras la crisis del COVID-19*. Retrieved from <https://unef.es/downloads/aportacion-del-sector-fotovoltaico-a-la-reactivacion-economica-tras-la-crisis-del-covid-19/#page10>

Índice de la memoria

<i>Documento 1. Memoria</i>	9
<i>1. Introducción</i>	10
<i>2. Marco regulatorio del autoconsumo en España</i>	11
<i>3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima</i>	13
<i>4. Penetración del autoconsumo solar fotovoltaico en España</i>	15
<i>5. Descripción del emplazamiento</i>	17
5.1. Emplazamiento.	17
5.2. Descripción del edificio.	17
5.3. Climatología.....	21
5.4. Análisis de los consumos.	23
5.5. Medidas de eficiencia.	24
<i>6. Recurso solar disponible</i>	26
<i>7. Principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo</i>	31
<i>8. Permisos requeridos para legalizar la instalación</i>	38
<i>9. Dimensionamiento mediante método analítico de sistema fotovoltaico aislado</i>	40
9.1. Estimación de los consumos.....	40
9.2. Esquema básico de la instalación.	41
9.2.1. <i>Generador Fotovoltaico</i>	42
9.2.2. <i>Dimensionamiento del Sistema de Acumulación (Baterías)</i>	50
9.2.3. <i>Dimensionamiento del Inversor</i>	51
9.2.4. <i>Dimensionamiento del Regulador</i>	52
9.2.5. <i>Dimensionamiento de los cables de la instalación</i>	52
9.2.6. <i>Protecciones</i>	53

10. Dimensionamiento de la instalación conectada a red.....	56
10.1. Esquema básico de la instalación.	56
10.1.1. Módulo solar fotovoltaico.	57
10.1.2. Elección del inversor.....	58
10.1.3. Estructura de soporte.....	59
10.1.4. Cálculo de la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos	60
10.2. Dimensionamiento analítico.	61
10.2.1. Dimensionado del campo de paneles.....	61
10.2.2. Dimensionamiento del cableado.....	62
10.2.3. Protecciones.....	64
10.2.4. Equipo de medida.....	65
10.2.5. Energía anual obtenida.....	65
10.3. Dimensionamiento con PVsyst.	72
11. Análisis económico de viabilidad.....	79
12. Solución de autoconsumo adoptada y conclusiones	90
Bibliografía y referencias.....	92
Documento 2. Anexos.....	95
ANEXO I. Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible	96
ANEXO II. Informe de resultados de instalación conectada a red con PVsyst.....	99
ANEXO III. Funcionamiento del programa PVsyst.....	110
ANEXO IV. Fichas técnicas de los equipos.	115
Documento 3. Planos.....	129

Índice de figuras

Figura 1. Datos macroeconómicos del sector FV. Fuente (UNEF, 2020).....	9
Figura 2. Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España en el periodo 2006-2018. Fuente (UNEF, 2019)	15
Figura 3. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente (UNEF, 2019).....	16
Figura 4. Referencia catastral del inmueble. (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)	18
Figura 5. Fachada del edificio. (Fuente: Google Street View).....	18
Figura 6. Portería	19
Figura 7. Trasteros para uso común de los vecinos	19
Figura 8. Pasillo	20
Figura 9. Entrada principal	20
Figura 10. Ventanas de carpintería de madera con cristal simple martillado.....	21
Figura 11. Climograma. Estación meteorológica de Retiro. Fuente (Instituto de Estadística de la Comunidad de Madrid, 2010)	22
Figura 12. Tipos de radiación en energía solar. Fuente (SunFields Europe, s.f.).....	27
Figura 13. Comparación de la radiación global en tres bases de datos.	28
Figura 14. Radiación en el emplazamiento. Fuente Meteonorm,	29
Figura 15. Temperatura en el emplazamiento. Fuente Meteonorm.....	30
Figura 16. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente (Cenitsolar, s. f.)	31
Figura 17. Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente (Cenitsolar, s. f.)	32
Figura 18. Efecto fotovoltaico. Fuente (Universidad de Jaén, s.f.)	33
Figura 19. Componentes de un panel solar fotovoltaico o placa solar fotovoltaica.....	34
Figura 20. Conexión en serie. Fuente (Hogarsense, 2020).....	34
Figura 21. Conexión en paralelo. Fuente (Hogarsense, 2020)	34
Figura 22. Esquema de una instalación aislada. Fuente (SunFields, s.f.).....	41
Figura 23. Panel solar AEG AS-M608 300Wp	42
Figura 24. Curva I-V del módulo	42
Figura 25. Ángulo de azimut Fuente (IDAE, 2009)	43
Figura 26. Ángulo de inclinación Fuente (IDAE, 2009)	43

Figura 27. Radiación global media mensual para plano horizontal e inclinación de 60° en (kWh/m ²)	46
Figura 28. Proyectos Solares Fotovoltaicos conectados a la red. Fuente PVsyst.....	57
Figura 29. Panel solar AEG AS-M608 300Wp	57
Figura 30. Curva I-V del módulo	58
Figura 31. Inversor Red FRONIUS Primo. Fuente (Autosolar, s.f.).....	59
Figura 32. Estructura CVA915. Fuente (ATERSA, s.f.).....	59
Figura 33. Cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente (Prysmian, s. f.-b).....	63
Figura 34. AFUMEX CLASS 1000 V (AS). Fuente (Prysmian, s. f.-a).	64
Figura 35. Pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida. Fuente (IDAE, 2011).....	68
Figura 36. Distancia mínima para evitar sombreados. Fuente (IDAE, 2011)	70
Figura 37. Tabla con los resultados principales de la simulación para el 100% del consumo.	73
Figura 38. Tabla con los resultados principales de la simulación para el 50% del consumo.	74
Figura 39. Diagrama de Sankey para el 100% del consumo	75
Figura 40. Diagrama de Sankey para el 50% del consumo	76
Figura 41. Diagrama de producciones normalizadas para el 100 % del consumo.	77
Figura 42. Diagrama de producciones normalizadas para el 50 % del consumo.	77
Figura 43. Factores de emisión de CO2 asociados a la generación de electricidad. Fuente (REE, 2020).....	97
Figura 44. Pantalla principal de PVsyst	110
Figura 45. Pantalla principal del proyecto.....	111
Figura 46. Pantalla de las coordenadas del emplazamiento.	111
Figura 47. Contenidos de la pestaña de Meteo Mensual	112
Figura 48. Pestaña de orientación.....	112
Figura 49. Pestaña sistema.....	113
Figura 50. Pestaña de autoconsumo.	113
Figura 51. Pestaña Horizonte.....	114

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados del sistema conectado a red.	10
Tabla 2. Resultados del análisis económico.	11
Tabla 3. Consumos eléctricos del emplazamiento.....	23
Tabla 4. Estimación de los consumos del edificio.	24
Tabla 5. Tabla comparativa del consumo tras aplicar medidas de eficiencia energética. ...	25
Tabla 6. Comparación radiación solar global en distintas bases de datos.....	28
Tabla 7. Recurso solar obtenido de la base de datos Meteonorm	29
Tabla 8. Estimación consumos diarios del edificio (Wh/día).....	41
Tabla 9. Radiación Global diaria media mensual. Fuente: Meteonorm	44
Tabla 10. Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global.....	45
Tabla 11. Radiación solar global media anual en kWh/m ²	46
Tabla 12. Cociente entre el consumo medio anual y la radiación solar global media anual (Wp).....	46
Tabla 13. Comparación de la inclinación y la radiación para los dos criterios.	47
Tabla 14. Comparativa de la instalación según el método de dimensionamiento escogido.	54
Tabla 15. Comparación en función del tipo de regulador	55
Tabla 16. Radiación solar global media anual en kWh/m ²	60
Tabla 17. Cociente entre el 100% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).	60
Tabla 18. Cociente entre el 50% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).....	61
Tabla 19. Estimación de la energía producida para las dos instalaciones	66
Tabla 20. Balance de energía para la instalación de 4,8 kWp.	67
Tabla 21. Balance de energía para la instalación de 3,3 kWp.	67
Tabla 22. Rendimiento mensual de la instalación	71
Tabla 23. Tabla resumen instalación conectada a red	78

Tabla 24. Inversión inicial para el 100 % del consumo.....	79
Tabla 25. Inversión inicial para el 50 % del consumo.....	80
Tabla 26. Variación de la energía producida anualmente para la instalación del 100% del consumo.....	81
Tabla 27. Variación de la energía producida anualmente para la instalación del 50% del consumo.....	82
Tabla 28. Ahorro anual.....	83
Tabla 29. Balance de ingresos y gastos por compensación de excedentes para instalación del 100% del consumo.	84
Tabla 30. Balance de ingresos y gastos por compensación de excedentes para instalación del 50% del consumo.	85
Tabla 31. Rentabilidad de la instalación diseñada para el 100% del consumo	87
Tabla 32. Rentabilidad de la instalación diseñada para el 50% del consumo	88
Tabla 33. Comparativa de la rentabilidad de las dos instalaciones	89
Tabla 34. Resumen de la solución de autoconsumo adoptada	91

Lista de acrónimos

CA Corriente alterna

CC Corriente continua

CNMC Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

IDAE Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía

L_{MD} Consumo medio diario

MPPT Punto de máxima potencia

NASA National Aeronautics and Space Administration

ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible

ONU Organización de las Naciones Unidas

PIB Producto Interior Bruto

PNIEC Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

REBT Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

RD Real Decreto

RDL Real Decreto Ley

REE Red Eléctrica Española

STC Condiciones estándares de medida

TIR Tasa interna de retorno

UNEF Unión Española Fotovoltaica

VAN Valor Actual Neto.

DOCUMENTO 1. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años se ha producido un incremento en el uso de energías renovables como sustituto de los combustibles fósiles. Esto ha venido impulsado por una mayor concienciación social, reflejada en los tratados internacionales (Protocolo de Kioto o Acuerdo de París entre otros) y su aplicación mediante directivas y reglamentos europeos. Con todo esto, se pretende fomentar el uso de energías limpias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, principales causantes del cambio climático. No hay que olvidar que la limitación en cuanto a las reservas de los recursos energéticos fósiles también ha impulsado la búsqueda fuentes de energía alternativas que no tengan reservas finitas.

El presente proyecto fin de grado tiene por objeto el diseño básico y conceptual de las instalaciones necesarias para el autoconsumo de electricidad de las zonas comunes de un edificio de comunidad de vecinos ubicado en la ciudad de Madrid a través de la utilización de la energía solar fotovoltaica, así como el estudio de las medidas de eficiencia energética para optimizar el consumo. Con ello se contribuye a la reducción de emisiones y a la generación de ciudades más limpias y sostenibles. Esto no favorece únicamente a la lucha contra el cambio climático, sino que también se traduce en beneficios para la salud y la vida de las personas ya que mejora la calidad del aire en las ciudades y reduce los niveles de partículas que se respiran.

Debido a la crítica situación en la que se encuentra el planeta debido al cambio climático, y las consecuencias que podría tener no tomar medidas al respecto es importante que se realicen acciones y planes que inviertan en nuevas formas de obtención de recursos energéticos más sostenible y respetuosos. Esto es especialmente importante en el caso de las ciudades ya que son lugares donde se contribuye en mayor medida a la emisión de gases de efecto invernadero por ser donde vive una gran parte de la población.

Es por estas razones que proyectos relacionados con la instalación de renovables en las ciudades son de gran importancia, ya que muchas de estas cubiertas y tejados son superficies desaprovechadas, que podrían convertirse en emplazamientos viables para la instalación de paneles solares para generar energía limpia y contribuir a la construcción de ciudades más sostenibles y alineadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles y con la política energética del país.

2. MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Actualmente en España el autoconsumo está legislado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y por el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.

El Real Decreto-Ley 15/2018 deroga algunas de las medidas existentes en la legislación anterior como Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este Real Decreto-Ley define autoconsumo como “(...) el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” (RDL 15/2018, de 5 de octubre). Algunas de las nuevas medidas que incorpora el RDL 15/2018 son:

- Reconoce el derecho a autoconsumir sin cargos adicionales.
- Reconoce el derecho a autoconsumir por parte de uno o varios consumidores.
- Simplifica las tramitaciones administrativas y técnicas para instalaciones de pequeña potencia.

Por otro lado, en el Real Decreto 244/2019 se establecen las condiciones tanto administrativas como económicas de los autoconsumos. Se presentan distintas medidas orientadas a fomentar el autoconsumo comunitario para que distintos usuarios puedan beneficiarse de las instalaciones de generación. Entre ellas encontramos, por ejemplo, que “la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.” (RD 244/2019, de 5 de abril).

Además, el RD 244/2019 introduce nuevas medidas. Algunas de ellas son:

- Define el concepto de la instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas, que introduce novedades ya que permite realizar autoconsumo entre instalaciones distintas a las de producción siempre que se encuentren próximas a esta.
- Simplifica la ubicación de los contadores permitiendo situarlos en lugares distintos al punto de frontera en caso de que colocarlo allí encarezca la instalación o entre en conflicto con procedimientos administrativos como fachadas protegidas.
- Como ya se ha mencionado antes, permite verter los excedentes a la red siempre que el valor económico de la energía vertida no sea superior al de la energía consumida.
- La potencia máxima será la potencia del inversor.
- Permite que consumidor y propietario sean personas físicas o jurídicas distintas.
- Establece las características del método de compensación simplificada en el caso de instalaciones con excedentes.

En este Real Decreto se divide la clasificación de las modalidades de autoconsumo en dos:

- Sin excedentes a la red. Este tipo de sistemas son aislados de la red y la producción de energía este tipo de instalaciones tienen que contar con un sistema antivertido que evite que se viertan los excedentes de generación a la red.
- Con excedentes a la red. Este tipo de sistemas están conectados a la red de forma que se puedan verter a ella los excedentes de generación que se puedan dar en momentos puntuales. Así mismo, dentro de la modalidad de excedente a la red se establecen las características necesarias para pertenecer o no a la categoría de instalaciones acogidas a compensación. Según (RD 244/2019, de 5 de abril) los requisitos para que la instalación pueda acogerse a compensación son:
 - Que la fuente de energía primaria sea de origen renovable.
 - La potencia de la instalación sea menor de 100 kW.
 - En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
 - Que la instalación no tenga ningún régimen retributivo adicional.
 - El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

Según IDAE (2019) los consumidores acogidos a la modalidad con compensación podrán inyectar el excedente de energía a la red y, en caso de que se necesite más energía de la producida podrán comprar la energía a la red. Al final del periodo de facturación se hará un balance entre la energía inyectada y la adquirida.

Por otro lado, el Real Decreto categoriza las instalaciones según dos tipos:

- Autoconsumo individual. En el que únicamente participa un consumidor.
- Autoconsumo colectivo. “Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.” (RD 244/2019, de 5 de abril). Esta modalidad supone una novedad con respecto a la legislación anterior que únicamente permitía el autoconsumo individual.

En el caso de este proyecto, se trata de una configuración colectiva puesto que la instalación va a cubrir el consumo de las zonas comunes de una comunidad de vecinos.

3. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA

Uno de los principales retos que tiene la sociedad a corto y medio plazo se centra en el cambio climático, causado principalmente por la emisión de gases de efecto invernadero, y sus consecuencias. En el caso de no tomar las medidas políticas, económicas y sociales, el cambio puede ser irreversible. Para empezar a abordar estos temas se han establecido planes y objetivos, tanto a nivel nacional como europeo, para reducir el uso de combustibles fósiles y fomentar un sistema eléctrico descarbonizado, más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

Entre las políticas elaboradas por España se encuentra el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que, junto con la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, fijará la política energética del Gobierno de aquí al 2030 con el fin de frenar el cambio climático. El Plan está principalmente orientado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, un 20% menos para 2030 respecto a 1990, fomentando el uso de energías renovables y la eficiencia energética. Para ello, propone que en 2030 el 42% de la energía final y el 74% de la electricidad provengan de fuentes renovables.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157 GW, de los que 50 GW serán energía eólica; 37 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 8 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como cantidades menores de otras tecnologías. (Ministerio para la transición ecológica, 2019, p.10).

Entre las medidas que se presentan en este Plan se encuentran las dedicadas a fomentar las comunidades energéticas locales, tanto en las zonas rurales como zonas urbanas, y el autoconsumo con energías renovables. En concreto la Medida 1.4 se centra en el desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida para acercar la generación de energía a los consumidores y reducir así las pérdidas y el impacto sobre el territorio. Además, el autoconsumo compartido supondría una herramienta para la lucha contra la pobreza energética y permitiría una distribución entre varios consumidores de la inversión a realizar, lo que aumentaría la capacidad de generación y su aprovechamiento.

Se hace hincapié en fomentar la generación distribuida y el autoconsumo ya que es una forma de involucrar también a la ciudadanía en el proceso de descarbonización de la generación eléctrica y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Esto se traduciría no solo en la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y la mejora de la calidad del aire en las ciudades, sino que estos sistemas de generación se podrían situar en lugares donde su impacto al paisaje es mucho menor, como edificios o zonas industriales.

Para implementar la Medida 1.4 se han establecido la Estrategia Nacional de Autoconsumo, financiación blanda, medidas de fomento desde ámbito local, gestión por parte de terceros

o modelo de servicios energéticos y un impulso del autoconsumo en sectores vulnerables como mecanismos de actuación.

4. PENETRACIÓN DEL AUTOCONSUMO SOLAR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

En España en 2018 según (REE, 2019) se instalaron 4.714 MW de potencia generada mediante solar fotovoltaica que, junto a los 2.304 MW de solar térmica, constituyen el 7% de potencia solar total en España. Además, según (REE, 2020) 4.158 nuevos MW de solar fotovoltaica se instalaron en España en 2019, esto supone un aumento muy elevado respecto a 2018. En la Figura 2 se puede ver cómo ha sido la evolución de la potencia solar fotovoltaica en España desde el 2006.

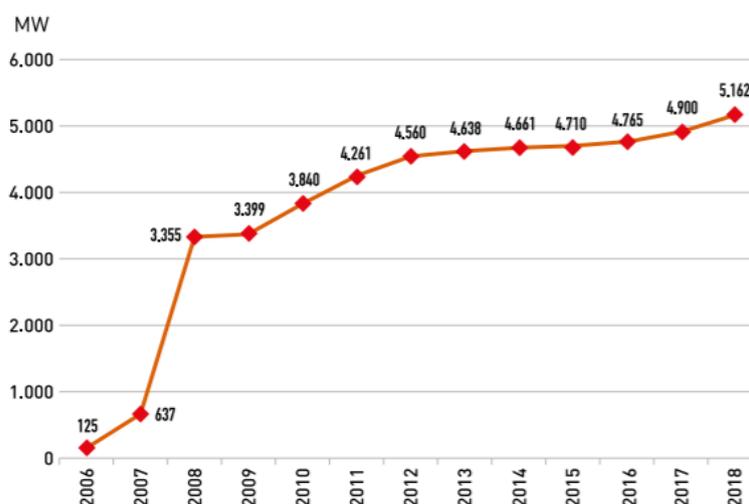


Figura 2. Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España en el periodo 2006-2018. Fuente (UNEF, 2019)

En el informe anual de (UNEF, 2019) se indica una tendencia al alza en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España que se ha venido observando especialmente en sectores como el agrícola o la hostelería. Sin embargo, como se puede observar en la Figura 3, en el 2018 se produjo un gran aumento en la potencia fotovoltaica de autoconsumo instalada en España gracias, en parte, a la aprobación del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores que eliminaba el ‘impuesto al sol’ y facilitaba los trámites administrativos, entre otras medidas.

Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico

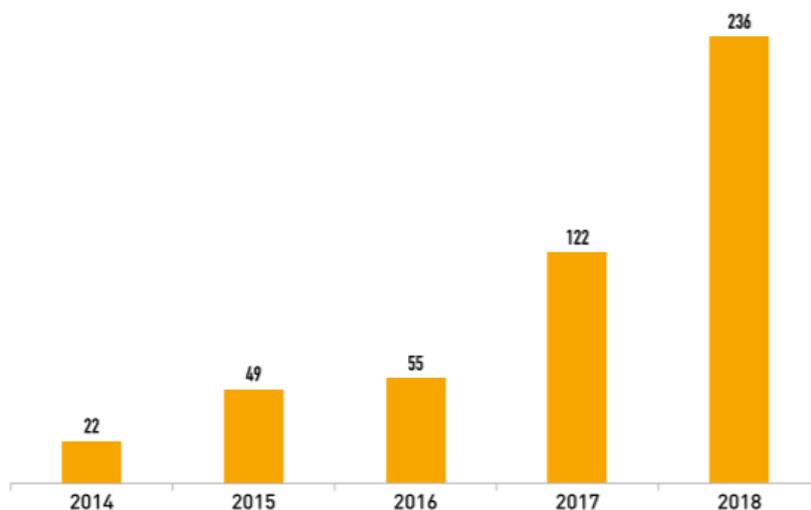


Figura 3. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente (UNEF, 2019)

Esta tendencia al alza de la potencia de autoconsumo instalada va a continuar, según (UNEF, 2020) gracias a los cambios en la regulación, como el RD 244/2019. En 2019 la potencia fotovoltaica de autoconsumo instalada (459 MW) prácticamente duplicó los 235 MW instalados en 2018. Un 10% de dicha potencia corresponde a instalaciones en el sector residencial, un 30-40% al sector comercial. La gran parte de esa potencia corresponde a instalaciones en el sector industrial, aproximadamente un 50-60%.

Con todo ello, concluir que el proyecto va en sintonía con las políticas energéticas del país para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación de energía, así como a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, elaborados por la Asamblea General de la ONU en la Agenda 2030.

5. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

5.1. EMPLAZAMIENTO.

El edificio elegido como emplazamiento para la instalación de los paneles fotovoltaicos se encuentra en la Calle Ayala 62, Madrid, España.

Las coordenadas son:

- Latitud: 40° 25' 38" N
- Longitud: 3° 40' 52" W
- Altitud: 692 m

5.2. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO.

El edificio, cuya construcción se ejecutó en 1910, consta de seis plantas con dos viviendas por planta y una azotea donde se colocará la instalación. El solar es de 342 m² y está orientado al norte.

Cada planta cuenta con dos viviendas, derecha e izquierda, de 133 m² y 179 m² respectivamente.

Las viviendas de la última planta son más pequeñas, pero cuentan con dos terrazas de 37'38 m² y 41'14 m². Debido a la presencia de las dos terrazas y los dos patios la superficie libre de la cubierta es de 228'98 m². En la Figura 4 se muestra una imagen de la localización catastral del edificio, que muestra la cubierta de este. En la Figura 5 se muestra la fachada del edificio.



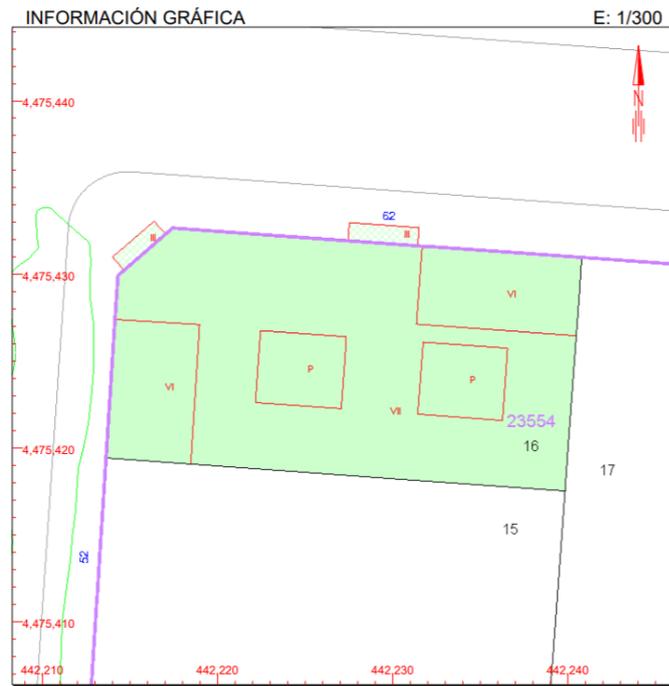


Figura 4. Referencia catastral del inmueble. (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)



Figura 5. Fachada del edificio. (Fuente: Google Street View)

En la planta baja se encuentra el portal, dos patios de 17'25 m² cada uno, y la portería. El portal cuenta con 4 luminarias incandescentes de 60 W cada una. En la Figura 6 se muestran imágenes de la portería.



Figura 6. Portería

Dentro de la portería se encuentran dos trasteros para uso común de los vecinos, además de la oficina del portero. En los trasteros hay un total de 6 luminarias incandescentes de 60 W cada una. La sala del portero cuenta con 9 luminarias LED de 13 W cada una. En la Figura 7 se muestran imágenes de los trasteros para uso común.

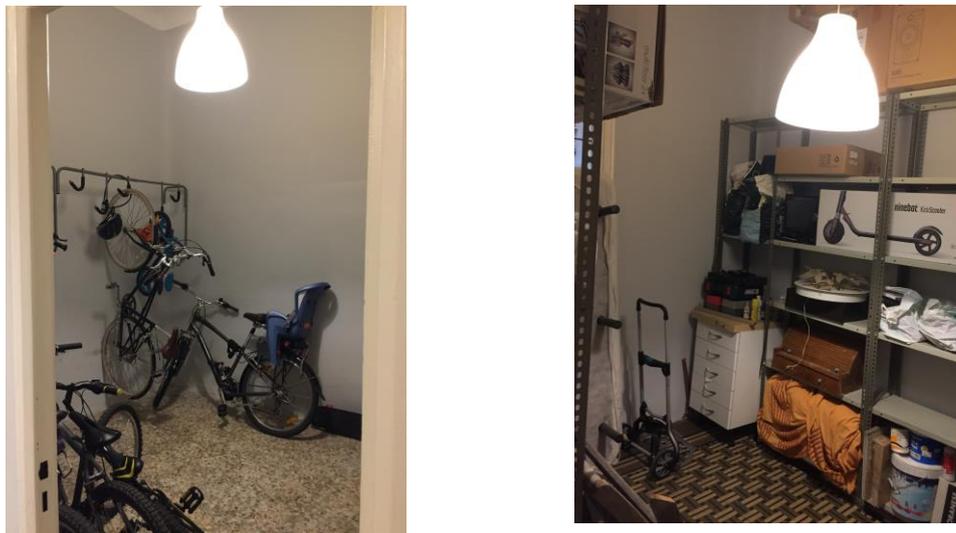


Figura 7. Trasteros para uso común de los vecinos

La iluminación de los pasillos está compuesta por dos luminarias incandescentes de 60W por planta, lo que suma un total de todos los pasillos de 12 luminarias.

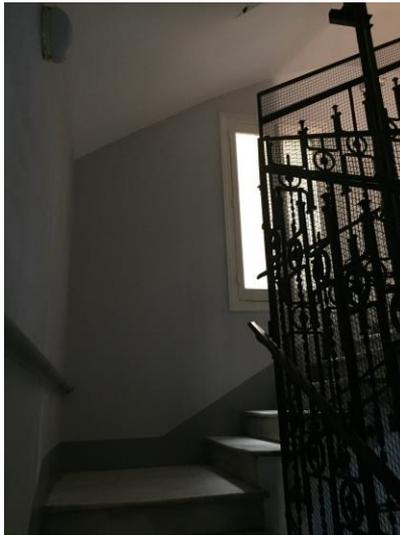


Figura 8. Pasillo



Figura 9. Entrada principal

Hay un total de seis ventanas en las zonas comunes que dan al patio, dichas ventanas son de carpintería de madera con cristal simple martillado, como las que se pueden ver en la Figura 10.



Figura 10. Ventanas de carpintería de madera con cristal simple martillado.

Los muros son de ladrillo escafilado macizo con mortero de cemento de 45 cm de espesor en los que dan al exterior y 30 cm en los que dan a los patios interiores.

5.3. CLIMATOLOGÍA.

El emplazamiento escogido está situado en la ciudad de Madrid. El clima de la ciudad se caracteriza por inviernos moderadamente fríos y veranos calurosos. En invierno las temperaturas oscilan entre los 11°C de máxima y los 0°C de mínima, mientras que en verano la temperatura se encuentra entre los 33,5°C de máxima y los 17°C de mínima.

Las precipitaciones presentan sus valores mínimos en los meses de verano, alcanzando el valor más bajo en agosto, mientras que los meses más lluviosos son noviembre y diciembre.

En la Figura 11 se muestra la variación de la temperatura y las precipitaciones a lo largo del año medida en la estación de Retiro, la más próxima al emplazamiento.

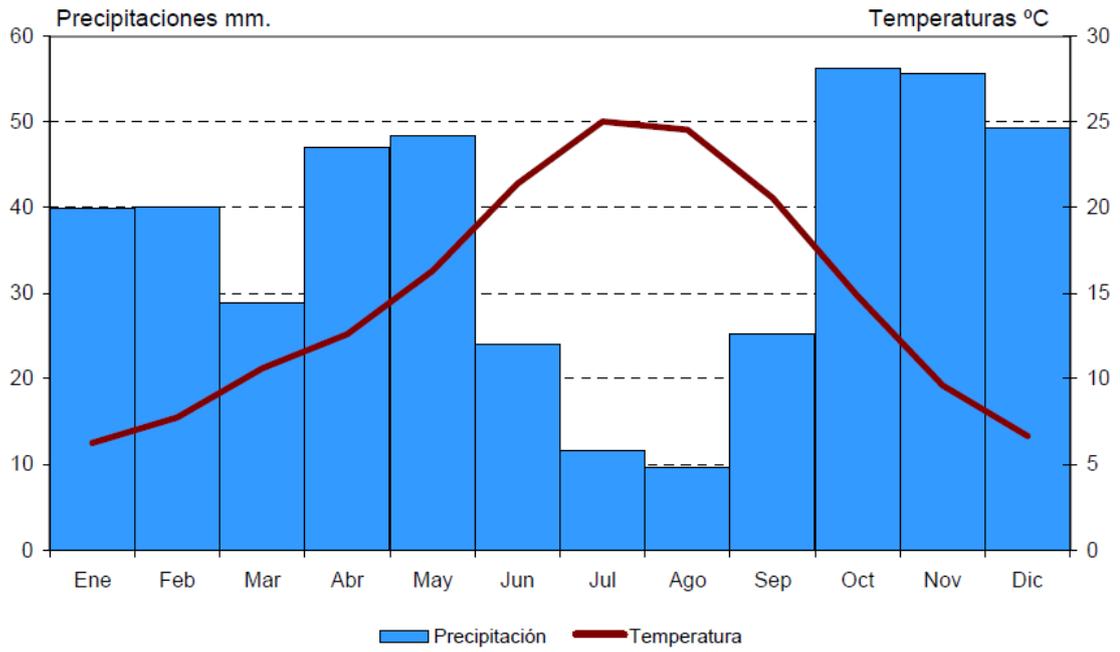


Figura 11. Climograma. Estación meteorológica de Retiro. Fuente (Instituto de Estadística de la Comunidad de Madrid, 2010)

5.4. ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS.

Para realizar el análisis de los consumos del edificio se han consultado las facturas de luz del mismo. La tarifa de acceso es 2.0 DHA. El consumo de acuerdo con las facturas se muestra en la Tabla 3.

<i>Mes</i>	<i>Término de potencia (€/kW)</i>	<i>Término de energía (€/kWh)</i>	<i>Consumo de Energía (kWh)</i>	<i>Importe de potencia (€)</i>	<i>Importe de Energía (€)</i>	<i>Impuestos y tasas (€)</i>	<i>Importe total (€)</i>
Enero	3,439557	0,1132	638,52	10,13	72,28	4,21	86,62
Febrero	2,918412	0,1132	592,21	8,59	67,01	3,87	79,47
Marzo	3,439557	0,1132	645,61	10,13	73,08	4,25	87,46
Abril	3,12687	0,1132	630,34	9,21	71,35	4,12	84,68
Mayo	3,439557	0,1132	202,69	10,13	22,94	1,69	34,76
Junio	3,12687	0,1132	204,54	9,21	23,15	1,65	34,01
Julio	3,439557	0,1132	191,98	10,13	21,73	1,63	33,49
Agosto	3,439557	0,1132	215,84	10,13	24,43	1,77	36,33
Septiembre	3,12687	0,1132	201,21	9,21	22,78	1,64	33,62
Octubre	3,439557	0,1132	662,43	10,13	74,99	4,35	89,46
Noviembre	3,12687	0,1132	656,6	9,21	74,33	4,27	87,80
Diciembre	3,439557	0,1132	658,9	10,13	74,59	4,33	89,04
Anual			5500,66	116,30	622,67	37,78	776,75

Tabla 3. Consumos eléctricos del emplazamiento.

A continuación, en la Tabla 4 se muestra los aparatos eléctricos que se encuentran en las zonas comunes, así como su potencia y el tiempo aproximado de uso anual. Se muestran los consumos asociados a la iluminación de las zonas comunes, ascensor, bombas para la calefacción, timbres y portero automático.

<i>Equipo</i>	<i>Observación</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Nº de equipos</i>	<i>Horas anuales de funcionamiento (h)</i>	<i>Consumo total (kWh)</i>
Luminaria ascensor	Fluorescente	18	2	8760	315,36
Luminaria planta baja	Incandescente	60	4	365	87,6
Luminaria portería	Led	13	9	2190	256,23
Luminaria trasteros.	Incandescente	60	6	54,75	19,71
Luminaria pasillos	Incandescente	60	10	365	219
Ascensor	-	3200	1	91,25	292
Caldera	-	110	1	5136	564,96
Bomba calefacción	-	350	2	5136	3800,64
Timbres, portero automático ...	-	40	-	36,5	1,46
Total					5556,96

Tabla 4. Estimación de los consumos del edificio.

5.5. MEDIDAS DE EFICIENCIA.

El borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2019) propone medidas dirigidas a la renovación y aclimatación de edificios residenciales para mejorar la calificación y eficiencia energética del mismo. Por esta razón, uno de los objetivos de este proyecto consiste en analizar las conductas de consumo en las zonas comunes y estudiar la posibilidad de aplicar medidas de eficiencia energética que reduzcan el consumo y hagan un uso más responsable de la energía.

Tras realizar un análisis de los consumos se ha observado que las medidas que se pueden implementar más fácilmente son aquellas relacionadas con la iluminación de las zonas comunes del edificio (pasillos, escaleras, portería, etc).

En primer lugar, se debería sustituir las bombillas de los pasillos, trasteros y planta baja por bombillas LED. Este tipo de iluminación tiene un encendido más rápido que las bombillas de bajo consumo lo que las hace idóneas para zonas de tránsito donde el tiempo que pasarán encendidas es más breve. Además, permiten reducir el consumo de energía y tienen una vida

útil mayor que las bombillas convencionales. Se sustituirían por bombillas LED esférica E27 8W LEXMAN en el tono 2700K (blanco cálido).

Uno de los elementos que más contribuye a elevar el consumo de energía en la comunidad es el ascensor. En la situación actual, el ascensor del edificio mantiene las luces de la cabina encendidas las 24 horas del día, esté en funcionamiento o no, lo que supone un gasto muy elevado ya que el tiempo de uso del ascensor es mucho menor. Por ello una de las medidas a implementar es instalar un detector de presencia dentro de la cabina, de forma que solo se ilumine si algún vecino necesita su uso. Se va a instalar el aplique de superficie 2xE27 IP20 con sensor de movimiento EDM.

En la Tabla 5 se ha realizado una estimación de los consumos de las zonas comunes tras aplicar las medidas de eficiencia energética comparándolos con el consumo actual.

<i>Equipo</i>	<i>Observación</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Nº de equipos</i>	<i>Horas anuales de funcionamiento (h)</i>	<i>Consumo total (kWh)</i>	<i>Consumo sin medidas (kWh)</i>
Luminaria ascensor	Fluorescente	18	2	91,25	3,285	315,36
Luminaria planta baja	Led	8	4	365	11,68	87,6
Luminaria portería	Led	13	9	2190	256,23	256,23
Luminaria trasteros.	Led	8	6	54,75	2,76	19,71
Luminaria pasillos	Led	8	10	365	29,4	219
Caldera	-	110	1	5136	564,96	564,96
Ascensor	-	3200	1	91,25	292	292
Bomba calefacción	-	350	2	5136	3800,64	3800,64
Timbres, portero automático ...	-	40	-	36,5	1,46	1,46
Total					4.962,42	5556,96

Tabla 5. Tabla comparativa del consumo tras aplicar medidas de eficiencia energética.

6. RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La radiación solar es la energía que emite el Sol que se transfiere mediante ondas electromagnéticas que viajan a través del espacio.

La radiación llega a la superficie terrestre tras ser modificada en la atmosfera. Aunque la radiación no tiene pérdida cuando interactúa con el medio material en la atmosfera sufre cambios que se deben a distintos fenómenos como la difusión, la reflexión en las nubes o la absorción por parte de las moléculas presentes en la atmosfera como el ozono, dióxido de carbono o el vapor de agua.

En la Figura 12 se muestran los distintos tipos de radiación que llegan a la superficie terrestre, que se explican a continuación.

- Radiación solar directa que es la que llega directamente sin sufrir ninguna modificación en la atmosfera. Es la más importante para los sistemas fotovoltaicos ya que es la que mayor potencia genera.
- Radiación reflejada que es la que, como su nombre indica, se refleja en las superficies. La cantidad de radiación que se refleje depende del coeficiente de reflexión o albedo de cada superficie. Este tipo de radiación es utilizada en mayor medida por los paneles solares bifaciales, que permiten captar energía tanto por la cara de delante como la de detrás.
- Radiación difusa es la que alcanza la superficie de la Tierra tras sufrir dispersiones a causa de las moléculas presentes en la atmosfera. Esta radiación aumenta considerablemente en los días nublados.

La suma de los tres tipos de radiación forma la radiación Solar Global (G).

La cantidad de radiación solar que puede interceptar una superficie va a depender del ángulo con el que los rayos solares incidan en la superficie, de forma que si llegan perpendiculares a esta el valor será máximo. Por esta razón, es necesario estudiar cual es la inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos de forma que sean capaces de recibir la mayor cantidad de radiación posible, para así producir el máximo de energía posible.

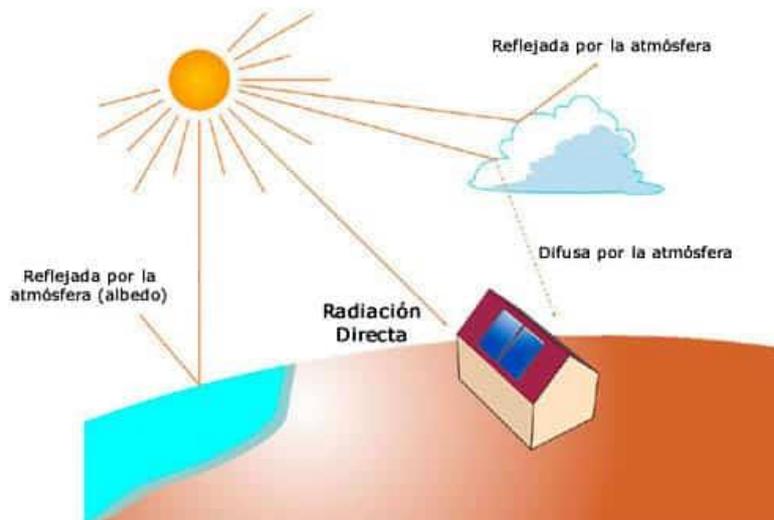


Figura 12. Tipos de radiación en energía solar. Fuente (SunFields Europe, s.f.)

Para estudiar el recurso solar en el emplazamiento se han tomado datos de tres bases de datos distintas:

- **Meteonorm**, esta aplicación proporciona series de datos generadas a partir de una base de datos mensual y cuenta con unas 7.400 estaciones e imágenes por satélite.
- **NASA** es una página web que proporciona valores de diferentes variables para aplicaciones solares, realizando estimaciones a partir de satélites.
- **PVGIS** la información de esta base de datos está enfocada principalmente a las instalaciones fotovoltaicas. La información depende de SOLARREC y está promovida por la Comisión Europea. Proporciona datos de Europa y África principalmente, aunque también incluye a parte de sudeste asiático.

En la Tabla 6 se muestra la radiación global sobre plano horizontal en kWh/m² para los distintos meses del año en cada base de datos.

Mes	Radiación Global (kWh/m ²)		
	Meteonorm	PVGIS	NASA
Enero	61	63,8	62,93
Febrero	82	82,1	82,88
Marzo	133	135,9	132,99
Abril	164	163,1	153,3
Mayo	194	194,4	184,45
Junio	217	218,8	212,7
Julio	233	231,5	223,2
Agosto	204	204,5	196,54
Septiembre	150	147,6	146,1
Octubre	100	97,3	97,03
Noviembre	66	66,3	63,9
Diciembre	51	48,3	52,7
Total año	1655	1653,3	1608,72

Tabla 6. Comparación radiación solar global en distintas bases de datos

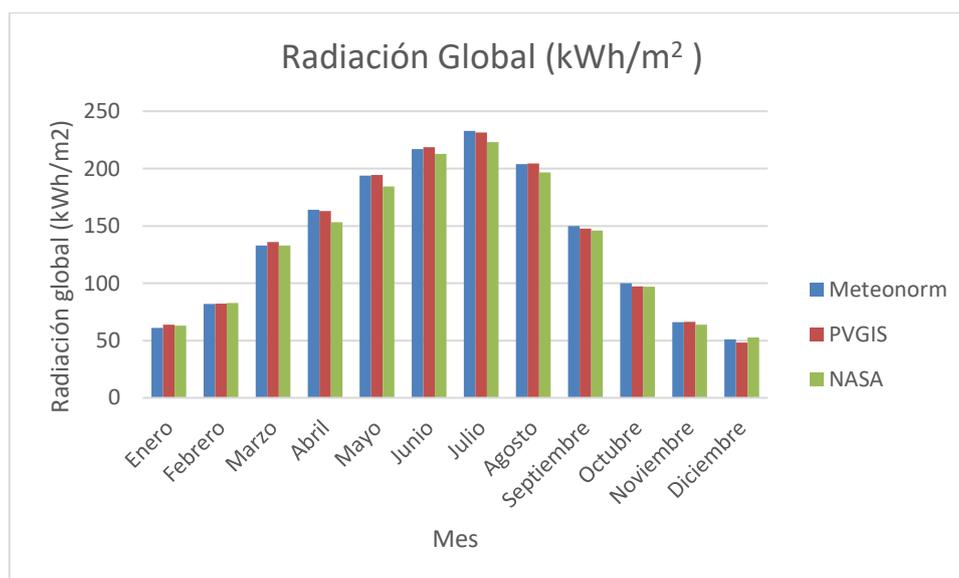


Figura 13. Comparación de la radiación global en tres bases de datos.

Como se puede ver en la Tabla 6 y en la Figura 13 las bases de datos de Meteonorm y de PVGIS tienen unos valores de radiación solar muy similares, siendo los de la base de datos de NASA los que difieren en mayor medida. Por esa razón, se desestima la base de datos de NASA y se escoge la base de datos de Meteonorm para realizar el estudio.

En la Tabla 7 se muestran los valores mensuales del recurso solar en el emplazamiento escogido obtenidos de la base de datos Meteonorm donde:

- Gh es la radiación global sobre plano horizontal.
- Dh es la radiación solar difusa en el plano horizontal
- Bn es la radiación solar directa en el plano horizontal
- Ta es la temperatura ambiente
- FF es la velocidad del viento

	<i>Gh (kWh/m²)</i>	<i>Dh (kWh/m²)</i>	<i>Bn (kWh/m²)</i>	<i>Ta (°C)</i>	<i>FF (m/s)</i>
Enero	61	25	101	5,9	2,6
Febrero	82	34	105	7,6	2,8
Marzo	133	51	155	10,9	3,4
Abril	164	67	160	13,1	3,4
Mayo	194	77	184	17,7	2,9
Junio	217	64	229	24,4	3,1
Julio	233	68	252	26,6	3,3
Agosto	204	59	229	26	2,9
Septiembre	150	55	170	21,5	2,6
Octubre	100	41	123	15,5	2,7
Noviembre	66	30	95	9,3	2,6
Diciembre	51	23	82	6,2	2,5
Anual	1655	594	1885	15,4	2,9

Tabla 7. Recurso solar obtenido de la base de datos Meteonorm

En la Figura 14 se muestra una gráfica que compara la proporción de radiación difusa existente frente a la radiación global. En la Figura 15 se muestran las temperaturas a lo largo del año.

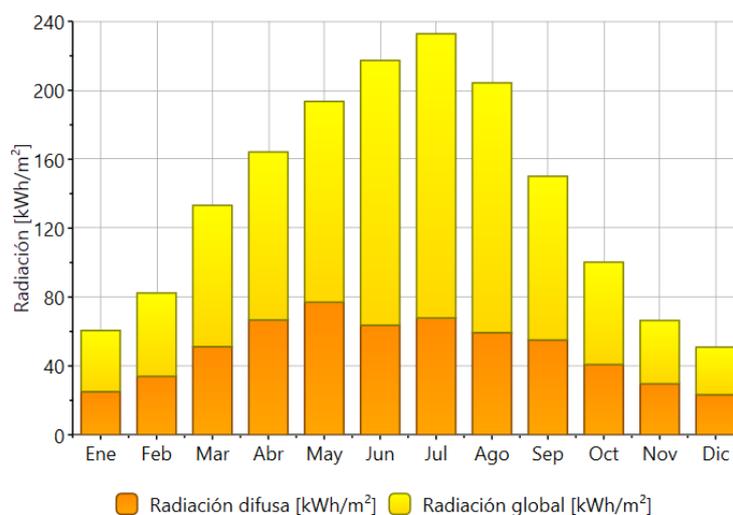


Figura 14. Radiación en el emplazamiento. Fuente Meteonorm,

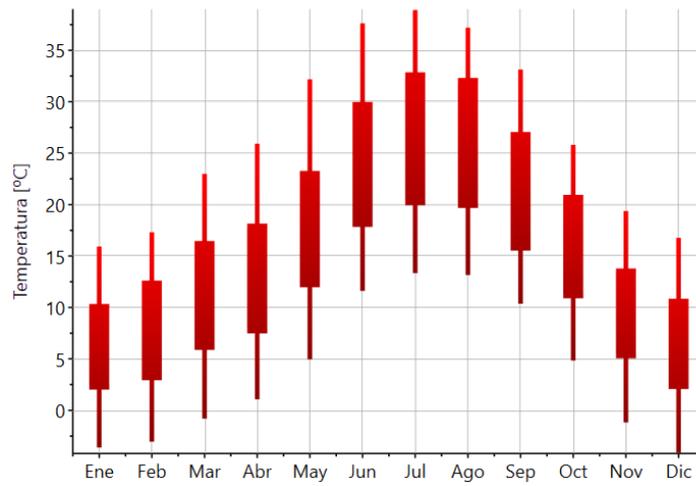


Figura 15. Temperatura en el emplazamiento. Fuente Meteonorm

7. PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

En este apartado se van a explicar los principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo según el tipo de instalación: instalación fotovoltaica aislada e instalación fotovoltaica conectada a red. Aunque muchos de los componentes son comunes para ambas instalaciones hay otros que son específicos según la instalación.

Instalación fotovoltaica aislada.

Los sistemas fotovoltaicos aislados no están conectados a la red por lo que para obtener la energía suficiente para abastecer los consumos dependen únicamente de la instalación fotovoltaica.

Para poder seguir suministrando energía en aquellos momentos en los que el generador no pueda producir suficiente, como durante la noche o días nublados, es necesario que tenga un sistema de acumulación o batería donde se almacena el excedente de energía producido durante el día para utilizarlo posteriormente. Los elementos de los sistemas aislados son: los módulos fotovoltaicos, batería, regulador, inversor, cableado y protecciones. En la Figura 16 se muestra una imagen con los componentes principales de la instalación.

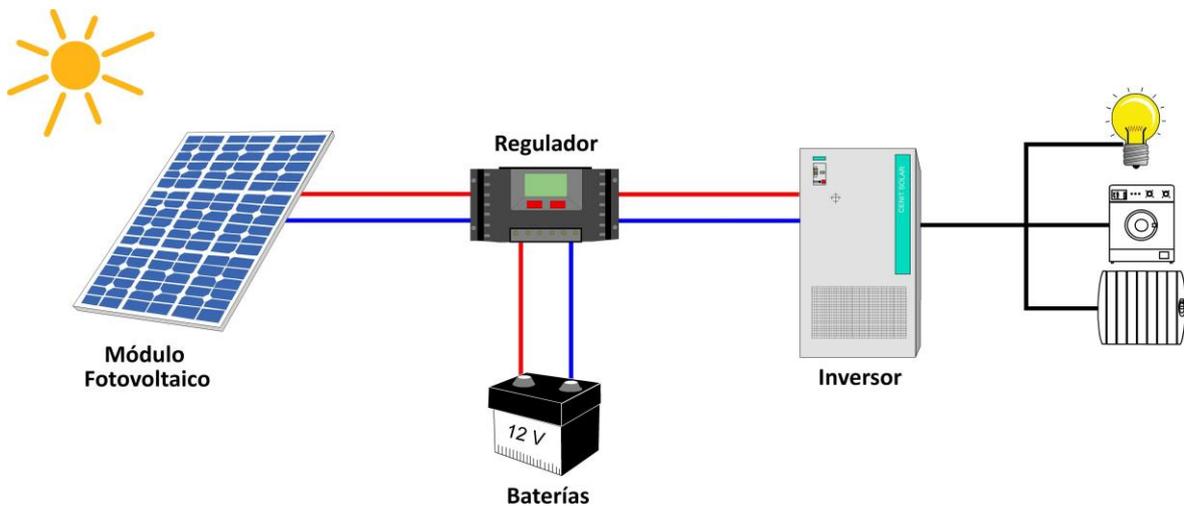


Figura 16. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente (Cenitsolar, s. f.)

Instalación fotovoltaica conectada a red

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red funcionan de la misma manera que las aisladas, generando energía a partir de la radiación solar para satisfacer unos consumos, pero a diferencia de ellas tienen a la red para poder actuar de apoyo en caso de que la energía generada no sea suficiente o para verter los excedentes de generación en momentos puntuales. Por esta razón estas instalaciones no utilizan ni batería ni regulador de carga y deben tener un contador para realizar el balance entre energía exportada e importada de la red. Sus principales componentes son: los módulos fotovoltaicos, el inversor, cableado, protecciones y contador. En la Figura 17 se muestra una imagen con los principales componentes de la instalación.

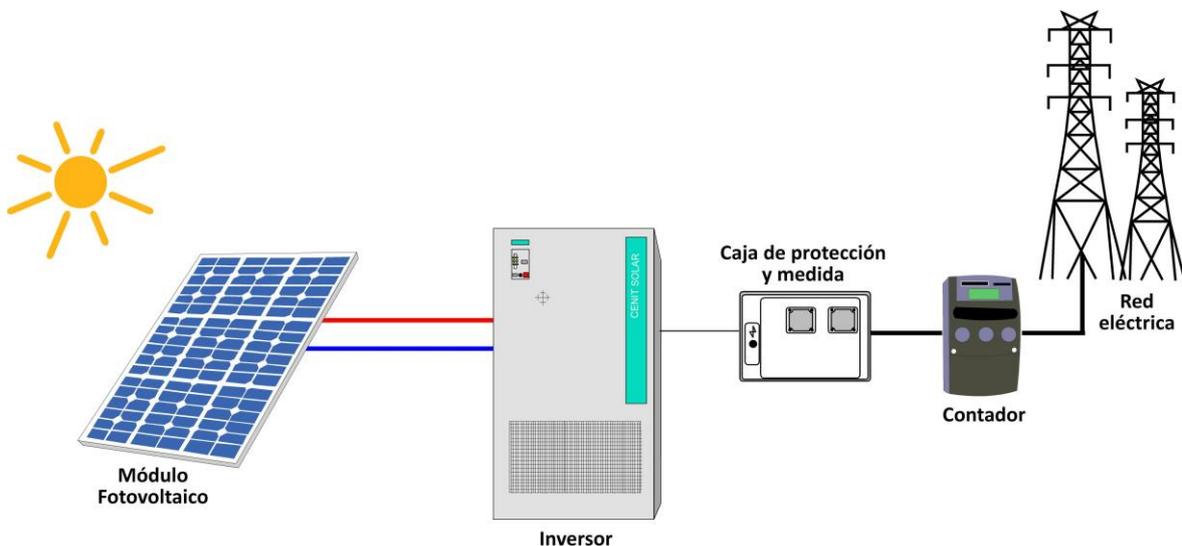


Figura 17. Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente (Cenitsolar, s. f.)

A continuación, se explican con mayor detalle cada componente.

Módulos fotovoltaicos.

Los módulos o paneles fotovoltaicos son unos dispositivos que permiten generar electricidad a partir de la energía solar. Están formados por células fotovoltaicas que son las encargadas de convertir la radiación en electricidad. Las células están formadas por la unión de dos tipos de semiconductores, los de tipo P que tienen un defecto de electrones (o exceso de huecos) y los de tipo N que tienen exceso de electrones, formando una unión P-N.

Al proceso de generación se le conoce como Efecto fotovoltaico, mostrado en la Figura 18. Los fotones de la radiación solar provocan movimientos en las cargas positivas y negativas de los semiconductores que están en la célula generando un campo eléctrico que produce una corriente eléctrica

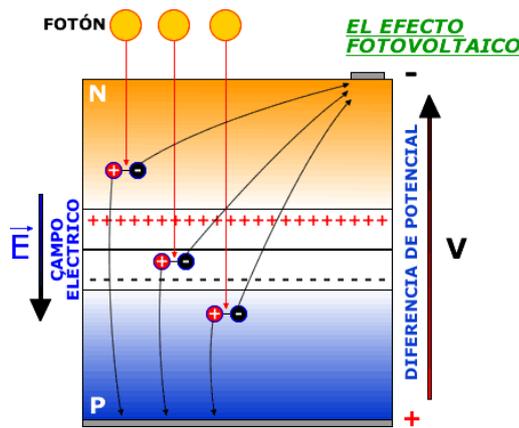


Figura 18. Efecto fotovoltaico. Fuente (Universidad de Jaén, s.f.)

La mayor parte de células del mercado son de silicio cristalino, aunque también se utilizan otros materiales como el germanio, el silicio amorfo o el selenio. Las células también se pueden clasificar según su estructura interna las más comunes son:

- Monocristalinos formados por un cristal único.
- Policristalinos formado por la unión de monocristales, lo que disminuye el rendimiento de la célula.
- Amorfos no formado por cristales. Este tipo es el que posee un peor rendimiento.

Un panel solar está formado por la unión de estas células, normalmente en serie, aunque también se dan conexiones en paralelo.

Aunque la estructura concreta de un panel puede variar entre fabricantes los elementos más comunes son los que se pueden ver en la Figura 19. La estructura cuenta con una lámina de cristal de vidrio templado, otra de etil-vinilo-acetato, otra lamina con las células, otra de etil-vinilo-acetato y por último la capa posterior. Los módulos van enmarcados con aluminio y sellados al vacío. También cuentan con diodos de protección o de bloqueo que evitan que se produzcan daños en los módulos causados por calentamientos debidos a sombras que se proyectan encima de los módulos. En caso de que haya sombreado en alguna célula el diodo correspondiente se cortocircuita desconectando la célula.

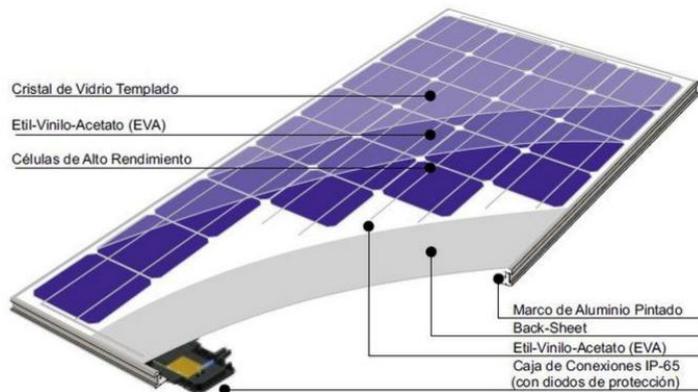


Figura 19. Componentes de un panel solar fotovoltaico o placa solar fotovoltaica. Fuente (Quetzal Ingeniería, s. f.)

Los módulos fotovoltaicos pueden colocarse en serie, en paralelo o en serie-paralelo, como puede observarse en la Figura 20 y la Figura 21. Si se conecta en serie la tensión del conjunto será la suma de las tensiones de cada módulo y la corriente será la que circule por cada módulo. Por otro lado, si se conectan en paralelo la tensión del conjunto será la de un módulo mientras que la corriente será la suma de las corrientes de los módulos.

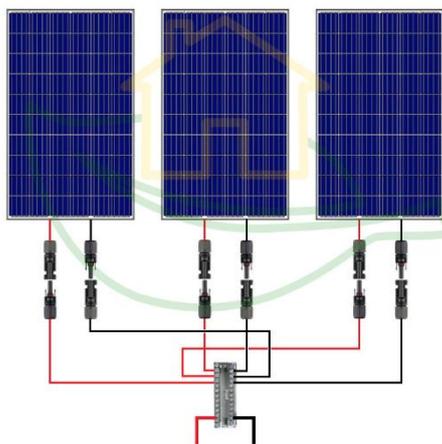


Figura 21. Conexión en paralelo. Fuente (Hogarsense, 2020)

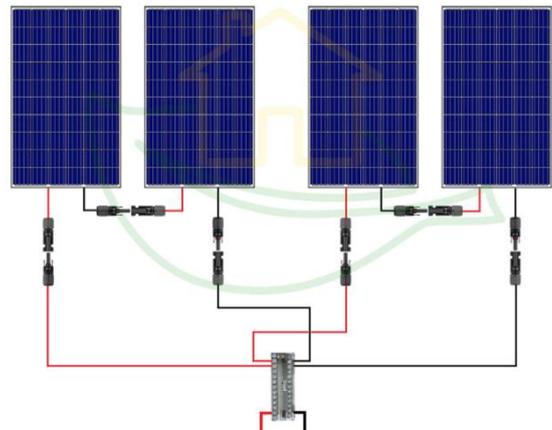


Figura 20. Conexión en serie. Fuente (Hogarsense, 2020)

Reguladores de carga.

Los reguladores de carga son unos dispositivos que regulan la corriente que circula hacia la batería para evitar que se produzcan sobrecargas peligrosas y asegurar que se aproveche el máximo de energía, de esta forma se evitan daños a las baterías y se alarga su vida útil. Además de mantener las baterías cargadas a un nivel óptimo, el regulador se encarga de que

el nivel de descarga de la batería nunca supere los límites admisibles para evitar que se produzcan daños en ellas.

Para medir el estado de carga de la batería el regulador mide la tensión de esta y cuando se alcanza la tensión máxima permitida bloquea el paso de corriente hacia la batería.

Hay dos tipologías de reguladores, los reguladores en paralelo que tienen los interruptores de control en paralelo con los paneles y los reguladores en serie, donde los interruptores se conectan en serie con los módulos. Estos interruptores derivan el exceso de corriente cuando la batería alcanza los límites establecidos.

Los reguladores suelen contar con un diodo de bloqueo que evita que, en situaciones de baja radiación, las baterías envíen corriente a los módulos ya que esto puede dañarlos. Únicamente permite el paso de corriente desde los paneles hacia la batería.

Acumuladores o baterías.

Este tipo de dispositivos se encargan de almacenar el exceso de energía producido por el generador fotovoltaico para poder satisfacer la demanda en aquellos momentos en los que la radiación solar no es suficiente, como durante la noche o en días nublados.

Para instalaciones fotovoltaicas se utilizan las baterías secundarias. Estas permiten transformar la energía eléctrica en energía electrolítica y viceversa, es decir, las reacciones químicas que ocurren son reversibles por lo que permiten ciclos de carga y descarga. Estos ciclos se repiten diariamente siempre que la energía que produzca el generador sea superior al consumo, puesto que las baterías se cargan con la energía sobrante. 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. De media las baterías tienen una vida útil de aproximadamente 10 años, con un buen mantenimiento y contando con un ciclo de carga y descarga diario.

Al igual que ocurre con los módulos las baterías se pueden conectar en serie, paralelo o mixto en función de las características de la instalación. Es importante que todas ellas sean iguales y tengan un mismo grado de carga.

El parámetro que define a las baterías es su capacidad, medido en amperios hora (Ah), que es la energía que puede entregar si inicialmente estaba cargada al máximo. Otro parámetro importante es la profundidad de descarga, que es el cociente entre la energía obtenida de la batería y su capacidad nominal. La profundidad de descarga que permiten las baterías depende de la tecnología con la que estén fabricadas, aunque en ningún caso debe ser superior al 80 % y se debe tener en cuenta que profundidades de descarga elevadas acortan la vida útil de las baterías. La profundidad de descarga en un ciclo diario suele ser pequeña, entre un 5-10% de la capacidad total. Si se suceden varios días sin radiación suficiente la

energía para satisfacer la demanda procederá únicamente de la batería. Una vez que la radiación sea suficiente la batería se cargará otra vez, completando un ciclo autónomo. La profundidad de descarga estacional es la relacionada con el número de días que la batería puede estar sin cargarse y suele ser de entorno al 70%.

Actualmente las baterías que se utilizan mayoritariamente en el mercado se dividen en dos grupos las de electrolito ácido, las más comunes en el mercado son de plomo-ácido, y los de electrolito alcalino, donde destacan las de níquel-cadmio y níquel-hierro. Las que se utilizan mayoritariamente en el mercado para aplicaciones fotovoltaicas son las de níquel-cadmio y las de plomo ácido ya que son las que presentan una mayor fiabilidad y relación calidad precio.

Convertidores

Son dispositivos que alteran la tensión y las características de la corriente eléctrica para transformarla de forma que se adapte a las características deseadas.

Hay dos tipos de convertidores:

- Convertidores CC-CC que transforman la corriente continua con un determinado voltaje a corriente continua con un voltaje distinto. Tienen un uso reducido y en instalaciones fotovoltaicas se utilizan cuando la tensión de la batería es distinta a la tensión de los consumos.
- Los convertidores CC-CA o inversores son unos dispositivos que transforman la corriente continua que generan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para que esta alimente a los distintos consumos asociados a la instalación y se almacene la sobrante en las baterías, a costa de una serie de pérdidas asociadas con el rendimiento del inversor.

En el caso de los sistemas conectados a red los inversores deben tener a la salida la misma frecuencia y tensión que esta.

Protecciones

A parte de los módulos fotovoltaicos, descritos anteriormente, el generador fotovoltaico cuenta con una serie de elementos de protección para la zona que comprende desde los paneles hasta el inversor. Estas protecciones son:

- Fusibles. Se utilizan para proteger de sobrecorrientes que se puedan producir en los conductores. Se utilizan en serie con cada una de las ramas del generador fotovoltaico y asociados a interruptores seleccionadores que permiten aislar al generador del resto de componentes en caso de cortocircuito. Los fusibles se instalan en cajas de protección. Hay de dos tipos:

- Cajas de protección primarias o de nivel 1. En ellas se hace la agrupación de los módulos en serie, de forma que la tensión total de la rama o string sea la suma de las tensiones de cada modulo
- Cajas de protección secundarias o de nivel 2. En ellas se hace la agrupación de las ramas en paralelo, cuya intensidad será la suma de todas las cadenas.

A la salida de las cajas secundarias la intensidad circula hasta el inversor. Tras pasar el inversor se conecta a una serie de protecciones magnetotérmica y diferencial

- Varistores. Son elementos de protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas se pueden instalar en una rama o en una asociación de ramas y suelen ir alojados dentro de las cajas de protección primarias o secundarias.

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.

8. PERMISOS REQUERIDOS PARA LEGALIZAR LA INSTALACIÓN

Para determinar los permisos necesarios para legalizar la instalación se ha seguido la Guía de Tramitación del Autoconsumo elaborada por IDAE. Según se indica en dicho documento las etapas de tramitación administrativa que deben cumplirse para una instalación de autoconsumo con excedentes son las siguientes:

1. Diseño de la instalación. Bastará con elaborar una memoria técnica de diseño ya que la instalación se va a realizar en baja tensión y la potencia de la instalación es menor de 10 kW.
2. Solicitud de acceso y conexión. Para instalaciones de baja tensión y potencia menor de 10 kW es necesario realizar la solicitud de conexión a la empresa distribuidora según el modelo recogido en el Real Decreto 1699/2011.
3. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO). El permiso de obras se deberá solicitar según la normativa municipal del emplazamiento. En este caso el Ayuntamiento de la Comunidad de Madrid.
4. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública. Dado que se trata de una instalación de potencia menor de 100 kW no será necesario realizar los trámites de autorizaciones ambientales y de utilidad pública.
5. Autorización Administrativa previa y de construcción. De nuevo, como la instalación tiene una potencia menor de 100 kW y está conectada a una red de baja tensión no será necesario obtener esta autorización.
6. Ejecución de las instalaciones. Esta instalación se realizará de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
7. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra. Para instalaciones en baja tensión y potencia menor a 10 kW será necesario presentar el certificado de final de obra, firmado por el instalador electricista categoría especialista según indica el REBT.
8. Inspección inicial e inspecciones periódicas. Por ser una instalación realizada de acuerdo al REBT no será necesaria una inspección inicial. Será necesario realizar inspecciones periódicas cada 5 años.
9. Autorización de explotación. No será necesario puesto que para instalaciones en baja tensión con potencia menor a 10 kW esta autorización es similar al certificado de instalación mencionado anteriormente.
10. Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo. Por tratarse de una instalación en BT y potencia menor a 100 kW la modificación del contrato existente se realizará por la empresa distribuidora a partir de la información existente en el certificado de instalación, entregado a la Comunidad de Madrid.
11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares. Dado que la instalación no cuenta con servicios auxiliares no será necesario realizar este trámite.
12. Licencia de actividad. Dado que la instalación se acoge al autoconsumo con excedentes acogido a compensación no será necesario realizar este trámite.

13. Contrato de compensación de excedentes. Será necesario solicitar la aplicación del sistema de compensación a la empresa distribuidora. Además, por tratarse de autoconsumo colectivo será necesario adjuntar el acuerdo entre los consumidores para el contrato de compensación.
14. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo. Será el Registro de la Comunidad de Madrid el que realice este trámite.
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Este trámite no lo realizan los autoconsumidores.
16. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE). Será Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente la que se encargue de realizar este trámite.
17. Contrato de venta de energía. Deberán realizar este trámite las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación.

9. DIMENSIONAMIENTO MEDIANTE MÉTODO ANALÍTICO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

En este apartado se va a realizar el dimensionamiento mediante un método analítico del sistema fotovoltaico aislado para satisfacer la demanda de electricidad de las zonas comunes del edificio.

9.1. ESTIMACIÓN DE LOS CONSUMOS.

Se ha realizado una estimación de la demanda diaria del edificio. Para ello, se ha realizado un inventario de todos los aparatos eléctricos que se encuentran en las zonas comunes, así como su potencia y el tiempo aproximado de uso. En la Tabla 8 se muestran los consumos asociados a la iluminación de las zonas comunes, ascensor, timbres y portero automático. El dimensionamiento está hecho para satisfacer la demanda total en los meses de invierno ya que es cuando el consumo es más elevado.

<i>Equipo</i>	<i>Observación</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Nº de equipos</i>	<i>Horas diarias de funcionamiento (h)</i>	<i>Consumo total (Wh/día)</i>
Luminaria ascensor	Fluorescente	18	2	24	864
Luminaria planta baja	Incandescente	60	4	1	240
Luminaria portería	Led	13	9	6	702
Luminaria trasteros.	Incandescente	60	6	0,15	54
Luminaria pasillos	Incandescente	60	10	1	720
Timbres, portero automático ...	-	40	-	0,1	4
Ascensor	-	3200	1	0,25	800
Caldera	-	110	1	24	2640
Bomba calefacción	-	350	2	24	16800

Potencia (W)	5523
Consumo medio diario (L_{md}) (Wh/día)	22.824

Tabla 8. Estimación consumos diarios del edificio (Wh/día)

9.2. ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN.

Como se puede ver en la Figura 22, los equipos principales de una instalación fotovoltaica aislada son: módulos fotovoltaicos (o generador fotovoltaico), batería, regulador de carga e inversor.

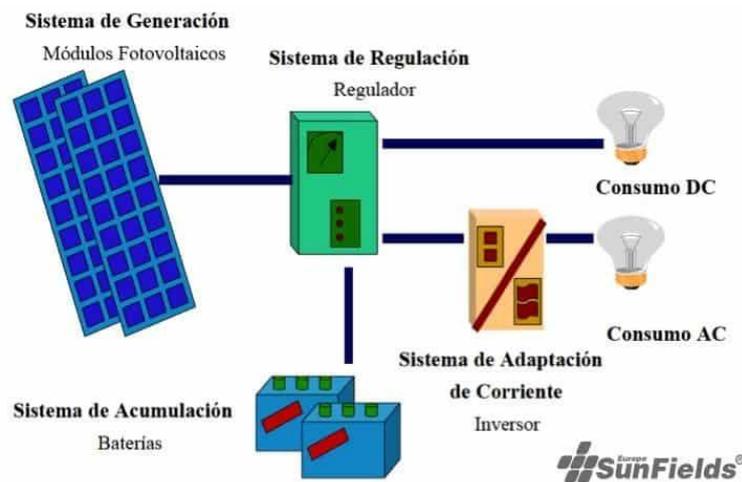


Figura 22. Esquema de una instalación aislada. Fuente (SunFields, s.f.)

Los datos de partida generales de la instalación son:

- Potencia pico de los módulos solares $P_{MP}=300$ Wp
- Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia $V_{MP}= 32,7$ V.
- Eficiencia del inversor $\eta_{inv} = 90\%$
- Nº 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 $V_{bat}= 48$ V
- Nº de días de autonomía = 6 días
- Eficiencia de la batería $\eta_{BAT}= 90$ %

9.2.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

9.2.1.1. Módulo solar fotovoltaico.

Se ha elegido el panel solar AS-M608B de la marca AEG. Sus dimensiones son de 1640 mm x 990 mm x 35 mm. Se trata de un panel con 60 células monocristalino. En la Figura 23 se muestra una fotografía del módulo y en la Figura 24 se muestra la curva que relaciona tensión con intensidad en el módulo. A continuación, se indican los parámetros principales:

- Potencia pico del módulo $P_{MP} = 300 \text{ Wp}$.
- Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia $V_{MP} = 32,7 \text{ V}$.
- Corriente en el punto de máxima potencia $I_{MP} = 9,17 \text{ A}$.
- Tensión a circuito abierto $V_{oc} = 39,8 \text{ V}$.
- Corriente de cortocircuito $I_{sc} = 9,78 \text{ A}$.



Figura 23. Panel solar AEG AS-M608 300Wp

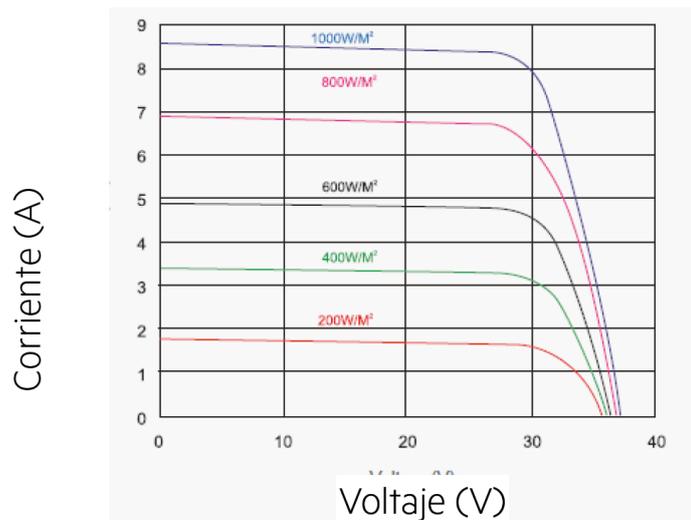


Figura 24. Curva I-V del módulo

9.2.1.2. Cálculo de la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos.

La posición del módulo está fijada por dos ángulos como se puede ver en la Figura 25 y la Figura 26, el azimut (α) que es el ángulo formado entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y la dirección sur-este. La inclinación (β) que es el ángulo formado entre el plano horizontal y la superficie de los módulos.

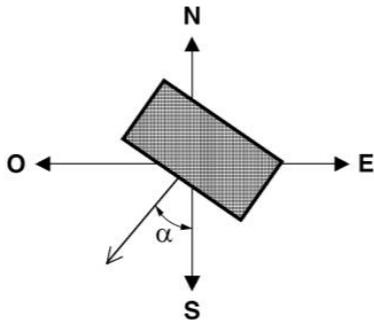


Figura 25. Ángulo de azimut Fuente
(IDAE, 2009)

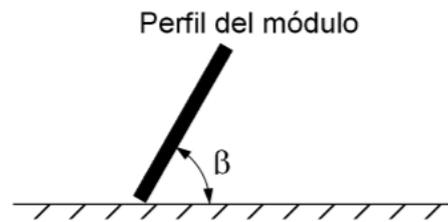


Figura 26. Ángulo de inclinación Fuente
(IDAE, 2009)

Como el sistema fotovoltaico se va a instalar en un edificio ya construido es necesario que la posición de los módulos se ajuste a la inclinación y orientación del tejado. Dado que el emplazamiento escogido se trata de una cubierta plana se va a escoger la orientación sur, que es la que permite una mayor captación solar anual. Por tanto, el azimut será 0° .

Para el cálculo de la inclinación óptima de los módulos se va a utilizar el criterio del mes crítico, con el que se obtiene la inclinación que optimiza el ratio consumo/radiación de cada mes, y el criterio de la máxima captación de energía anual.

Criterio del mes crítico

Se han obtenido de la base de datos Meteonorm los valores de radiación solar global (Gd) en kWh/(m² día) recibidos en cada mes para distintas inclinaciones, se muestran a continuación en la Tabla 9.

Mes	<i>Radiación Global diaria media mensual (kWh/m² día) (HSP)</i>						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	1,968	2,452	2,871	3,226	3,516	3,710	3,806
Febrero	2,929	3,429	3,857	4,179	4,393	4,536	4,500
Marzo	4,290	4,806	5,194	5,419	5,548	5,548	5,387
Abril	5,467	5,767	5,900	5,933	5,800	5,533	5,133
Mayo	6,258	6,355	6,290	6,097	5,806	5,355	4,806
Junio	7,233	7,267	7,133	6,833	6,400	5,833	5,133
Julio	7,516	7,613	7,516	7,258	6,806	6,258	5,548
Agosto	6,581	6,903	7,032	6,968	6,774	6,387	5,871
Septiembre	5,000	5,467	5,800	5,967	6,000	5,900	5,633
Octubre	3,226	3,710	4,065	4,355	4,516	4,581	4,516
Noviembre	2,200	2,700	3,100	3,433	3,700	3,833	3,900
Diciembre	1,645	2,065	2,419	2,742	2,968	3,129	3,226

Tabla 9. Radiación Global diaria media mensual. Fuente: Meteonorm

Con el valor del consumo medio diario ($L_{md} = 22824$ Wh/día) mostrado en la Tabla 8 se calcula el valor del cociente de L_{md} entre la radiación solar global, obteniéndose la Tabla 10.

Mes	L_{md}/G_d (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	11599,1	9309,8	7949,9	7075,4	6491,2	6152,6	5996,1
Febrero	7793,6	6657,0	5917,3	5462,2	5195,7	5032,1	5072,0
Marzo	5319,9	4748,6	4394,7	4211,6	4113,6	4113,6	4236,8
Abril	4175,1	3957,9	3868,5	3846,7	3935,2	4124,8	4446,2
Mayo	3647,1	3591,6	3628,4	3743,6	3930,8	4262,3	4748,6
Junio	3155,4	3140,9	3199,6	3340,1	3566,3	3912,7	4446,2
Julio	3036,7	2998,1	3036,7	3144,6	3353,3	3647,1	4113,6
Agosto	3468,4	3306,3	3245,6	3275,7	3369,3	3573,5	3887,6
Septiembre	4564,8	4175,1	3935,2	3825,3	3804,0	3868,5	4051,6
Octubre	7075,4	6152,6	5615,4	5241,1	5053,9	4982,7	5053,9
Noviembre	10374,5	8453,3	7362,6	6647,8	6168,6	5954,1	5852,3
Diciembre	13873,4	11055,4	9433,9	8324,0	7690,7	7294,3	7075,4

Tabla 10. Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global.

La Tabla 10 representa para cada inclinación y cada mes, la potencia necesaria del generador fotovoltaico en Wp para suplir las necesidades de las cargas eléctricas del sistema.

Para cada inclinación se elegirá el valor máximo del cociente obteniéndose el mes crítico para cada inclinación. A continuación, de entre esos valores se escoge el menor, para minimizar la potencia del generador fotovoltaico necesaria para hacer frente al mes crítico.

Siguiendo dicho procedimiento se obtiene una inclinación óptima de 60°, un valor de radiación global de 3,226 kWh/(m² día), correspondiente al mes de diciembre y una potencia total del generador fotovoltaico de 7.075 Wp (7,075 kWp). En la Figura 27 se muestran los valores de la radiación global diaria media mensual para el plano horizontal y para la inclinación óptima del módulo, se puede observar que para el mes crítico de diciembre la radiación es mayor para el plano con la inclinación calculada anteriormente.

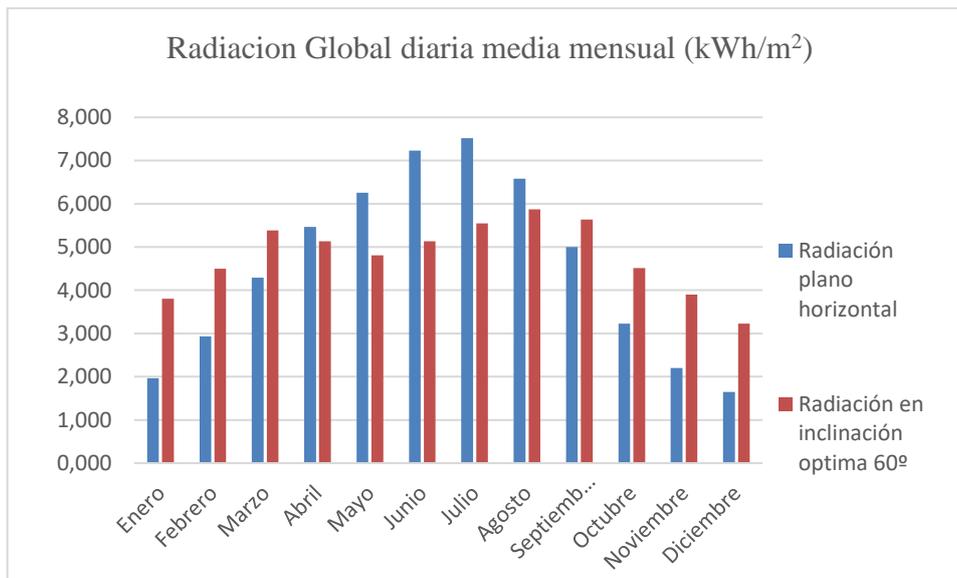


Figura 27. Radiación global media mensual para plano horizontal e inclinación de 60° en (kWh/m²)

Criterio de la máxima captación de energía anual

En este caso se optimiza la relación consumo-radiación a lo largo de todo el año. Se procede de forma similar al método del Mes Crítico salvo que se parte de la radiación solar global media anual (valor medio de los 12 valores mensuales) para cada inclinación y el consumo medio anual (L_{ma}). Como la instalación estará funcionando todos los días del año el consumo medio anual coincide con el consumo medio diario, por lo que $L_{ma} = 22824 \text{ Wh/día}$.

En la Tabla 11 se muestra la radiación global media anual para distintas inclinaciones.

Media Anual	$G_d \text{ Global (kWh/m}^2 \text{ día)}$						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	4,53	4,88	5,10	5,20	5,19	5,05	4,79

Tabla 11. Radiación solar global media anual en kWh/m²

Media Anual	$L_{ma}/G_d \text{ (Wp)}$						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	5042,82	4679,30	4476,93	4388,54	4401,34	4519,35	4766,48

Tabla 12. Cociente entre el consumo medio anual y la radiación solar global media anual (Wp)

Para este criterio la inclinación es de 30° y el generador tiene una potencia total de 4288,54 Wp.

En la Tabla 13 se muestra una comparación entre la inclinación y la radiación global obtenida para cada uno de los criterios.

	<i>Mes crítico</i>	<i>Máxima captación energía anual</i>
Inclinación (°)	60°	30°
Radiación (kWh/m ² día)	3,226	5,20
Potencia pico del generador (Wp)	7.075	4.288,54

Tabla 13. Comparación de la inclinación y la radiación para los dos criterios.

Como se puede observar en la tabla existe una gran diferencia en la potencia del generador para los dos criterios.

En el método del Mes Crítico el generador está sobredimensionado, lo que se traduce en un mayor coste para la instalación. Sin embargo, este método tiene la ventaja de que garantiza el suministro de energía durante todo el año, al mismo tiempo que alarga la vida de las baterías.

Por otro lado, el criterio de la Máxima captación anual tiene como ventaja que el generador tendrá un menor tamaño, por lo que su coste será menor. Sin embargo, el sistema está subdimensionado para muchos meses lo que significa que el suministro de energía no cubrirá el consumo, lo que afectará negativamente en la vida de las baterías. Para solucionar ambos problemas sería necesario incorporar un sistema de generación auxiliar, por este motivo, el criterio de máxima captación anual es más utilizado para sistemas conectados a red.

Dado que se trata de un sistema aislado sin generación auxiliar se va a dimensionar la instalación con el criterio del mes crítico ya que, aunque se estaría sobredimensionando el generador, se garantiza el suministro de energía durante todos los meses.

Con la información de la radiación global media mensual y la inclinación óptima se va a calcular el número de módulos necesarios. La forma de calcularlo va a depender de si el regulador de carga es capaz de seguir el punto de máxima potencia, en cuyo caso se trabajará con la potencia pico del generador. Si el regulador no puede seguir el punto de máxima potencia se trabaja con la corriente pico del generador.

Con seguimiento al punto de máxima potencia

El número total de paneles fotovoltaicos se calcula como:

$$N_T = \frac{L_{mdc}}{P_{MP} \cdot G_d \cdot PR} = \frac{22824}{300 \cdot 3,226 \cdot 0,9} = 26,2 \approx 26 \text{ módulos (criterio del mes crítico)}$$

$$N_T = \frac{L_{mdc}}{P_{MP} \cdot G_d \cdot PR} = \frac{22824}{300 \cdot 5,2 \cdot 0,9} = 16,25 \approx 16 \text{ módulos (criterio de la máxima captación de energía)}$$

Donde:

- L_{md} : consumo medio diario mensual para el mes crítico (Wh/día). Calculado en la Tabla 8
- P_{MP} potencia pico del módulo en condiciones estándares de medida (Wp/kW/m²).
- G_d : radiación global recibida en el plano con inclinación óptima (kWh/m²).
- PR : rendimiento del generador. Al ser de silicio monocristalino tiene un rendimiento del 90%

A continuación, se va a calcular el número de paneles en serie y en paralelo con las ecuaciones

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MP}} = \frac{48}{32,7} = 1,46 \approx 2 \text{ módulos.}$$

Donde:

- V_{BAT} : tensión nominal de la batería.
- V_{MP} : Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia medido en condiciones estándar.

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{26}{2} = 13 \text{ módulos (criterio del mes crítico)}$$

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{16}{2} = 8 \text{ módulos (criterio de la máxima captación de energía)}$$

Por tanto, para el criterio del mes crítico en total se obtienen 2 módulos en serie x 13 módulos paralelo, 26 módulos en total. Con las dimensiones del módulo (1,64 m x 0,99 m) cada módulo ocuparía una superficie de 1,62 m², el total de los 26 módulos ocuparían en total una superficie de 42,12 m². Dado que cada panel tiene una potencia de 300 Wp la instalación tendría una potencia pico de 300 x 26 = 7,8 kWp.

Para el criterio de la máxima captación de energía se obtienen 2 módulos en serie x 8 módulos en paralelo, un total de 16 módulos ocupando una superficie de 25,92 m². Por lo tanto, la potencia pico de la instalación sería de 4800 Wp.

Sin seguimiento al punto de máxima potencia

En caso de que el regulador no pueda seguir el punto de máxima potencia el generador va a trabajar dando una corriente casi igual a la del punto de máxima potencia y su tensión va a ser muy similar a la tensión de la batería y el dimensionamiento del generador se hará según el criterio de amperios-hora. De esta forma la potencia del generador fotovoltaico se calcula como:

$$P_{GFV} = I_{MP} * V_{BAT} = 9,17 * 48 = 440,16 W$$

Donde:

- I_{mp} es la potencia en el punto de máxima potencia del módulo.
- V_{BAT} es la tensión de la batería.

Para el dimensionamiento del generador es necesario conocer el consumo medio mensual en amperios hora, se calcula como:

$$Q_{Ah} = \frac{L_{md}}{V_{BAT}} = \frac{22824}{48} = 475,5 Ah/día$$

Donde:

- L_{md} es el consumo medio diario calculado anteriormente en la Tabla 8
- V_{BAT} es la tensión de la batería.

Una vez calculado el consumo medio diario se calcula la corriente del generador en el punto de máxima potencia como:

$$I_{GFV,MP} = \frac{Q_{Ah}}{G_d} = \frac{475,5}{3,226} = 147,39 A$$

Donde:

- Q_{Ah} es el consumo medio diario en Ah
- G_d es la radiación solar global calculada con el criterio del mes peor para una inclinación de 60°

El número de ramas en paralelo será:

$$N_p = \frac{I_{GFV,MP}}{I_{mod,MP}} = \frac{147,39}{9,17} = 16,07 \approx 16 \text{ módulos}$$

Donde:

- $I_{GFV,MP}$ es la corriente del generador en el punto de máxima potencia
- $I_{mod,MP}$ es la corriente del módulo en el punto de máxima potencia

El número de módulos en serie se calcula como:

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{mod,MP}} = \frac{48}{32,7} = 1'46 \approx 2 \text{ módulos}$$

Donde:

- $V_{mod,MP}$ es la tensión del módulo en el punto de máxima potencia.

En total se obtienen $16 \times 2 = 32$ módulos.

9.2.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN (BATERÍAS)

La capacidad de la batería es la cantidad de energía que debe ser capaz de almacenar para asegurar del correcto funcionamiento del sistema.

Para realizar el dimensionamiento del sistema de acumulación se van a calcular la capacidad nominal diaria de la batería y la capacidad nominal estacional de la batería. Se escogerá aquella que tenga un valor mayor y se redondeará el valor por exceso para escoger la batería con un mayor margen de seguridad.

El cálculo de la capacidad nominal diaria de la batería tiene en cuenta la profundidad de descarga máxima diaria de la misma Este valor suele estar entre el 15-20% y si se llegase a superar dicho valor el regulador provocaría una desconexión para evitar que se produjesen daños en la batería.

Esta capacidad nominal se calcula en Wh o Ah según:

$$C_{nd} \text{ (Wh)} = \frac{L_{ma}}{PD_{maxd} \times FCT} = \frac{22824}{0,15 * 1} = 152160 \text{ Wh}$$

$$C_{nd} \text{ (Ah)} = \frac{C_{nd} \text{ (Wh)}}{V_{BAT}} = \frac{152160}{48} = 3170 \text{ Ah}$$

Donde

- L_{ma} Consumo diario medio anual (Wh/día). Dado que el sistema está funcionando todos los días del año este consumo coincide con el consumo medio diario calculado anteriormente en la Tabla 8

- P_{Dmaxd} Profundidad de descarga máxima diaria (en tanto por uno). Es el nivel máximo de descarga que se permite a la batería antes de la desconexión del regulador para proteger la duración de la misma.
- V_{BAT} : Tensión de la batería (V).
- F_{CT} : Factor de corrección por temperatura.

A continuación, se va a calcular la capacidad nominal estacional de la batería, esta capacidad está relacionada con el tiempo que la batería puede estar sin cargarse debido a la ausencia de radiación por ejemplo por días nublados consecutivos. Suele ser un valor cercano al 70%.

Se calcula la capacidad estacional en Wh y Ah

$$C_{ne} (Wh) = \frac{L_{ma} * N}{P_{Dmaxe} * F_{CT}} = \frac{22824 * 6}{0'7 * 1} = 195634,28 Wh$$

$$C_{ne} (Ah) = \frac{C_{ne} (Wh)}{V_{BAT}} = \frac{195634,28}{48} = 4074,71 Ah$$

Donde:

- L_{ma} Consumo diario medio anual (Wh/día).
- V_{BAT} : Tensión de la batería (V).
- P_{Dmaxe} Profundidad de descarga máxima estacional (en tanto por uno). Este parámetro se refiere al máximo número de días que la batería puede estar sin cargarse debido a la ausencia de radiación solar.
- N : Número de máximo de días de autonomía.

Se escoge el mayor valor, por lo tanto la capacidad mínima de la batería debería ser igual a $C_n = 4074,71 Ah$. Si no es posible encontrar una batería con esa capacidad se escogerá la siguiente con una capacidad superior.

9.2.3. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.

Para la elección del inversor es necesario tener en cuenta cual va a ser la potencia demandada por la carga. Por criterios conservadores se va a elegir la potencia del inversor un 20% superior a la demandada.

$$P_{inv} \approx 1,20 P_{AC}$$

Sin embargo, no todos los consumos funcionan simultáneamente por lo que se va a tomar el 80 % de la carga. De esta forma sale una potencia para el inversor de 5302,08 W. Se va a redondear por exceso y se elige un inversor de potencia 6 kW. El inversor IS STORAGE

1Play TL M (6 kW) cuenta con una entrada para el campo fotovoltaico y una tensión máxima de entrada de 550 V.

9.2.4. DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR.

El regulador es el elemento que controla las cargas y descargas de la batería permitiendo el proceso de carga de la misma desde el generador fotovoltaico y el proceso de descarga a través de los elementos de consumo eléctrico del sistema.

Para dimensionar el regulador es necesario calcular cual va a ser la corriente de entrada de este, que será la que produce el generador fotovoltaico, y la de salida del regulador, que será la que consume la carga. La mayor de ambas corrientes será la máxima corriente que circula por la instalación y, por lo tanto, la que se utilizará para dimensionar correctamente el regulador.

La corriente de entrada del regulador coincide con la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico. Para el cálculo se va a aplicar un factor de seguridad de 1'25 para considerar posibles picos de irradiancia.

$$I_{\text{entrada}} = 1,25 * (I_{\text{MOD,SC}} * N_p) = 1'25 * (9'78 * 13) = 158'925 \text{ A}$$

$$I_{\text{salida}} = \frac{1,25 * \left(P_{\text{DC}} + \frac{P_{\text{AC}}}{\eta_{\text{INV}}} \right)}{V_{\text{BAT}}} = \frac{1'25 * \left(0 + \frac{5413}{0,93} \right)}{48} = 156'62 \text{ A}$$

Donde:

- $I_{\text{MOD,SC}}$ es la corriente de cortocircuito del módulo en Amperios.
- N_p es el número de ramas en paralelo
- P_{DC} : Potencia de la carga en continua (W)
- P_{AC} : Potencia de la carga en alterna (W)
- η_{INV} : Rendimiento del inversor
- V_{BAT} : Tensión nominal de la batería

La corriente que va a soportar el regulador será máxima de las dos, 158'925 A.

9.2.5. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES DE LA INSTALACIÓN.

En este apartado se va a calcular las dimensiones necesarias para los conductores de CC y CA. Para el dimensionamiento del cableado se ha seguido la guía del Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo (Prysmian, 2019).

La sección mínima del cable se calcula como:

$$S = \frac{2 * L * I_{MP}}{\gamma * \Delta U} = \frac{2 * 20 * 9'17}{45'49 * 0,981} = 8,219 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L es la longitud del cable.
- I_{MP} es la intensidad del módulo en el punto de máxima potencia.
- γ es la conductividad del cobre en $\text{m}/(\Omega/\text{mm}^2)$ a 90°C en cable termoestable.
- ΔU es la caída de tensión. Según IDAE (2009) “(...) para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.” Por tanto, la caída de tensión se calcula como el 1'5 % de la tensión de cada cadena de módulos, hay 2 paneles en la cadena con una tensión de 32,7 V cada uno.

Se escogerá un cable de sección igual o superior. En este caso se escogen cables de sección nominal de 10 mm^2 .

9.2.6. PROTECCIONES.

En las cajas de protección primaria se colocarán los fusibles de protección de la rama o string. Según la norma IEC 62548 es necesario aplicar un coeficiente de seguridad de entre 1,5-1,56 a la intensidad de cortocircuito del conjunto de paneles en serie, que coincide con la intensidad de cortocircuito de un panel $I_{sc}=9,78 \text{ A}$.

$$\text{Calibre} > 1,4 * 9,78 = 13,69$$

Es necesario un fusible con un calibre mayor que 13,69.

Dado que el inversor tiene únicamente una entrada para el generador fotovoltaico será necesario agrupar las cadenas de módulos en paralelo para dejar únicamente una entrada. Para ello se instalará:

- Un cuadro 8 STRINGS - STC8 100A (ACCCAC0008) de AMB Green Power para el sistema calculado con el criterio de la máxima captación anual de forma que entren las 8 cadenas y salga únicamente una hacia el inversor.
- Un cuadro 16 STRINGS - STC16 160A (ACCCAC0011) de AMB Green Power para el sistema calculado con el criterio del mes crítico. En este caso únicamente entrarían las 13 cadenas del generador quedando 3 libres para futuras expansiones del campo de paneles.

Ambos cuadros cuentan con fusibles de protección de 16 A, superior a los 13,69 A necesarios.

Conclusiones sistema aislado

En este apartado se van a comentar las distintas posibilidades que existen para la instalación en función de las características de los componentes elegidos, así como las características definitivas de la instalación.

En función del criterio que se utilice, mes crítico o máxima captación de energía, el número de módulos y la potencia pico de la instalación cambiará. En la Tabla 14 se muestra una comparación de los resultados del dimensionamiento siguiendo ambos criterios.

	<i>Módulos en serie</i>	<i>Módulos en paralelo</i>	<i>Módulos totales</i>	<i>Potencia pico de la instalación (Wp).</i>
Mes crítico	2	13	26	7800
Máxima captación de energía	2	8	16	4800

Tabla 14. Comparativa de la instalación según el método de dimensionamiento escogido.

Como ya se ha comentado anteriormente en el apartado 9.2.1.2 Cálculo de la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos. El criterio de la máxima captación anual se utiliza para instalaciones conectadas a red ya que subdimensiona el tamaño del generador por lo que necesita de un sistema de generación auxiliar. Como no se va a instalar un sistema de generación auxiliar se va a dimensionar la instalación con el criterio del mes crítico que, aunque sobredimensiona el generador, permite garantizar el suministro de energía durante todo el año.

Por otro lado, como se puede observar en la Tabla 15 existe una diferencia significativa en el número de módulos necesarios en la instalación en función de si el regulador es capaz de trabajar en el punto de máxima potencia o no. Los reguladores con seguimiento MPPT permiten que las placas trabajen siempre a la tensión óptima, de esta forma son capaces de obtener la máxima potencia posible en cada momento, lo que se traduce en un número menor de módulos para satisfacer el consumo. Sin embargo, los reguladores que no cuentan con un seguidor MPPT trabajan con la tensión de la batería, de forma que no se aprovecha al máximo la energía suministrada por los paneles.

<i>Tipo de regulador</i>	<i>Módulos en serie</i>	<i>Módulos en paralelo</i>	<i>Módulos totales</i>
Con seguimiento MPPT	2	13	26
Sin seguimiento MPPT	2	16	32

Tabla 15. Comparación en función del tipo de regulador

Se va a instalar un regulador con seguimiento MPPT ya que este reduce significativamente el número de módulos necesarios obteniendo la máxima potencia posible.

La instalación tendrá entonces 26 módulos con 300 Wp cada uno, la potencia pico de la instalación será de 7800 Wp.

10. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN CONECTADA A RED

En este apartado se va a realizar el dimensionamiento analítico de un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a red.

Según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, esta instalación estaría comprendida dentro de la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes a la red. Este tipo de instalaciones pueden realizar vertidos a la red de distribución y transporte en caso de que la producción supere a la demanda en momentos puntuales. Del mismo modo, en aquellos momentos en los que la instalación no pueda generar energía suficiente para satisfacer la demanda, se obtendrá la energía de la red.

El dimensionamiento se va a realizar siguiendo dos procedimientos distintos. El primero será un dimensionamiento mediante un método analítico y el segundo será utilizando el programa creado por la Universidad de Ginebra denominado PVsyst, muy utilizado a nivel mundial para este tipo de aplicaciones.

Igualmente se va a analizar dos instalaciones distintas. Una estaría destinada a satisfacer el 100% del consumo y la otra para el 50% del mismo. Posteriormente se evaluará cuál de las dos resulta más rentable en términos de inversión inicial y rentabilidad a largo plazo.

10.1. ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN.

Como se puede observar en la Figura 28, los elementos que forman parte de una instalación conectada a red y que se van a dimensionar en este apartado son: el generador solar, el inversor, el cableado y las cajas de protección. La energía en corriente continua que produce el conjunto de módulos se transforma en corriente alterna a través del inversor. A la salida del inversor la energía bien llega a consumos del usuario final y/o el excedente de energía se vierte a la red. Del mismo modo, la red suministra energía al usuario en aquellos momentos en los que la demanda supere a la generación.

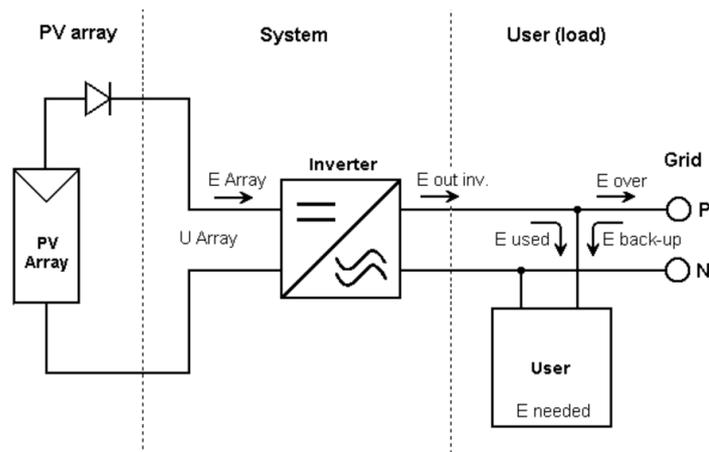


Figura 28. Proyectos Solares Fotovoltaicos conectados a la red. Fuente PVsyst.

10.1.1. MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO.

Se ha elegido el panel solar AS-M608B de la marca AEG. Sus dimensiones son de 1640 mm x 990 mm x 35 mm. Se trata de un panel con 60 células monocristalino. En la Figura 23 se muestra una fotografía del módulo y en la Figura 24 se muestra la curva que relaciona tensión con intensidad en el módulo. A continuación, se indican sus parámetros principales:

- Potencia pico del módulo $P_{MP} = 300 \text{ Wp}$.
- Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia $V_{MP} = 32,7 \text{ V}$.
- Corriente en el punto de máxima potencia $I_{MP} = 9,17 \text{ A}$.
- Tensión a circuito abierto $V_{oc} = 39,8 \text{ V}$.
- Corriente de cortocircuito $I_{sc} = 9,78 \text{ A}$.



Figura 29. Panel solar AEG AS-M608 300Wp

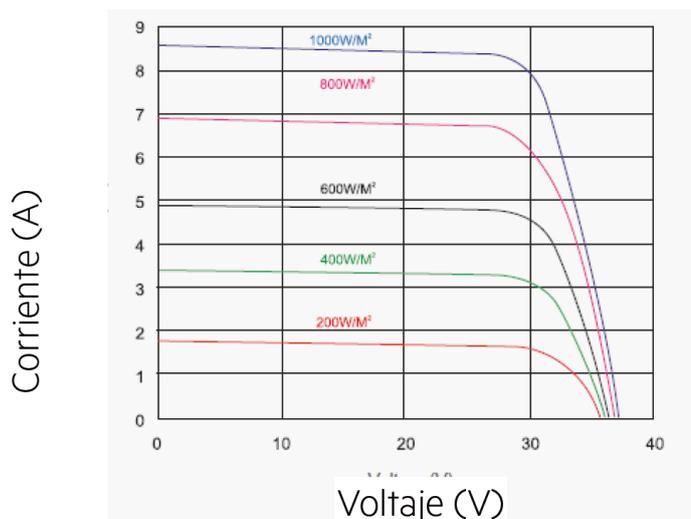


Figura 30. Curva I-V del módulo

10.1.2. ELECCIÓN DEL INVERSOR.

Siguiendo la información referente a los inversores recogida en el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE, 2011):

Se ha escogido Inversor de Conexión a Red FRONIUS Primo 4.6-1 5kW, que permite una potencia máxima del generador fotovoltaico de hasta 6000 Wp para la instalación dimensionada con el 100 % del consumo.

Características

- Potencia nominal 4600 W
- Potencia máxima del generador fotovoltaico 6000 W
- Máxima tensión de entrada 1000 V
- Rango de tensión del MPP 240 V a 800 V
- Corriente máxima de entrada 12 A

Sin embargo, se ha escogido Inversor de Conexión a Red FRONIUS Primo 3.0-1 3kW que permite una potencia máxima del generador fotovoltaico de hasta 4500 Wp para la instalación dimensionada con el 50 % del consumo.

Características

- Potencia nominal 3000 W
- Potencia máxima del generador fotovoltaico 4500 W
- Máxima tensión de entrada 1000 V
- Rango de tensión del MPP 200 V a 800 V

- Corriente máxima de entrada 12 A

En la Figura 31 se muestra el inversor escogido.



Figura 31. Inversor Red FRONIUS Primo. Fuente (Autosolar, s.f.)

10.1.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE.

Se ha elegido la estructura CVA915 de inclinación 30° de la marca ATERSA como la que se muestra en la Figura 32, fabricada con aluminio para cubiertas planas.



Figura 32. Estructura CVA915. Fuente (ATERSA, s.f.)

Está diseñada para poder soportar cargas de nieve de hasta 200N/m², y una carga de viento de 29 m/s.

Los materiales de esta estructura están fabricados íntegramente en aluminio de alta calidad, mientras que la tornillería y accesorios son de acero inoxidable. El sistema de fijación se realiza con grapas intermedias y finales.

10.1.4. CÁLCULO DE LA POSICIÓN, INCLINACIÓN Y TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como ya se ha explicado anteriormente en el apartado de Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado, la posición del módulo está fijada por dos ángulos, el azimut (α) y la inclinación (β).

Para el cálculo de la inclinación óptima se va a utilizar el criterio de la máxima captación de energía anual, que permite optimizar la relación consumo-radiación durante todo el año.

Para ello, se han obtenido de la base de datos Meteonorm los datos de la radiación solar global media anual para distintas inclinaciones, que se muestran en la Tabla 16.

Media Anual	<i>Gd Global (kWh/m² día)</i>						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	4,53	4,88	5,10	5,20	5,19	5,05	4,79

Tabla 16. Radiación solar global media anual en kWh/m²

Para obtener la inclinación óptima se calcula el cociente entre el consumo medio anual y la radiación media anual global.

El consumo medio anual (L_{ma}) estimado en el en el apartado de Dimensionamiento con método analítico de un sistema fotovoltaico aislado 9.1 Estimación de los consumos.

El valor de dicho consumo se fijó en $L_{ma}=22.824$ Wh/día.

Los resultados de dicho cálculo se muestran en la Tabla 17 para el 100% del consumo y en la Tabla 18 para el 50% del consumo.

Media Anual	<i>L_{ma}/Gd (Wp)</i>						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
	5042,82	4679,30	4476,93	4388,54	4401,34	4519,35	4766,48

Tabla 17. Cociente entre el 100% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).

	$L_{md}/G_d (Wp)$						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Media Anual	2521,41	2339,65	2238,47	2194,27	2200,67	2259,67	2383,24

Tabla 18. Cociente entre el 50% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).

De los datos de ambas tablas se selecciona el menor, de esta forma se obtiene una inclinación óptima de 30° y $G_d=5,20$ kWh/m² día. La potencia pico de la instalación para el 100% del consumo será 4388,54 Wp y para la instalación del 50% del consumo será 2194,27 Wp. El ángulo de azimut será $\alpha=0^\circ$, orientación sur, que permite una mayor captación de energía.

10.2. DIMENSIONAMIENTO ANALÍTICO.

10.2.1. DIMENSIONADO DEL CAMPO DE PANELES.

Para el 100% del consumo el rango de tensión de máxima de potencia del inversor de 240 V a 800 V y para el 50% del consumo es de 200 V a 800 V. Se va a suponer el punto óptimo de funcionamiento en el punto medio del intervalo, esto es 520 V para el 100% del consumo y 500 V para el 50% del consumo. El número de módulos totales se ha dimensionado para una potencia un 15% superior a la nominal del inversor.

El número de módulos para el 100% del consumo se obtiene como:

$$N_s = \frac{V_{inv}}{V_{mod,MPP}} = \frac{520 V}{32,7 V} = 15,9 \text{ módulos} \approx 16 \text{ módulos máximo por rama o string.}$$

$$N_t = \frac{P_{nominal\ inversor} * 1,15}{P_{mod,MPP}} = \frac{5290 Wp}{300 Wp} = 17,36 \approx 17 \text{ módulos}$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} = \frac{17 \text{ paneles}}{16 \text{ paneles/rama}} = 1,06 \approx 1 \text{ rama}$$

El número de módulos para el 50% del consumo se obtiene como:

$$N_s = \frac{V_{inv}}{V_{mod,MPP}} = \frac{500 V}{32,7 V} = 15,2 \text{ módulos} \approx 15 \text{ módulos máximos por rama o string.}$$

$$N_t = \frac{P_{nominal\ inversor} * 1,15}{P_{mod,MPP}} = \frac{3450 Wp}{300 Wp} = 11,5 \approx 11 \text{ módulos}$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} = \frac{11 \text{ paneles}}{15 \text{ paneles/rama}} = 0,75 \approx 1 \text{ rama}$$

Por tanto, la potencia de la instalación que satisface el 100% del consumo es 16 módulos x 300 Wp = 4800 Wp = 4,8 kWp (distribuidos en una rama o string). La potencia de la instalación que satisface el 50 % del consumo es 11 x 300 Wp = 3300 Wp = 3,3 kWp módulos (distribuidos igualmente en una rama o string).

Es necesario comprobar que no se supera la máxima tensión de entrada al inversor en caso de que los paneles trabajen en circuito abierto:

$$N_s * V_{oc} = 16 * 39,8 V = 636,8 V < 1000 V \text{ (para la instalación de 4,8 kWp)}$$

$$N_s * V_{oc} = 11 * 39,8 V = 437,8 V < 1000 V \text{ (para la instalación de 3,3 kWp)}$$

También se comprueba que no se supera la corriente máxima de entrada al inversor:

- En caso de trabajar en el punto de máxima potencia.

$$N_p * i_{mod,MPP} = 1 * 9,17 A = 9,17 A < 12 A$$

- En caso de corriente de cortocircuito.

$$N_p * i_{sc} = 1 * 9,78 A = 9,78 A < 12 A$$

10.2.2. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO.

Para el dimensionamiento del cableado se ha seguido la guía del Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo (Prysmian, 2019).

10.2.2.1. Cableado CC.

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

$$S = \frac{2 * L * I_{MPP}}{\gamma * \Delta U} = \frac{2 * 25 * 9,17}{45'49 * 7,84} = 1,28 \text{ mm}^2$$

La sección mínima del cable para la instalación del 50% del consumo se calcula como:

$$S = \frac{2 * L * I_{MPP}}{\gamma * \Delta U} = \frac{2 * 25 * 9,17}{45'49 * 5,4} = 1,86 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L es la longitud del cable.

- I_{MPP} es la intensidad del módulo en el punto de máxima potencia.
- γ es la conductividad del cobre en $m/(\Omega/mm^2)$ a $90^\circ C$ en cable termoestable.
- ΔU es la caída de tensión. Según (IDAE, 2011) “Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.”. Por tanto, la caída de tensión se calcula como el 1’5 % de la tensión de cada cadena de módulos.

Se escoge un cable de $1 \times 1'5 \text{ mm}^2$ para la instalación del 100% del consumo y uno de $1 \times 2,5 \text{ mm}^2$ para el 50% del consumo tipo PRYSUN como el que se muestra en la Figura 33.

Características

- Libre de Halógenos, no propagador de la llama, con baja emisión de humos.
- Clase CPR de reacción al fuego Eca.
- Doble aislamiento (clase II).
- Resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, vida estimada 25 años.



Figura 33. Cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente (Prysmian, s. f.-b).

10.2.2.2. **Cableado CA.**

La sección mínima de cable se calcula como:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I_{inv_max} * \cos(\varphi)}{\gamma * \Delta U} = \frac{\sqrt{3} * 10 * 12 * 0'9}{45'49 * 3'45} = 1,19 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L es la longitud del cable.
- I_{inv_max} es la corriente máxima de entrada al inversor.
- γ es la conductividad del cobre en $m/(\Omega/mm^2)$ a $90^\circ C$ en cable termoestable.
- ΔU es la caída de tensión. Como se ha mencionado antes se calcula como el 1’5 % de la tensión máxima del inversor en el lado de CA.

Se escoge el cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS) de $1 \times 1'5 \text{ mm}^2$ de sección como el que se muestra en la Figura 34.



Figura 34. AFUMEX CLASS 1000 V (AS). Fuente (Prysmian, s. f.-a).

10.2.3. PROTECCIONES.

En las cajas de protección primaria se colocarán los fusibles de protección de las ramas o strings. Según la norma IEC 62548 es necesario aplicar un coeficiente de seguridad de entre 1,4-1,56 a la intensidad de cortocircuito del conjunto de paneles en serie, que coincide con la intensidad de cortocircuito de un panel, $I_{sc}=9,78 \text{ A}$.

$$\text{Calibre} > 1,4 * 9,78 = 13,69 \text{ A}$$

ES necesario un fusible con un calibre mayor que 13,69.

Para las protecciones se instalará el Kit Protecciones Red 5000W 1 MPPT Monofásico para la instalación del 100% del consumo. Este kit se compone de:

- Cable de 6 mm^2 para corriente alterna
- Cable de par trenzado de Cat. 6 (5m). este cable permite conectar el inversor con el vatímetro.
- 2x Fusibles 15A y 1000V. Sirve para proteger la entrada de los módulos hacia el inversor. Tienen un calibre superior a los 13,69 A necesarios para la instalación.
- 2x Portafusibles 10x38 1000V.
- 1x Magnetotérmico ABB 25 A preparado para trabajar a la frecuencia de la red. Este dispositivo interrumpe el paso de corriente cuando se supera el límite que tiene establecido.
- 1x Interruptor Diferencial 40 A ABB Tipo A, corta la circulación de corriente cuando se produce una derivación.
- 2x Cajas de protecciones ICP 4 elemento para colocar dentro las protecciones tanto de continua (los fusibles de los paneles) como de alterna (los interruptores magnetotérmico y diferencial).

Para proteger de las sobretensiones en la zona desde los paneles hasta e inversor se instalará el descargador Sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV. Este dispositivo deriva a tierra en caso de que se supere la tensión umbral predeterminada para proteger al inversor de sobretensiones.

Para la instalación del 50% de consumo se instalará Kit Protecciones Red 3000W 1 MPPT Monofásico. Este kit contiene:

- Cable de 4mm² para corriente alterna.
- Cable de par trenzado de Cat. 6 (5m).
- 2x Fusibles 15 A y 1000V para proteger la entrada al inversor. Tiene un calibre superior a los 13,69 A necesarios.
- 2x Portafusibles 10x38 1000V.
- 1x Magnetotérmico ABB 16 A. Este dispositivo interrumpe el paso de corriente si esta supera el máximo establecido.
- 1x Interruptor Diferencial 25A ABB Tipo A. Para proteger frente a desviaciones.
- 2x Cajas de protecciones ICP 4 elementos para colocar en ellas todas las protecciones.

Se instalará también el protector contra sobre tensiones descargador Sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV para derivar a tierra en caso de que se supere la tensión umbral predeterminada.

10.2.4. EQUIPO DE MEDIDA.

Es necesario también instalar un equipo de medida que evalúe el consumo de la instalación y controle las inyecciones de energía a la red, así como la energía que se obtenga de la misma. Se ha elegido el Analizador-Contador Bidireccional Monofásico Directo 100 A.

10.2.5. ENERGÍA ANUAL OBTENIDA.

La estimación de la energía anual obtenida se muestra a continuación en la Tabla 19 para el 100% y el 50 % del consumo. Esta energía anual está calculada según la ecuación (IDAE, 2011b)

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

Donde

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la radiación la radiación media anual global para $\alpha=0^\circ$ y $\beta=30^\circ$.
- P_{mp} es la potencia pico del generador, se calcula como el número de paneles totales por la potencia pico de cada módulo. Para el 100 % del consumo $P_{mp}=4,8$ kWp y para el 50 % del consumo $P_{mp}=3,3$ kWp
- PR es el rendimiento de la instalación.
- G_{CEM} es la radiación medida en condiciones estándares, 1 kW/m²

El cálculo del PR se detalla en el apartado siguiente 2.2.5.1

<i>Cálculo para 1 kWp de potencia del generador fotovoltaico</i>				
Mes	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=30^\circ)$	PR	Ep (kWh/día)	Ep (kWh/mes)
Enero	3,23	0,773	2,49	77,26
Febrero	4,18	0,831	3,47	107,60
Marzo	5,42	0,820	4,44	137,68
Abril	5,93	0,812	4,82	149,39
Mayo	6,10	0,797	4,86	150,62
Junio	6,83	0,775	5,29	164,07
Julio	7,26	0,767	5,57	172,63
Agosto	6,97	0,769	5,36	166,16
Septiembre	5,97	0,784	4,68	145,07
Octubre	4,36	0,804	3,50	108,57
Noviembre	3,43	0,825	2,83	87,79
Diciembre	2,74	0,835	2,29	70,99
Promedio	5,20	0,799	4,13	128,15

Total para 4,8 kWp de potencia instalada(kWh/año)	7381,57
Total para 3,3 kWp de potencia instalada(kWh/año)	5074,83

Tabla 19. Estimación de la energía producida para las dos instalaciones

En la Tabla 20 y la Tabla 21 se muestra el balance de energía para la instalación de 4,8 kWp y 3,3 kWp respectivamente.

<i>Mes</i>	<i>Energía consumida (kWh)</i>	<i>Energía generada (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>
Enero	638,52	370,86	267,66	0,00
Febrero	592,00	516,46	75,54	0,00
Marzo	645,61	660,84	0,00	15,23
Abril	630,34	717,05	0,00	86,71
Mayo	202,69	722,97	0,00	520,28
Junio	204,54	787,55	0,00	583,01
Julio	191,98	828,62	0,00	636,64
Agosto	215,84	797,58	0,00	581,74
Septiembre	201,21	696,32	0,00	495,11
Octubre	662,43	521,16	141,27	0,00
Noviembre	656,60	421,37	235,23	0,00
Diciembre	658,90	340,77	318,13	0,00
Año	5500,66	7381,57	1037,82	2918,73

Tabla 20. Balance de energía para la instalación de 4,8 kWp.

<i>Mes</i>	<i>Energía consumida (kWh)</i>	<i>Energía generada (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red (kWh)</i>	<i>Energía exportada a la red (kWh)</i>
Enero	638,52	254,97	383,55	0,00
Febrero	592,00	355,07	236,93	0,00
Marzo	645,61	454,33	191,28	0,00
Abril	630,34	492,97	137,37	0,00
Mayo	202,69	497,04	0,00	294,35
Junio	204,54	541,44	0,00	336,90
Julio	191,98	569,68	0,00	377,70
Agosto	215,84	548,34	0,00	332,50
Septiembre	201,21	478,72	0,00	277,51
Octubre	662,43	358,30	304,13	0,00
Noviembre	656,60	289,70	366,90	0,00
Diciembre	658,90	234,28	424,62	0,00
Año	5500,66	5074,83	2044,79	1618,96

Tabla 21. Balance de energía para la instalación de 3,3 kWp.

10.2.5.1. Cálculo del Rendimiento de una instalación o Performance Ratio (PR).

El rendimiento de una instalación relaciona la energía que es capaz de producir teóricamente el generador fotovoltaico con la energía que se produce en la realidad. A continuación, se va a hacer un análisis de los factores que afectan al rendimiento de la instalación.

Irradiación en el emplazamiento

Estas pérdidas se producen por errores en las bases de datos de donde se obtienen los valores de radiación. La base de datos Meteonorm, de donde se han obtenido los valores de radiación global, tiene un 4% de incertidumbre.

Orientación del generador fotovoltaico

Estas pérdidas están relacionadas con una mala posición del módulo, lo que impide obtener la máxima energía.

Para el cálculo de las pérdidas se ha utilizado la información del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE, 2011b). La Figura 35 muestra las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida para una latitud de 41°. Dado que el emplazamiento elegido tiene una latitud de 40°43' se puede aproximar a 41°.

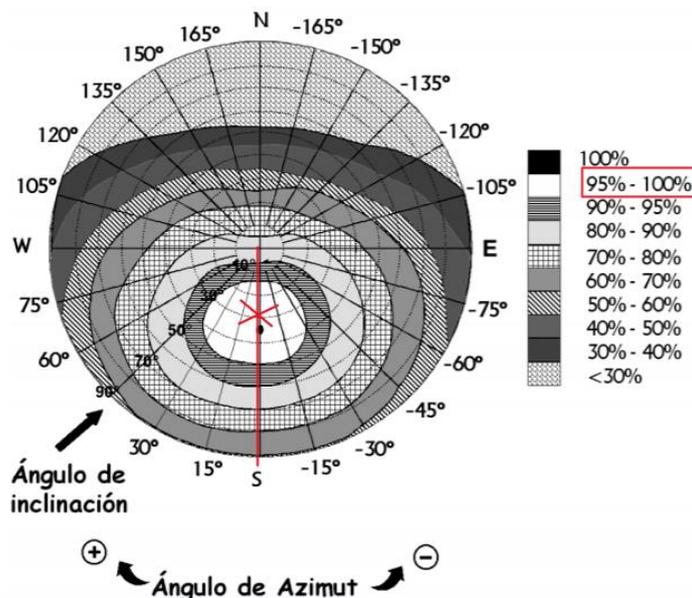


Figura 35. Pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida. Fuente (IDAE, 2011)

Para un ángulo de acimut $\alpha=0^\circ$ y una inclinación $\beta=30^\circ$ se obtiene que el rendimiento del generador está entre el 100 % y el 95%. Para el cálculo del rendimiento se tomará un valor intermedio de 97%.

Dispersión fabricación en la potencia nominal del módulo

Estas pérdidas son consideradas “ganancias” y se producen porque los fabricantes proporcionan a los módulos una potencia ligeramente superior a la que se indica en las fichas técnicas para poder garantizar que mantengan la potencia indicada durante 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 parámetros (mismatch)

Se producen cuando la potencia de los módulos es ligeramente distinta entre ellos, esto limita la corriente que circula por los módulos en serie a la menor de ellas y la tensión de los módulos conectados en paralelo a la menor de ellas. 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 (2011) 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 deberán ser inferiores 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, impidiendo su correcto funcionamiento, lo que afecta al rendimiento de la instalación. Además, estas sombras provocan que la corriente que circula entre los módulos conectados en serie quede limitada, para evitar que se produzcan problemas es necesario instalar diodos de paso.

*“La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h*k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.” (IDAE, 2011)*

En la Figura 36 se muestra un esquema de como calcular la distancia entre paneles.

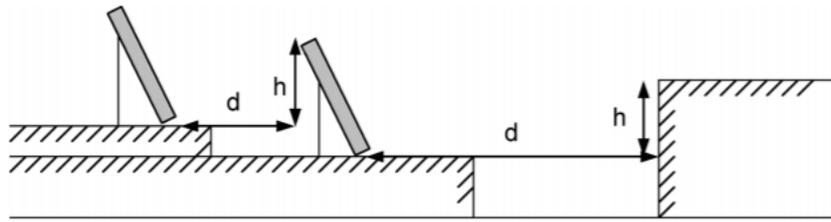


Figura 36. Distancia mínima para evitar sombreados. Fuente (IDAE, 2011)

Siendo $l=1580$ mm la altura del panel y con un ángulo de inclinación de 30° , se obtiene que $h=790$ mm. Para una latitud de $40,43^\circ$ se obtiene una $k=2,7$. De esta forma la distancia entre las cadenas de módulos no podrá ser menor a 2105 mm.

Pérdidas por temperatura

Las pérdidas de potencia por variación de temperatura que indica el fabricante, para el módulo escogido son de $0,38001\% / ^\circ\text{C}$.

$$\text{Pérdidas} = 1 - \delta(Tc - Tc^*)$$

Donde:

- δ es la pérdida por temperatura que indica el fabricante, en este caso $0,38001\% / ^\circ\text{C}$.
- Tc es la temperatura de la célula
- Tc^* es la temperatura a la que se quieren calcular las pérdidas.

Para el cálculo es necesario conocer la temperatura de la célula. Según (IDAE, 2011b)

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

E. 1. Ecuación para el cálculo de la temperatura de la célula.

Donde:

- Tc es la temperatura de la célula.
- Ta es la temperatura ambiente.
- $TONC$ es la temperatura de operación nominal de la célula (45°C)
- E es la irradiancia solar en W/m^2

Tras el análisis de estas pérdidas se obtiene Tabla 22 con el rendimiento mensual de la instalación.

Mes	Orientación	Sombreado	Ang y espec	Irradiancia	Temp	Polvo	Gan	LID	Mismatch	Cableado	Inversor	Total PR
Enero	0,975	0,975	0,98	1,04	0,8812	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,773
Febrero	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9474	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,831
Marzo	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9348	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,820
Abril	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9265	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,812
Mayo	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9090	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,797
Junio	0,975	0,975	0,98	1,04	0,8835	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,775
Julio	0,975	0,975	0,98	1,04	0,8752	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,767
Agosto	0,975	0,975	0,98	1,04	0,8774	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,769
Septiembre	0,975	0,975	0,98	1,04	0,8945	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,784
Octubre	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9173	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,804
Noviembre	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9409	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,825
Diciembre	0,975	0,975	0,98	1,04	0,9527	0,98	1,005	0,985	0,99	0,985	0,976	0,835
Promedio												0,799

Tabla 22. Rendimiento mensual de la instalación

10.3. DIMENSIONAMIENTO CON PVSYST.

En este apartado se va a dimensionar la instalación con el programa PVsyst. Este software permite diseñar una instalación fotovoltaica, tanto aislada como conectada a red. Tras analizar las características de la instalación el programa genera un informe detallado de la energía producida por el sistema, las pérdidas de este y el performance ratio (PR) o rendimiento. El programa también realiza un análisis de la energía que se destinará al autoconsumo, cuanta energía se exportará a la red y cuanta energía será necesario importar de ella.

Para realizar la simulación es necesario introducir en el programa:

- Las coordenadas del emplazamiento. (40'427 N 3'681 E)
- Los valores de las condiciones ambientales (temperatura y velocidad de viento) y la radiación incidente (global horizontal y difusa) obtenidos de la base de datos Meteororm.
- La información referente a la orientación e inclinación de los módulos, calculada en el apartado 10.1.4. (Acimut $\alpha=0^\circ$, inclinación $\beta=30^\circ$).
- Los parámetros del panel solar y del inversor escogidos (ficheros *.pan y *.ond que definen las características técnicas de ambos equipos).
- La información de autoconsumo en kWh/mes.
- El horizonte, obtenido también de la base de datos de Meteororm, que permite calcular las pérdidas por sombreado lejano.
- Las características de las pérdidas de sistema. Estas pérdidas se han detallado en el apartado de Cálculo del Rendimiento de una instalación o Performance Ratio (PR).

Tras realizar la simulación se han obtenido los siguientes resultados para la instalación del 100% del consumo, que coinciden con los calculados de forma analítica.

- Número de módulos en serie $N_s=16$
- Número de cadenas o strings $N_p=1$
- Número de módulos totales $N_t = 16$

Para la simulación del 50 % del consumo se obtienen los siguientes resultados:

- Número de módulos en serie $N_s=11$
- Número de cadenas o strings $N_p=1$
- Número de módulos totales $N_t = 11$

En el Anexo II se adjunta un informe más detallado de cada una de las simulaciones generado por el programa.

En la Figura 37 y la Figura 38 se muestran los resultados principales de la simulación para la instalación dimensionada para el 100% y el 50% del consumo respectivamente. Se puede observar que la energía producida al año es muy similar a la calculada de forma analítica. Las diferencias son causadas por redondeos y aproximaciones en los cálculos, siendo más fiable la calculada mediante PVsyst puesto que se trata de un programa especialmente diseñado para dimensionar instalaciones fotovoltaicas.

100% de consumo
Balances y resultados principales

	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	60.6	23.83	5.93	101.1	88.6	0.294	0.639	0.117	0.165	0.521
Febrero	82.3	34.69	7.53	117.1	108.7	0.484	0.592	0.185	0.285	0.407
Marzo	133.2	51.66	10.99	167.7	155.3	0.697	0.646	0.256	0.422	0.390
Abril	164.1	64.52	12.92	178.4	164.8	0.734	0.630	0.270	0.443	0.361
Mayo	193.3	73.05	17.79	189.9	174.3	0.760	0.203	0.102	0.636	0.101
Junio	217.1	64.39	24.05	204.8	188.3	0.796	0.204	0.106	0.666	0.099
Julio	232.8	63.56	26.68	224.8	206.5	0.861	0.192	0.098	0.737	0.094
Agosto	204.3	59.49	26.10	216.9	200.5	0.838	0.216	0.105	0.708	0.111
Septiembre	150.1	56.60	21.19	179.4	166.0	0.714	0.201	0.092	0.602	0.109
Octubre	100.2	40.01	15.59	136.0	126.1	0.548	0.662	0.222	0.310	0.441
Noviembre	66.4	29.03	9.13	103.7	93.4	0.348	0.657	0.145	0.190	0.511
Diciembre	50.9	23.88	6.20	84.2	71.3	0.177	0.659	0.097	0.071	0.562
Año	1655.3	584.70	15.39	1903.9	1743.7	7.252	5.501	1.795	5.235	3.706

Leyendas: GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a 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

Figura 37. Tabla con los resultados principales de la simulación para el 100% del consumo.

50% de consumo
Balances y resultados principales

	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	60.6	23.83	5.93	101.1	88.6	202.3	638.5	100.8	89.7	537.7
Febrero	82.3	34.69	7.53	117.1	108.8	335.6	592.2	178.2	143.4	414.0
Marzo	133.2	51.66	10.99	167.7	155.3	480.5	645.6	241.5	219.6	404.1
Abril	164.1	64.52	12.92	178.4	164.8	504.6	630.3	253.6	230.1	376.7
Mayo	193.3	73.05	17.79	189.9	174.3	522.9	202.7	98.4	401.3	104.3
Junio	217.1	64.39	24.05	204.8	188.3	547.0	204.4	101.6	421.4	102.8
Julio	232.8	63.56	26.68	224.8	206.5	592.4	192.0	94.5	472.4	97.5
Agosto	204.3	59.49	26.10	216.9	200.5	576.5	215.8	103.4	449.0	112.4
Septiembre	150.1	56.60	21.19	179.4	166.0	491.6	201.2	89.6	381.3	111.6
Octubre	100.2	40.01	15.59	136.0	126.2	378.2	662.5	205.3	156.2	457.1
Noviembre	66.4	29.03	9.13	103.7	93.4	242.2	656.7	133.7	96.1	523.0
Diciembre	50.9	23.88	6.20	84.2	71.3	121.8	658.9	75.4	36.5	583.5
Año	1655.3	584.70	15.39	1903.9	1744.0	4995.5	5500.8	1676.0	3096.8	3824.8

Leyendas: GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a 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

Figura 38. Tabla con los resultados principales de la simulación para el 50% del consumo.

En la Figura 39 y Figura 40 se muestra un gráfico con los factores de pérdidas en la instalación o diagrama de Sankey, estas pérdidas están producidas por los factores explicados en el apartado 10.2.5.1 Cálculo del Rendimiento de una instalación o Performance Ratio (PR).

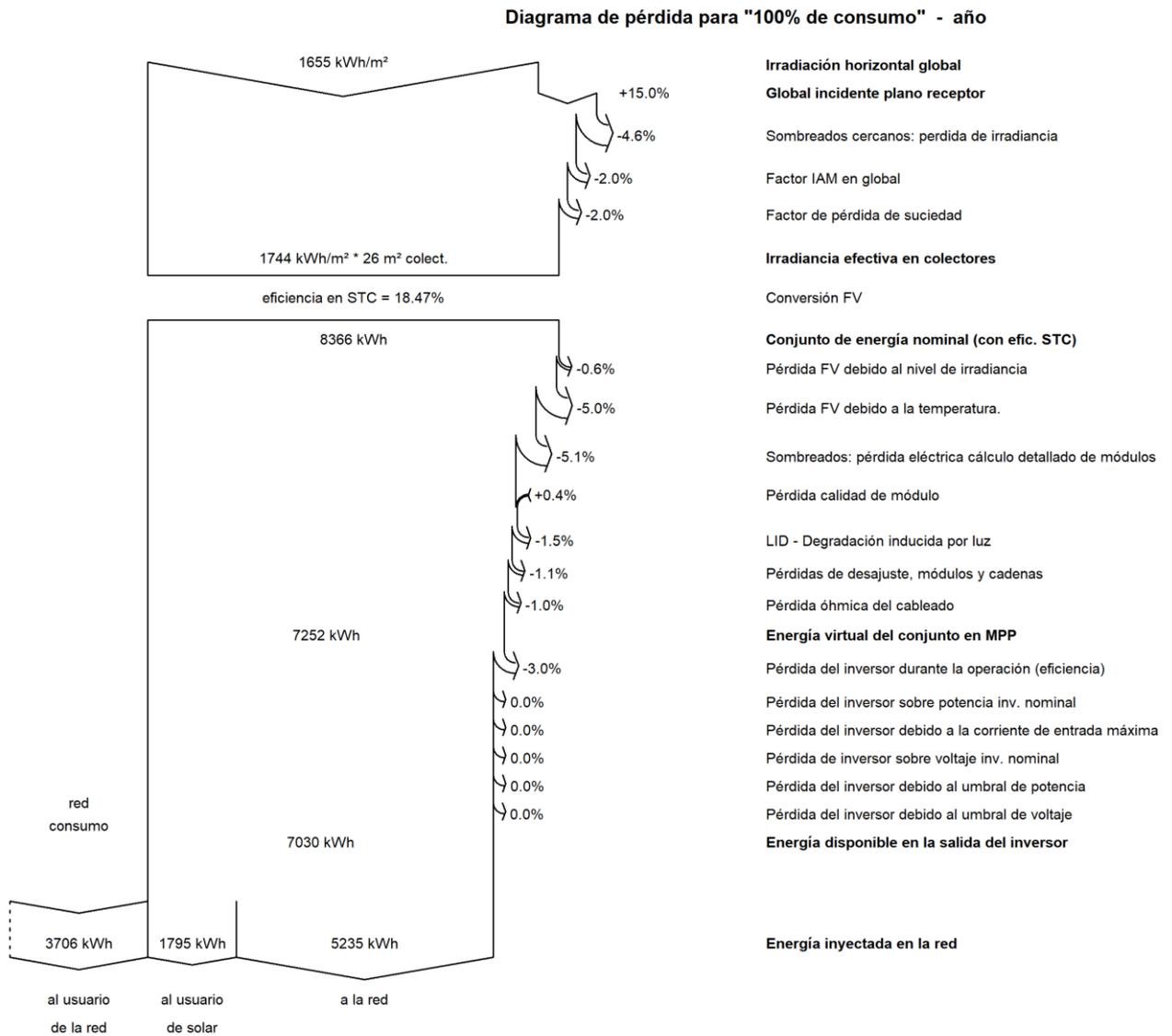


Figura 39. Diagrama de Sankey para el 100% del consumo

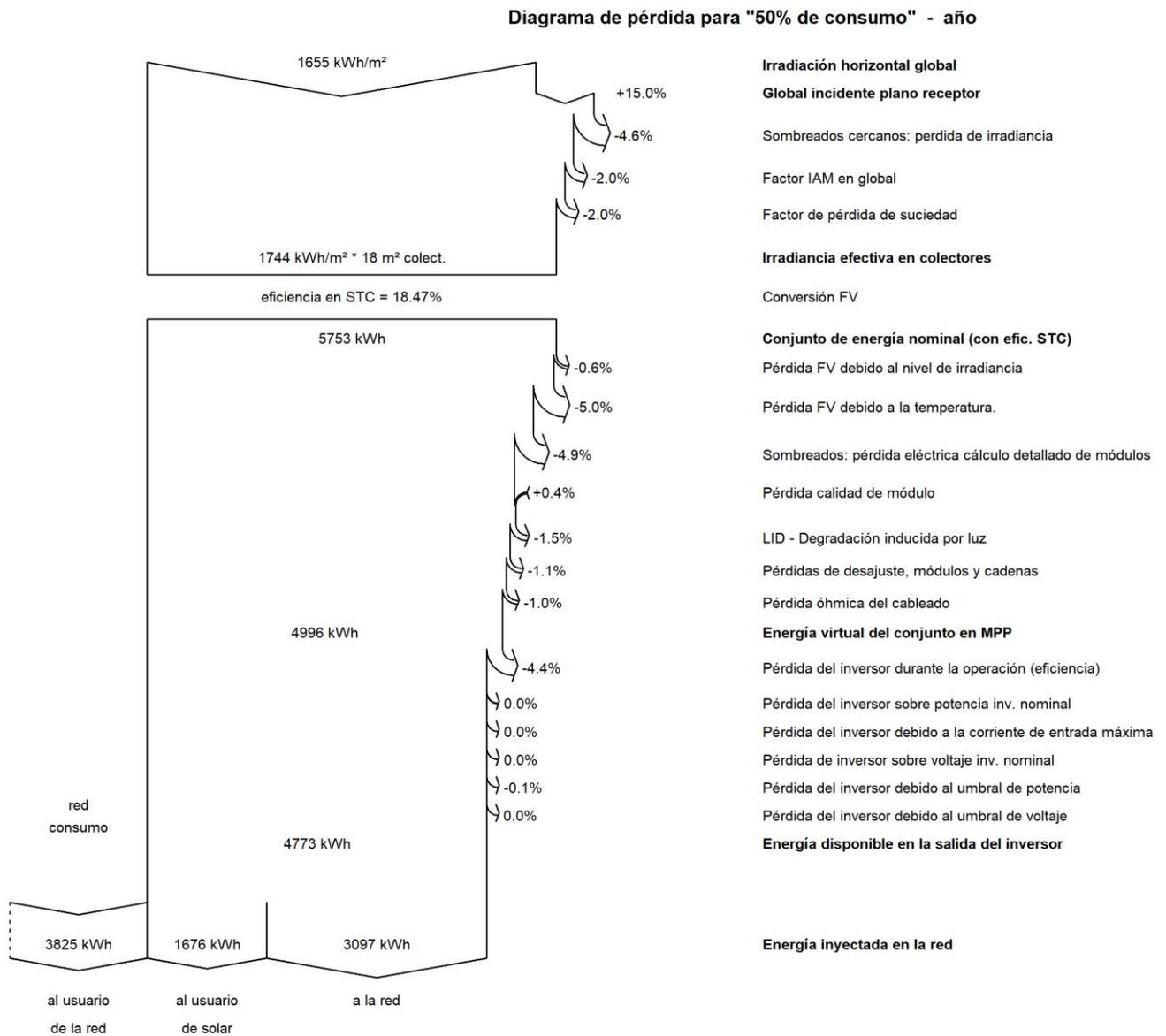


Figura 40. Diagrama de Sankey para el 50% del consumo

En la Figura 41 y la Figura 42 se muestra un diagrama que indica la proporción del total de la energía que sale del inversor (energía útil) y las pérdidas que se producen tanto en el sistema como en los módulos para las dos instalaciones. Se puede observar que la producción es menor en los meses de invierno respecto a los de verano. Esto se debe por un lado a que la radiación es menor en los meses de invierno y también porque la posición e inclinación de los módulos se ha calculado con el criterio de la máxima captación de energía anual, este criterio maximiza la energía obtenida a lo largo del año lo que puede no coincidir con la inclinación óptima para invierno o verano.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4800 Wp

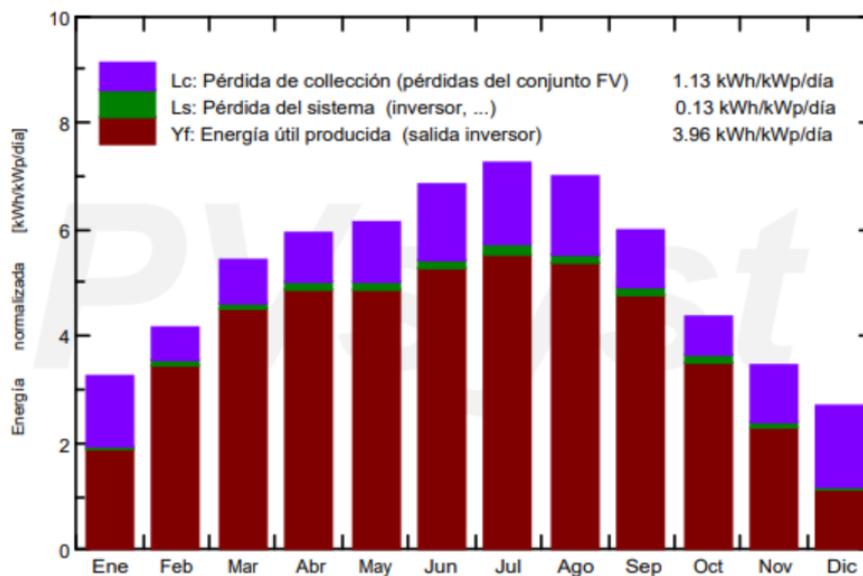


Figura 41. Diagrama de producciones normalizadas para el 100 % del consumo.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3300 Wp

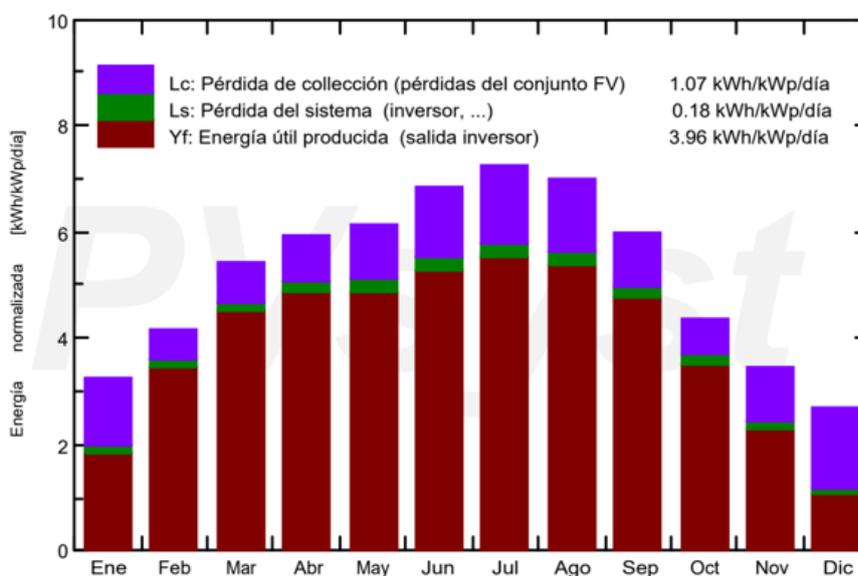


Figura 42. Diagrama de producciones normalizadas para el 50 % del consumo.

En la Tabla 23 se muestra un resumen de los resultados más relevantes del dimensionamiento de la instalación.

<i>Consumos</i>	<i>Método de cálculo</i>	<i>Nº de módulos</i>	<i>Energía producida (kWh)</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh)</i>	<i>Energía vertida a la red (kWh)</i>	<i>Energía obtenida de la red (kWh)</i>
100% del consumo	Analítico	16	7381,57	5500,66	2918,73	1037,82
	PVsyst	16	7252,00	1795,00	5235,00	3706,00
50 % del consumo	Analítico	11	5074,83	5500,66	1618,96	2044,79
	PVsyst	11	4995,50	1676,00	3097,00	3825,00

Tabla 23. Tabla resumen instalación conectada a red

En primer lugar, se encuentra la instalación dimensionada para el 100% de los consumos. Tanto para método analítico como para el computacional el número de módulos necesarios es 16 y la instalación tiene una potencia pico de 4,8 kWp. Aunque esta instalación está dimensionada para satisfacer el 100% del consumo la energía obtenida de la red es distinta de cero, puesto que habrá momentos, como días nublados o durante la noche, en los que el generador fotovoltaico no pueda generar energía suficiente como para satisfacer por completo la demanda.

En segundo lugar, se encuentra la instalación dimensionada para el 50 % del consumo, donde la instalación cuenta con un total de 11 módulos y tiene una potencia pico de 3,3 kWp. Se observa que la energía producida por ambos métodos es similar. Los excedentes a la red serán menores que en el caso anterior puesto que la instalación es de menor potencia.

Para poder determinar que instalación resulta más rentable para el consumidor será necesario realizar un estudio económico. Para realizar dicho estudio se utilizarán los valores obtenidos con el programa PVsyst, ya que calcula los flujos de energía de forma más detallada.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD

En este apartado se va a realizar un estudio económico de ambas instalaciones, la destinada a satisfacer el 100% del consumo y la instalación para el 50% del consumo, para evaluar cuál sería más rentable para el consumidor.

Para ello, se ha hecho en primer lugar un análisis de los costes de la inversión inicial, teniendo en cuenta los distintos elementos a instalar, así como los costes de legalización e instalación.

Actualmente las Comunidades autónomas tienen en marcha un plan de impulso a las instalaciones solares de autoconsumo en el sector residencial. Con ello buscan reducir la dependencia energética de fuentes de energía no renovables. Estas subvenciones están destinadas a cualquier persona física y/o jurídica titular de la vivienda donde se vaya a realizar la instalación. Estas subvenciones pueden ser de hasta un 30% del valor de la instalación.

En la Tabla 24 se muestra la inversión inicial para la instalación dimensionada con el 100% del consumo y en la Tabla 25 la inversión para el 50% del consumo.

<i>Dispositivo</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Nº de unidades</i>	<i>Importe total</i>
Panel solar	25 años	140,36 €	16	2.245,76 €
Inversor	10 años	1.476,87 €	1	1.476,87 €
Contador bidireccional	25 años	121,63 €	1	121,63 €
Estructura soporte	25 años	62,99 €	16	1.007,84 €
Kit de protección	25 años	326,40 €	1	326,40 €
Protección contra sobretensiones	25 años	70,40 €	1	70,40 €
Legalización y boletín				300,00 €
Instalación				750,00 €
Total sin subvención				6.298,90 €
Subvención 30 %				- 2.148,62 €
Total con subvención				3.990,29 €

Tabla 24. Inversión inicial para el 100 % del consumo

<i>Dispositivo</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Precio unitario</i>	<i>Nº de unidades</i>	<i>Importe total</i>
Panel solar	25 años	140,36 €	11	1.543,96 €
Inversor	10 años	1.221,42 €	1	1.221,42 €
Contador bidireccional	25 años	121,63 €	1	121,63 €
Estructura soporte	25 años	62,99 €	11	692,89 €
Kit de protección	25 años	316,17 €	1	316,17 €
Protección contra sobretensiones	25 años	70,40 €	1	70,40 €
Legalización y boletín				300,00 €
Instalación y permisos				750,00 €
Total sin subvención				5.016,47 €
Subvención 30 %				- 1.717,26 €
Total con subvención				3.189,21 €

Tabla 25. Inversión inicial para el 50 % del consumo

A continuación, se va a analizar los beneficios de ambas instalaciones. Para ello se ha tenido en cuenta:

- La energía que producen ambas instalaciones no es constante a lo largo de los años, sino que va disminuyendo debido a la degradación de los módulos. Para los paneles escogidos el fabricante estima una pérdida de 0,4 % kWh al año. En el primer año según estima PVsyst la energía obtenida de la red es 3706 kWh para la instalación del 100% del consumo y 3825 kWh para el 50% del consumo.
- Se ha supuesto que el consumo anual de la instalación va a ser constante.
- El precio de la energía consumida de la red es de 0,11421 €/kWh.
- El precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada es de 0,05 €/kWh.
- Inflación de la tarifa eléctrica anual del 1,5%
- Tasa de descuento del 2 %
- Número de años de vida de la instalación: 25 años

Para realizar el análisis de los beneficios de la instalación se va a considerar 25 años ya que es la vida útil que tiene los módulos, sin embargo, el inversor tiene una vida útil menor por lo que será necesario reponerlo.

Como se ha mencionado antes, la energía producida por la instalación irá disminuyendo con el paso de los años debido a la degradación de los módulos. En la Tabla 26 y la Tabla 27 se muestra como varia la energía producida por cada instalación cada año debido a esto.

<i>Año</i>	<i>Pérdida de energía por degradación(kWh)</i>	<i>Energía producida al año (kWh)</i>
1		7252
2	29,01	7222,99
3	28,89	7194,10
4	28,78	7165,32
5	28,66	7136,66
6	28,55	7108,12
7	28,43	7079,68
8	28,32	7051,36
9	28,21	7023,16
10	28,09	6995,07
11	27,98	6967,09
12	27,87	6939,22
13	27,76	6911,46
14	27,65	6883,82
15	27,54	6856,28
16	27,43	6828,85
17	27,32	6801,54
18	27,21	6774,33
19	27,10	6747,24
20	26,99	6720,25
21	26,88	6693,37
22	26,77	6666,59
23	26,67	6639,93
24	26,56	6613,37
25	26,45	6586,91

Tabla 26. Variación de la energía producida anualmente para la instalación del 100% del consumo

<i>Año</i>	<i>Pérdida de energía por degradación(kWh)</i>	<i>Energía producida al año (kWh)</i>
1		4995,5
2	19,98	4975,52
3	19,90	4955,62
4	19,82	4935,79
5	19,74	4916,05
6	19,66	4896,39
7	19,59	4876,80
8	19,51	4857,29
9	19,43	4837,86
10	19,35	4818,51
11	19,27	4799,24
12	19,20	4780,04
13	19,12	4760,92
14	19,04	4741,88
15	18,97	4722,91
16	18,89	4704,02
17	18,82	4685,20
18	18,74	4666,46
19	18,67	4647,80
20	18,59	4629,20
21	18,52	4610,69
22	18,44	4592,25
23	18,37	4573,88
24	18,30	4555,58
25	18,22	4537,36

Tabla 27. Variación de la energía producida anualmente para la instalación del 50% del consumo

A continuación, se va a calcular el ahorro que supone el autoconsumo de energía, es decir, la energía que el usuario dejará de comprar a la red por obtenerla de la instalación fotovoltaica. Para la instalación del 100% del consumo la energía autoconsumida es 1795 kWh y para la instalación del 50 % del consumo la energía autoconsumida es 1676 kWh. Teniendo en cuenta un incremento anual en el precio de la electricidad de un 1,5 % se muestra en la Tabla 28 el ahorro anual para cada instalación durante su vida útil.

<i>Año</i>	<i>Ahorro anual para la instalación del 100% del consumo</i>	<i>Ahorro anual para la instalación del 50 % del consumo</i>
1	205,01 €	191,42 €
2	208,08 €	194,29 €
3	211,20 €	197,20 €
4	214,37 €	200,16 €
5	217,59 €	203,16 €
6	220,85 €	206,21 €
7	224,16 €	209,30 €
8	227,53 €	212,44 €
9	230,94 €	215,63 €
10	234,40 €	218,86 €
11	237,92 €	222,15 €
12	241,49 €	225,48 €
13	245,11 €	228,86 €
14	248,79 €	232,29 €
15	252,52 €	235,78 €
16	256,31 €	239,31 €
17	260,15 €	242,90 €
18	264,05 €	246,55 €
19	268,01 €	250,25 €
20	272,03 €	254,00 €
21	276,11 €	257,81 €
22	280,26 €	261,68 €
23	284,46 €	265,60 €
24	288,73 €	269,59 €
25	293,06 €	273,63 €

Tabla 28. Ahorro anual

En los beneficios de la instalación es necesario tener en cuenta también los ingresos que generará cada instalación debido a la venta del excedente de energía a la red. Con un precio de venta del excedente de autoconsumo de 0,05 €/kWh. Para la instalación de 4800 Wp se vierten a la red 5235 kWh al año lo que supone unos ingresos de 287,93 €. Para la instalación de 3300 Wp se vierten a la red 3097 kWh anualmente, lo que supone unos ingresos de 170,34 € anuales. Como se ha indicado anteriormente, la potencia que genera la instalación se irá reduciendo con el paso de los años debido a la degradación de los módulos, por esa razón los beneficios de la energía exportada también irán disminuyendo.

Por otro lado, es necesario tener en cuenta que en ambas instalaciones se va a seguir consumiendo energía de la red. Para la instalación de 4800 Wp se obtienen de la red 3706 kWh anuales lo que supone un gasto de 423,26 € anuales. Para la instalación de 3300 Wp se obtienen de la red 3895 kWh anuales, que suman un gasto anual de 444,85 €. Considerando un aumento anual en los precios del 1,5% se muestran en la Tabla 29 y la Tabla 30 la estimación del balance entre energía excedentaria y comprada a red durante la vida útil de la instalación.

<i>Año</i>	<i>Energía vertida a la red (kWh)</i>	<i>Energía obtenida de la red (€)</i>	<i>Compensación por excedentes (€)</i>	<i>Balance (€)</i>
1	5235	423,26 €	287,93 €	135,34 €
2	5205,99	429,61 €	290,62 €	138,99 €
3	5177,10	436,06 €	293,35 €	142,71 €
4	5148,32	442,60 €	296,09 €	146,50 €
5	5119,66	449,24 €	298,86 €	150,37 €
6	5091,12	455,97 €	301,65 €	154,32 €
7	5062,68	462,81 €	304,47 €	158,35 €
8	5034,36	469,76 €	307,31 €	162,45 €
9	5006,16	476,80 €	310,17 €	166,63 €
10	4978,07	483,95 €	313,05 €	170,90 €
11	4950,09	491,21 €	315,96 €	175,25 €
12	4922,22	498,58 €	318,90 €	179,68 €
13	4894,46	506,06 €	321,85 €	184,21 €
14	4866,82	513,65 €	324,84 €	188,81 €
15	4839,28	521,36 €	327,84 €	193,51 €
16	4811,85	529,18 €	330,88 €	198,30 €
17	4784,54	537,11 €	333,93 €	203,18 €
18	4757,33	545,17 €	337,01 €	208,16 €
19	4730,24	553,35 €	340,12 €	213,23 €
20	4703,25	561,65 €	343,25 €	218,39 €
21	4676,37	570,07 €	346,41 €	223,66 €
22	4649,59	578,62 €	349,59 €	229,03 €
23	4622,93	587,30 €	352,80 €	234,50 €
24	4596,37	596,11 €	356,04 €	240,07 €
25	4569,91	605,05 €	359,30 €	245,76 €

Tabla 29. Balance de ingresos y gastos por compensación de excedentes para instalación del 100% del consumo.

<i>Año</i>	<i>Energía vertida a la red (kWh)</i>	<i>Energía obtenida de la red (€)</i>	<i>Compensación por excedentes (€)</i>	<i>Balance (€)</i>
1	3097	444,85 €	170,34 €	274,51 €
2	3077,02	451,52 €	171,77 €	279,75 €
3	3057,12	458,29 €	173,22 €	285,07 €
4	3037,29	465,17 €	174,68 €	290,49 €
5	3017,55	472,15 €	176,15 €	296,00 €
6	2997,89	479,23 €	177,63 €	301,60 €
7	2978,30	486,42 €	179,11 €	307,30 €
8	2958,79	493,71 €	180,61 €	313,10 €
9	2939,36	501,12 €	182,11 €	319,00 €
10	2920,01	508,63 €	183,63 €	325,01 €
11	2900,74	516,26 €	185,15 €	331,11 €
12	2881,54	524,01 €	186,69 €	337,32 €
13	2862,42	531,87 €	188,23 €	343,64 €
14	2843,38	539,85 €	189,78 €	350,06 €
15	2824,41	547,94 €	191,34 €	356,60 €
16	2805,52	556,16 €	192,92 €	363,25 €
17	2786,70	564,51 €	194,50 €	370,01 €
18	2767,96	572,97 €	196,09 €	376,89 €
19	2749,30	581,57 €	197,68 €	383,88 €
20	2730,70	590,29 €	199,29 €	391,00 €
21	2712,19	599,15 €	200,91 €	398,23 €
22	2693,75	608,13 €	202,54 €	405,60 €
23	2675,38	617,25 €	204,17 €	413,08 €
24	2657,08	626,51 €	205,82 €	420,69 €
25	2638,86	635,91 €	207,47 €	428,44 €

Tabla 30. Balance de ingresos y gastos por compensación de excedentes para instalación del 50% del consumo.

En el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica se indica que el valor económico de los excedentes que se viertan a la red no podrá superar al valor económico de la energía que se consuma de la red. Como se puede observar en la columna de balance de la Tabla 29 y la Tabla 30 todos los términos son positivos lo que quiere decir que el valor económico de los excedentes es siempre inferior al valor económico de la energía comprada a la red. Por tanto, ambas instalaciones cumplirían con lo estipulado en el RD 244/2019.

11.1 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN.

Para analizar la rentabilidad de ambas instalaciones se va a utilizar el VAN y la TIR.

El Valor Actual Neto o VAN es la suma de los flujos de caja netos esperados a lo largo de la vida del proyecto, en este caso 25 años, restando el valor de la inversión inicial. Se calcula como

$$VAN = I + \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + td)^i}$$

Donde:

- I es la inversión inicial.
- FC_i es el flujo de carga en el año i
- Td es la tasa de descuento 2%
- N es el número de años de vida útil de la instalación 25 años.

Para que una instalación sea rentable es necesario que el $VAN > 0$, lo que quiere decir que a lo largo de los años de vida de la instalación se recupera un importe mayor a la inversión.

La tasa interna de retorno o TIR es el valor de la tasa de descuento que hace que el $VAN = 0$, es la tasa de descuento para la cual se recupera la inversión. Para que el proyecto sea rentable es necesario que $TIR > td$ para poder obtener beneficios.

La TIR se calcula como:

$$\sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Donde:

- FC_i es el flujo de carga en el año i
- N es el número de años de vida útil de la instalación 25 años.

Por último, se va a analizar el payback o plazo de recuperación de la inversión como el número de años hasta que los flujos de caja positivos devuelvan la inversión inicial. El año donde se cumpla la recuperación de la inversión será aquel donde el sumatorio de los flujos de caja anual se iguale a la inversión inicial.

Para realizar el análisis de la inversión es necesario tener en cuenta una serie de gastos de mantenimiento anuales que requieren las instalaciones para su correcto funcionamiento. Estos gastos están relacionados con la limpieza de los módulos para evitar que se acumule suciedad y esto afecte al rendimiento de los mismos. También será necesarias inspecciones anuales de todos los componentes de la instalación para asegurar su correcto funcionamiento.

En la Tabla 31 se muestra el análisis de la inversión para la instalación diseñada con el 100% del consumo. El inversor es el componente de la instalación que menor vida útil tiene por lo que será necesario reemplazarlo cada 10 años.

Año	Inversión	Ahorro anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Pay-Back
0	- 3.990,29 €		-3.990,29 €	- 3.990,29 €	-3990,29
1	-120,00 €	492,93 €	372,93 €	- 3.617,35 €	-3624,67
2	-120,00 €	498,71 €	378,71 €	- 3.238,65 €	-3260,66
3	-120,00 €	504,55 €	384,55 €	- 2.854,10 €	-2898,29
4	-120,00 €	510,46 €	390,46 €	- 2.463,63 €	-2537,57
5	-120,00 €	516,45 €	396,45 €	- 2.067,19 €	-2178,49
6	-120,00 €	522,50 €	402,50 €	- 1.664,68 €	-1821,08
7	-120,00 €	528,63 €	408,63 €	- 1.256,05 €	-1465,34
8	-120,00 €	534,83 €	414,83 €	- 841,22 €	-1111,29
9	-120,00 €	541,11 €	421,11 €	-420,12 €	-758,93
10	- 1.476,87 €	547,46 €	-929,41 €	- 1.349,53 €	-1521,37
11	-120,00 €	553,88 €	433,88 €	-915,65 €	-1172,42
12	-120,00 €	560,38 €	440,38 €	-475,26 €	-825,18
13	-120,00 €	566,96 €	446,96 €	-28,30 €	-479,66
14	-120,00 €	573,62 €	453,62 €	425,32 €	-135,87
15	-120,00 €	580,36 €	460,36 €	885,69 €	206,19
16	-120,00 €	587,18 €	467,18 €	1.352,87 €	546,51
17	-120,00 €	594,08 €	474,08 €	1.826,95 €	885,08
18	-120,00 €	601,07 €	481,07 €	2.308,02 €	1221,90
19	-120,00 €	608,14 €	488,14 €	2.796,16 €	1556,98
20	- 1.476,87 €	615,29 €	-861,58 €	1.934,58 €	977,16
21	-120 €	622,53 €	502,53 €	2.437,10 €	1308,71
22	-120 €	629,85 €	509,85 €	2.946,95 €	1638,50
23	-120 €	637,26 €	517,26 €	3.464,22 €	1966,53
24	-120 €	644,77 €	524,77 €	3.988,98 €	2292,78
25	-120 €	652,36 €	532,36 €	4.521,34 €	2617,27

Tabla 31. Rentabilidad de la instalación diseñada para el 100% del consumo

Esta instalación tiene un VAN = 2.617,27 € y una TIR de 6,84%. El plazo de recuperación es de 14 años, siendo el año número 15 donde se empieza a generar beneficios.

Dado que el VAN es positivo la instalación es rentable ya que un valor mayor que cero del VAN indica que se recupera un importe superior al de la inversión inicial. El valor del VAN=2.617,27 € indican los ingresos que habrá generado la instalación al final de su vida útil.

Por otro lado, el TIR=6,84% es mayor que la tasa de descuento (td=2%) por lo que la instalación es rentable.

En la Tabla 32 se muestra el análisis de la rentabilidad de la instalación diseñada para el 50 % del consumo.

Año	Inversión	Ahorro anual	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Pay-Back
0	- 3.189,21 €		- 3.189,21 €	- 3.189,21 €	-3189,21
1	-100,00 €	361,75 €	261,75 €	- 2.927,45 €	-2932,59
2	-100,00 €	366,06 €	266,06 €	- 2.661,39 €	-2676,86
3	-100,00 €	370,42 €	270,42 €	- 2.390,97 €	-2422,03
4	-100,00 €	374,84 €	274,84 €	- 2.116,13 €	-2168,12
5	-100,00 €	379,31 €	279,31 €	- 1.836,82 €	-1915,14
6	-100,00 €	383,84 €	283,84 €	- 1.552,98 €	-1663,10
7	-100,00 €	388,42 €	288,42 €	- 1.264,56 €	-1412,02
8	-100,00 €	393,05 €	293,05 €	-971,51 €	-1161,90
9	-100,00 €	397,74 €	297,74 €	-673,77 €	-912,76
10	- 1.221,42 €	402,49 €	-818,93 €	- 1.492,70 €	-1584,57
11	-100,00 €	407,30 €	307,30 €	- 1.185,40 €	-1337,42
12	-100,00 €	412,17 €	312,17 €	-873,23 €	-1091,28
13	-100,00 €	417,09 €	317,09 €	-556,14 €	-846,16
14	-100,00 €	422,08 €	322,08 €	-234,07 €	-602,06
15	-100,00 €	427,12 €	327,12 €	93,06 €	-359,01
16	-100,00 €	432,23 €	332,23 €	425,29 €	-117,00
17	-100,00 €	437,40 €	337,40 €	762,68 €	123,96
18	-100,00 €	442,63 €	342,63 €	1.105,32 €	363,86
19	-100,00 €	447,93 €	347,93 €	1.453,25 €	602,69
20	- 1.221,42 €	453,29 €	-768,13 €	685,12 €	85,76
21	-100,00 €	458,72 €	358,72 €	1.043,84 €	322,44
22	-100,00 €	464,21 €	364,21 €	1.408,06 €	558,03
23	-100,00 €	469,78 €	369,78 €	1.777,83 €	792,52
24	-100,00 €	475,41 €	375,41 €	2.153,24 €	1025,92
25	-100,00 €	481,10 €	381,10 €	2.534,34 €	1258,21

Tabla 32. Rentabilidad de la instalación diseñada para el 50% del consumo

Esta instalación tiene un VAN = 1.258,21 € y una TIR de 5,06 %. El plazo de recuperación es de 15 años, siendo el año número 16 donde se empieza a generar beneficios.

Dado que el VAN es positivo la instalación es rentable ya que un valor mayor que cero del VAN indica que se recupera un importe superior al de la inversión inicial. El valor del VAN=1.258,21 € indican los ingresos que habrá generado la instalación al final de su vida útil.

Por otro lado, el TIR=5,06 % es mayor que la tasa de descuento (td=2%) por lo que la instalación es rentable.

En la Tabla 33 se muestra una comparación de los parámetros utilizados para analizar la rentabilidad de ambas instalaciones.

Cuando se comparan dos inversiones será más rentable aquella que tenga un valor del VAN superior. Por esa razón, se va a optar por llevar a cabo la instalación destinada a cubrir el 100% del consumo puesto que el valor del VAN y de la TIR es superior a la destinada a

cubrir el 50 % del consumo, lo que supondrá mayores beneficios al final de la vida útil de la instalación.

Por lo tanto, se va a llevar a cabo la instalación destinada a cubrir el 100% del consumo eléctrico. Esta instalación contará con 16 módulos fotovoltaicos y tendrá una potencia pico de 4.800 Wp.

<i>Instalación</i>	<i>VAN</i>	<i>TIR</i>	<i>Payback</i>
100 % del consumo	2.617,27 €	6,84 %	15 años
50% del consumo	1.258,21 €	5,06 %	16 años

Tabla 33. Comparativa de la rentabilidad de las dos instalaciones

12. SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO ADOPTADA Y CONCLUSIONES

El principal objetivo de este proyecto de fin de grado es realizar el diseño conceptual de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para abastecer los consumos de las zonas comunes de un edificio situado en el centro de Madrid.

Para ello, se ha realizado un estudio de los consumos eléctricos del edificio y se ha estimado el consumo medio diario en $L_{md}=22.824$ Wh.

Se han estudiado dos instalaciones, una destinada a satisfacer el 100% del consumo del emplazamiento y otra destinada a cubrir el 50%. El dimensionamiento de ambas instalaciones se ha realizado de forma analítica y de forma computacional con el programa PVsyst y se ha obtenido una estimación de la energía producida por cada instalación, así como la importada y exportada a la red. Para realizar el dimensionamiento ha sido necesario realizar un estudio del recurso solar en el emplazamiento, comparando distintas bases de datos de radiación. Finalmente se ha escogido la base de datos Meteonorm, con un valor de radiación solar global de 1655 kWh/m² anual.

Tras realizar el estudio económico de viabilidad de ambas instalaciones se ha concluido que la que resulta más rentable es la destinada a cubrir el 100% del consumo del emplazamiento. La instalación se acogerá a la categoría de instalación conectada a red y acogida a compensación de excedentes que contempla el Real Decreto 244/2019. Esta instalación podrá verter el excedente de energía generado y podrá recibir una compensación económica por dicho excedente. Al mismo tiempo, podrá importar de la red la energía necesaria en momentos en los que el generador no sea capaz de satisfacer la demanda por completo.

La instalación cuenta con 16 módulos fotovoltaicos AS-M608B de la marca AEG, conectados en serie. Cada módulo tiene una potencia pico de 300 Wp por lo que la instalación tendrá una potencia total de 4.800 Wp o 4,8 kWp.

El inversor instalado es el Inversor de Conexión a Red FRONIUS Primo 4.6-1 5kW que permite una potencia máxima del generador fotovoltaico de 6.000 Wp.

En el punto de frontera se ha instalado el Analizador-Contador Bidireccional Monofásico Directo 100 A de acuerdo a la normativa, para medir la energía exportada e importada de la red y poder hacer el balance de compensación al finalizar el periodo de facturación.

Para las protecciones se ha instalado el Kit Protecciones Red 5000W 1 MPPT Monofásico, que cuenta con protecciones para la parte de continua (del generador hasta el inversor) como para la parte de alterna (del inversor a la red). Además, se ha instalado el descargador Sobretensiones Solar 1000V DEHNguard YPV que protege contra sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas.

En el Documento 3. Planos se adjunta el diagrama unifilar de la instalación con todos los componentes mencionados. En la Tabla 34 se muestra un resumen de las características de la solución de autoconsumo adoptada.

<i>Potencia pico de la instalación (Wp)</i>	<i>Método de calculo</i>	<i>Nº de módulos</i>	<i>Energía producida anual (kWh)</i>	<i>Energía autoconsumida anual (kWh)</i>	<i>Energía importada de la red anual (kWh)</i>	<i>Excedente de energía anual (kWh)</i>
4.800	PVsyst	16	7252,00	1795,00	3706,00	5235,00

Tabla 34. Resumen de la solución de autoconsumo adoptada

La inversión inicial de la instalación es de 3.990,29 €, teniendo en cuenta las subvenciones que ofrece la Comunidad de Madrid. La instalación tiene una vida útil de 25 años y tendrá unos gastos anuales de mantenimiento para su correcto funcionamiento. El valor del VAN= 2.617,27 € y el valor de la TIR=6,84%. Dado que el VAN>0 y la TIR es mayor que la tasa de descuento (td=2%) el proyecto es rentable con un plazo de recuperación de la inversión de 15 años.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Apuntes Profesora Consuelo Alonso. Año 2019.

ATERSA. (s. f.). *Estructura CVA915* [Figura]. Recuperado de
<https://atersa.shop/estructura-3-modulos-72-celulas-30-grados/>

Autosolar. (s. f.). *Inversor de Conexión a Red FRONIUS Primo 4.6-1 5kW* [Figura].

Recuperado de <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-red-fronius-primo-50-1-5kw>

Cenitsolar. (s. f.). *Fotovoltaica aislada* [Figura]. Recuperado de

http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php

Cenitsolar. (s. f.). *Fotovoltaica conectada a red* [Figura]. Recuperado de

http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php

Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Serie de Ponencias de CIEMAT. Año 2008

Hogarsense. (2020). *Conexión en paralelo* [Figura]. Recuperado de

<https://www.hogarsense.es/energia-solar/conexiones-paneles-solares>

IDAE. (2009). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. Recuperado el 08 de junio de 2020, de <https://www.idae.es/en/publications/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones-aisladas>

IDAE. (2011). Pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida [Figura].

Recuperado de

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

IDAE. (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

Recuperado de

[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones tecnicas instalaciones conectadas a red C20 Julio 2011 3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

IDAE. (2019). Guía profesional de tramitación del autoconsumo. Recuperado el 07 de junio de 2020, de <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

Ministerio para la Transición Ecológica. (2019). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Recuperado 7 de mayo de 2019, de <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

Prysmian. (s. f.). *AFUMEX CLASS 1000 V (AS)* [Figura]. Recuperado de http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_-CATALOGO-PRODUCTOS_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf

Prysmian. (s. f.). *Cable PRYSUN H1Z2Z2-K* [Figura]. Recuperado de <https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2019/06/2019-PRYSUN-06-17.pdf>

Prysmian. (2019). *Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo*. Recuperado de <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>

Quetzal Ingeniería. (s. f.). *Componentes de un panel solar fotovoltaico o placa solar fotovoltaica* [Figura]. <https://www.quetzalingenieria.es/de-que-estan-hechos-los-paneles-solares/>

REE. (2019). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2018*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2018>

REE. (2020). *La fotovoltaica ilumina el camino hacia la transición energética*. Recuperado 14 de junio de 2020, de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/04/la-fotovoltaica-ilumina-el-camino-hacia-la-transicion-energetica>

SunFields Europe. (s. f.). *Instalación aislada* [Figura]. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>

UNEF. (2019). *El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética* [Figura]. Recuperado de https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2019/09/memoria_unef_2019-web.pdf

UNEF. (2019). *Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico* [Figura]. Recuperado de <https://unef.es/downloads/informe-anual-unef-2019/>

UNEF. (2020, febrero 5). La nueva regulación permite el despliegue del autoconsumo en España. Recuperado 27 de junio de 2020, de <https://unef.es/2020/02/la-nueva-regulacion-permite-el-despliegue-del-autoconsumo-en-espana/>

Universidad de Jaén. (s. f.). *Efecto Fotovoltaico* [Imagen]. Recuperado de http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_03.htm

DOCUMENTO 2. ANEXOS

Índice de los Anexos

<i>Anexo I. Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible</i>	96
<i>Anexo II. Informe de resultados de instalación conectada a red con PVsyst</i>	99
<i>Anexo III. Funcionamiento del programa PVsyst</i>	110
<i>Anexo IV. Fichas técnicas de los equipos.....</i>	115

ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) son un conjunto de 17 objetivos presentados en 2015 por la Organización de las Naciones Unidas que forman parte de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible y que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Según la definición de Organización de las Naciones Unidas (2015) la Agenda 2030 es “un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia.” Este Plan es implementado por todos los países y partes interesadas mediante una alianza de colaboración. Los países se comprometen, durante los siguientes 15 años a adoptar las medidas que se necesitan urgentemente para poder cumplir los objetivos previstos en el Plan.

A los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos en el Plan se vinculan 169 metas de carácter integrado e indivisible. Para evaluar la consecución de los objetivos se ha diseñado una batería de más de 200 indicadores con objeto de hacer un seguimiento real del progreso realizado para alcanzar los ODS y medir el progreso de las medidas para alcanzar dichos Objetivos.

Este proyecto fin de grado está principalmente relacionado con el Objetivo número 7, cuya misión es garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Este objetivo tiene cinco metas para ayudar en su consecución. En concreto en este proyecto está orientado a dos metas:

- La meta 7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas
- La meta 7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética

La meta 7.2 de dicho objetivo pretende conseguir que en 2030 se haya producido un aumento en la proporción de energía que proviene de fuentes renovables. Por esa razón, este proyecto está muy enfocado a la consecución del Objetivo número 7 ya que el objeto de este es abastecer las necesidades de una comunidad de vecinos con energía solar fotovoltaica.

En el informe Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España de (REE, 2020) se indican los factores de emisión de CO₂ asociados a la generación de electricidad en función de la tecnología. Se puede observar en Figura 43 que los factores asociados a la generación con tecnologías no renovables presentan un alto índice de emisión por MWh generado. Por ello para poder alcanzar los objetivos de la Agenda 2030 y los descritos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es necesario impulsar el uso de tecnologías renovables para poder alcanzar la reducción de las emisiones de gases

de efecto invernadero en un 23% respecto a 1990 para 2030 y en un 90% respecto a 1990 para 2050.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Figura 43. Factores de emisión de CO₂ asociados a la generación de electricidad. Fuente (REE, 2020)

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) indicó en su informe del Mix comercial y factores de impacto de 2019 que las emisiones de CO₂ fueron de 0,28 Kg/kWh. En este proyecto la instalación de 4.800 Wp, destinada a satisfacer el 100% del consumo eléctrico de la comunidad de vecinos, produce al año 7.252 kWh por lo que con esta instalación se estaría evitando la emisión de 2.030,53 Kg de CO₂ anualmente.

Además, la medida 7.3 del Objetivo número 7 está enfocada a aumentar la eficiencia energética en el mundo de aquí a 2030, en concreto duplicar esa tasa mundial de eficiencia energética. Uno de los objetivos secundarios del proyecto consiste en analizar las conductas de consumo en las zonas comunes del edificio para poder hacer un uso más eficiente de la energía. En concreto, tras aplicar las medidas de eficiencia energética el consumo anual de electricidad se reduciría en 536 kWh. Esto supondría una reducción de emisiones de 150,13 Kg de CO₂ anuales. Estos 150,13 Kg de CO₂ junto con los 2.030,53 Kg relacionados con la instalación fotovoltaica suman una reducción total anual de 2.180,66 kg de CO₂.

Esta reducción en las emisiones de CO₂ está también en sintonía con el Objetivo 13, enfocado a adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Una de las principales causas del cambio climático es el aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello para alcanzar los objetivos de reducción de las emisiones para 2030 es necesario fomentar una transición energética e impulsar el uso de energías renovables, menos contaminantes que los sistemas de generación tradicionales.

Por otro lado, se encuentra el Objetivo número 11 orientado a lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. En concreto la meta 11.6 pretende reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo para 2030. Según (ONU, 2018) aproximadamente el 55% de la población vive en ciudades y se espera que para 2050 el porcentaje crezca un 13%. Por ello, las ciudades presentan un mayor porcentaje del consumo de energía y son las mayores zonas de emisión

de gases de efecto invernadero. Debido a esto el apoyo al autoconsumo con energías renovables y la creación de comunidades energéticas locales en las ciudades es de vital importancia si se quiere reducir el impacto ambiental en las mismas. Es necesario involucrar a la ciudadanía en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico, acercando la generación a los puntos de consumo. Esto no solamente se traduciría en una reducción de las pérdidas en el transporte de energía, sino que también ayudaría a mejorar la calidad de vida en las ciudades, reduciendo la emisión de partículas y gases de efecto invernadero que afectan negativamente a la vida de los ciudadanos.

Con todo ello concluir que el proyecto está en sintonía con las políticas y los cambios que se están produciendo tanto a nivel nacional como a nivel europeo en materia de reducción de emisiones y creación de un sistema eléctrico renovable y descarbonizado. Con la instalación de 4.800 Wp y la adopción de medidas de eficiencia energética se reducirían las emisiones de CO₂ 2.180,66 kg anuales.

Referencias

Organización de las Naciones Unidas. (2015, 25 septiembre). *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo* [Comunicado de prensa]. Recuperado 30 de junio de 2020, de <https://news.un.org/es/story/2015/09/1340191>

REE. (2020). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*. Recuperado de <https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es>

ONU. (2018, 16 mayo). *Las ciudades seguirán creciendo, sobre todo en los países en desarrollo*. Recuperado 16 de julio de 2020, de <https://www.un.org/development/desa/es/news/population/2018-world-urbanization-prospects.html>

ANEXO II. INFORME DE RESULTADOS DE INSTALACIÓN CONECTADA A RED CON PVSYST

PVSYST 7.0.1		10/07/20	Página 1/5											
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación														
Proyecto : Proyecto														
Sitio geográfico		AYALA	País España											
Situación		Latitud 40.43° N	Longitud -3.68° W											
Tiempo definido como		Hora Legal Zona horaria UT	Altitud 692 m											
Datos meteo:		AYALA	Meteonorm 7.3 (1991-2010) - Sintético											
Variante de simulación : 100% de consumo														
		Fecha de simulación	10/07/20 13h05											
Parámetros de simulación		Tipo de sistema	Sistema de construcción											
Orientación plano de colector		Inclinación 30°	Azimut 0°											
Modelos usados		Transposición Perez	Difuso Perez, Meteonorm Circunsolar separado											
Horizonte		Horizonte libre												
Sombreados cercanos		Cálculo eléctrico detallado (según el diseño de módulo)												
Necesidades del usuario :		valores mensuales												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
	639	592	646	630	203	204	192	216	201	662	657	659	5501	kWh/mes
Características del conjunto FV														
Módulo FV		Si-mono	Modelo AS-M608B-300											
Base de datos PVsyst original		Fabricante	AEG											
Número de módulos FV		En series	16 módulos											
Número total de módulos FV		núm. de módulos	16											
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	4800 Wp											
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	466 V											
Área total		Área del módulo	26.0 m²											
			En paralelo 1 cadenas											
			Unidad Nom. Potencia 300 Wp											
			En cond. de funcionam. 4316 Wp (50°C)											
			I mpp 9.3 A											
			Área celular 22.9 m ²											
Inversor		Modelo	Primo 4.6-1											
Definición de parámetros personalizados		Fabricante	Fronius International											
Características		Unidad Nom. Potencia	4.60 kWca											
Paquete de inversores		Potencia total	4.6 kWca											
		Núm. de inversores	1 * MPPT 100%											
Total		Potencia total	4.6 kWca											
			Proporción Pnom 1.04											
Factores de pérdida del conjunto FV														
Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida 2.0 %											
Factor de pérdida térmica		Uc (const) 29.0 W/m ² K	Uv (viento) 0.0 W/m ² K / m/s											
Pérdida óhmica en el cableado		Res. conjunto global 848 mΩ	Fracción de pérdida 1.5 % en STC											
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida 1.5 %											
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida -0.4 %											
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida 1.0 % en MPP											
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida 0.10 %											
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290														
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°					
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000					

PVSYS 7.0.1	10/07/20	Página 2/5
-------------	----------	------------

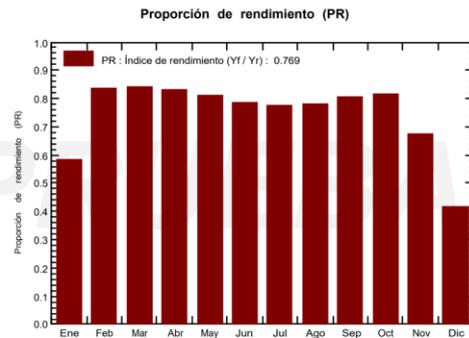
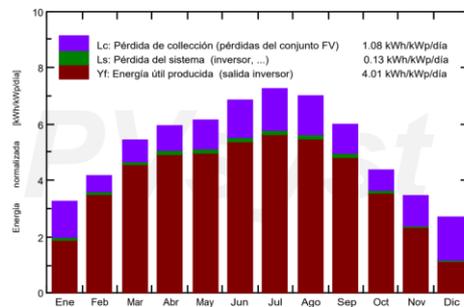
Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto
Variante de simulación : 100% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300
Conjunto FV	Núm. de módulos	16
Inversor	Modelo	Primo 4.6-1
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año

Resultados principales de simulación	
Producción del sistema	Energía producida 7.03 MWh/año
Proporción de rendimiento (PR)	76.92 %
Prod. específica	1465 kWh/kWp/año
Fracción solar (SF)	32.63 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4800 Wp



100% de consumo
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	60.6	23.83	5.93	101.1	88.6	0.294	0.639	0.117	0.165	0.521
Febrero	82.3	34.69	7.53	117.1	108.7	0.484	0.592	0.185	0.285	0.407
Marzo	133.2	51.66	10.99	167.7	155.3	0.697	0.646	0.256	0.422	0.390
Abril	164.1	64.52	12.92	178.4	164.8	0.734	0.630	0.270	0.443	0.361
Mayo	193.3	73.05	17.79	189.9	174.3	0.760	0.203	0.102	0.636	0.101
Junio	217.1	64.39	24.05	204.8	188.3	0.796	0.204	0.106	0.666	0.099
Julio	232.8	63.56	26.68	224.8	206.5	0.861	0.192	0.098	0.737	0.094
Agosto	204.3	59.49	26.10	216.9	200.5	0.838	0.216	0.105	0.708	0.111
Septiembre	150.1	56.60	21.19	179.4	166.0	0.714	0.201	0.092	0.602	0.109
Octubre	100.2	40.01	15.59	136.0	126.1	0.548	0.662	0.222	0.310	0.441
Noviembre	66.4	29.03	9.13	103.7	93.4	0.348	0.657	0.145	0.190	0.511
Diciembre	50.9	23.88	6.20	84.2	71.3	0.177	0.659	0.097	0.071	0.562
Año	1655.3	584.70	15.39	1903.9	1743.7	7.252	5.501	1.795	5.235	3.706

Leyendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a 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

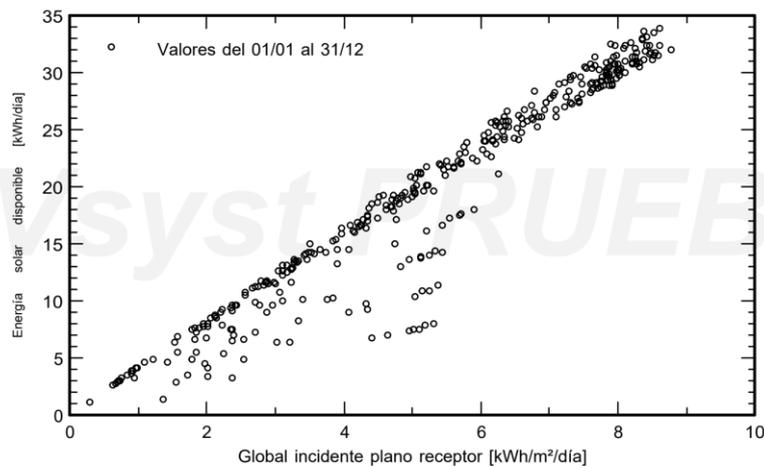
PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 3/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

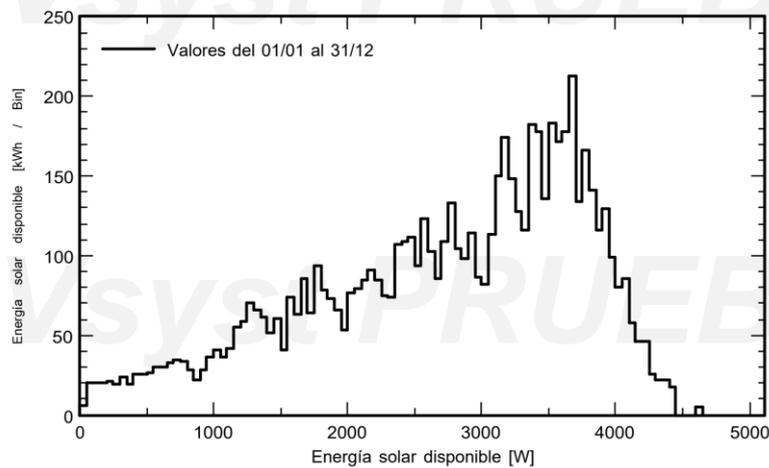
Proyecto : Proyecto
 Variante de simulación : 100% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30° azimut 0°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300 Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	16 Pnom total 4800 Wp
Inversor	Modelo	Primo 4.6-1 Pnom 4600 W ac
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



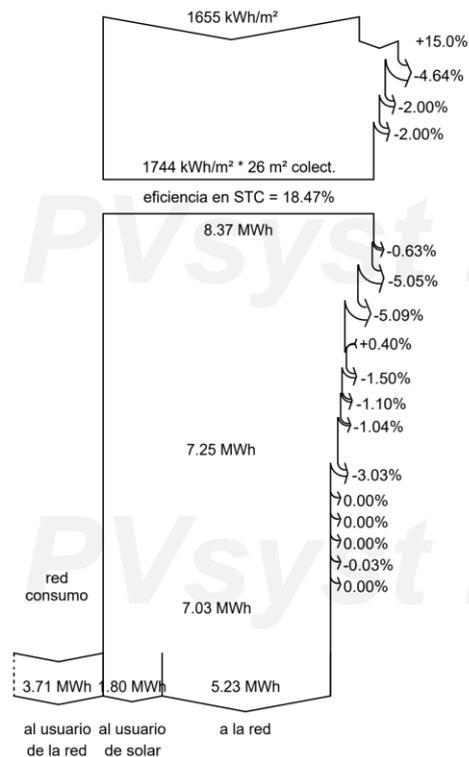
PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 4/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto
Variante de simulación : 100% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300
Conjunto FV	Núm. de módulos	16
Inversor	Modelo	Primo 4.6-1
Necesidades del usuario	valores mensuales	
		azimut 0°
		Pnom 300 Wp
		Pnom total 4800 Wp
		Pnom 4600 W ac
		Global 5501 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia
Factor IAM en global
Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica cálculo detallado de módulos
Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 5/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : **Proyecto**
 Variante de simulación : **100% de consumo**

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300
Conjunto FV	Núm. de módulos	16
Inversor	Modelo	Primo 4.6-1
Necesidades del usuario	valores mensuales	
		azimut 0°
		Pnom 300 Wp
		Pnom total 4800 Wp
		Pnom 4600 W ac
		Global 5501 kWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

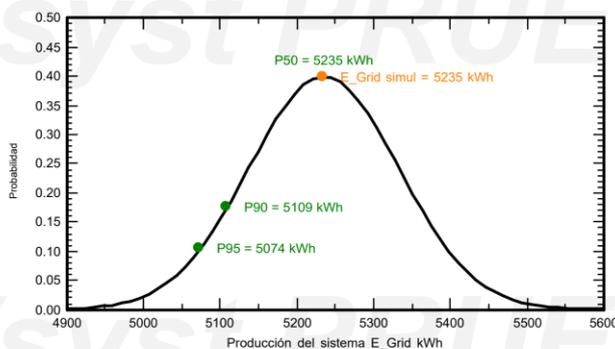
Fuente de datos meteo	Meteonorm 7.3 (1991-2010)	Año	1995
Datos meteo	Tipo	No definido	
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.10 MWh
	P50	5.23 MWh
	P90	5.11 MWh
	P95	5.07 MWh

Distribución de probabilidad



PVSYST 7.0.1		10/07/20	Página 1/5										
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación													
Proyecto : Proyecto													
Sitio geográfico		AYALA	País España										
Situación		Latitud 40.43° N	Longitud -3.68° W										
Tiempo definido como		Hora Legal Zona horaria UT	Altitud 692 m										
Datos meteo:		AYALA	Meteonorm 7.3 (1991-2010) - Sintético										
Variante de simulación : 50% de consumo													
Fecha de simulación		10/07/20 17h10											
Parámetros de simulación		Tipo de sistema	Sistema de construcción										
Orientación plano de colector		Inclinación 30°	Azimut 0°										
Modelos usados		Transposición Perez	Difuso Perez, Meteonorm Circunsolar separado										
Horizonte		Horizonte libre											
Sombreados cercanos		Cálculo eléctrico detallado (según el diseño de módulo)											
Necesidades del usuario :		valores mensuales											
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
639	592	646	630	203	204	192	216	201	662	657	659	5501	kWh/mes
Características del conjunto FV													
Módulo FV		Si-mono	Modelo AS-M608B-300										
Base de datos PVsyst original		Fabricante	AEG										
Número de módulos FV		En series	11 módulos										
Número total de módulos FV		núm. de módulos	11										
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	3300 Wp										
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	321 V										
Área total		Área del módulo	17.9 m²										
			En paralelo 1 cadenas										
			Unidad Nom. Potencia 300 Wp										
			En cond. de funcionam. 2967 Wp (50°C)										
			I mpp 9.3 A										
			Área celular 15.7 m ²										
Inversor		Modelo	Primo 3.0-1										
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Fronius International										
Características		Unidad Nom. Potencia	3.00 kWca										
Paquete de inversores		Potencia total	3.0 kWca										
		Núm. de inversores	1 unidades										
Total		Potencia total	3 kWca										
			Proporción Pnom 1.10										
Factores de pérdida del conjunto FV													
Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida 2.0 %										
Factor de pérdida térmica		Uc (const) 29.0 W/m ² K	Uv (viento) 0.0 W/m ² K / m/s										
Pérdida óhmica en el cableado		Res. conjunto global 583 mΩ	Fracción de pérdida 1.5 % en STC										
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida 1.5 %										
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida -0.4 %										
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida 1.0 % en MPP										
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida 0.10 %										
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290													
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°					
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000					

PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 2/5
--------------	----------	------------

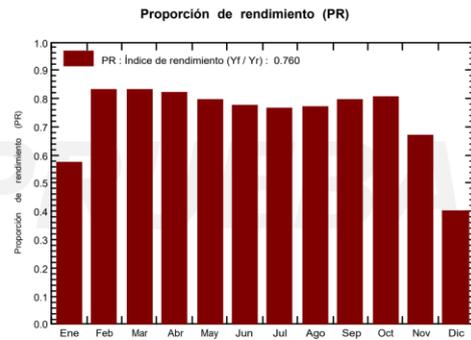
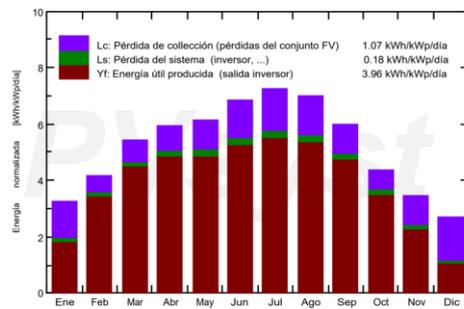
Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto
Variante de simulación : 50% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300
Conjunto FV	Núm. de módulos	11
Inversor	Modelo	Primo 3.0-1
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año

Resultados principales de simulación			
Producción del sistema	Energía producida	4773 kWh/año	Prod. específica 1446 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	75.97 %	Fracción solar (SF) 30.47 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3300 Wp



50% de consumo
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	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	60.6	23.83	5.93	101.1	88.6	202.3	638.5	100.8	89.7	537.7
Febrero	82.3	34.69	7.53	117.1	108.8	335.6	592.2	178.2	143.4	414.0
Marzo	133.2	51.66	10.99	167.7	155.3	480.5	645.6	241.5	219.6	404.1
Abril	164.1	64.52	12.92	178.4	164.8	504.6	630.3	253.6	230.1	376.7
Mayo	193.3	73.05	17.79	189.9	174.3	522.9	202.7	98.4	401.3	104.3
Junio	217.1	64.39	24.05	204.8	188.3	547.0	204.4	101.6	421.4	102.8
Julio	232.8	63.56	26.68	224.8	206.5	592.4	192.0	94.5	472.4	97.5
Agosto	204.3	59.49	26.10	216.9	200.5	576.5	215.8	103.4	449.0	112.4
Septiembre	150.1	56.60	21.19	179.4	166.0	491.6	201.2	89.6	381.3	111.6
Octubre	100.2	40.01	15.59	136.0	126.2	378.2	662.5	205.3	156.2	457.1
Noviembre	66.4	29.03	9.13	103.7	93.4	242.2	656.7	133.7	96.1	523.0
Diciembre	50.9	23.88	6.20	84.2	71.3	121.8	658.9	75.4	36.5	583.5
Año	1655.3	584.70	15.39	1903.9	1744.0	4995.5	5500.8	1676.0	3096.8	3824.8

Leyendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a 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

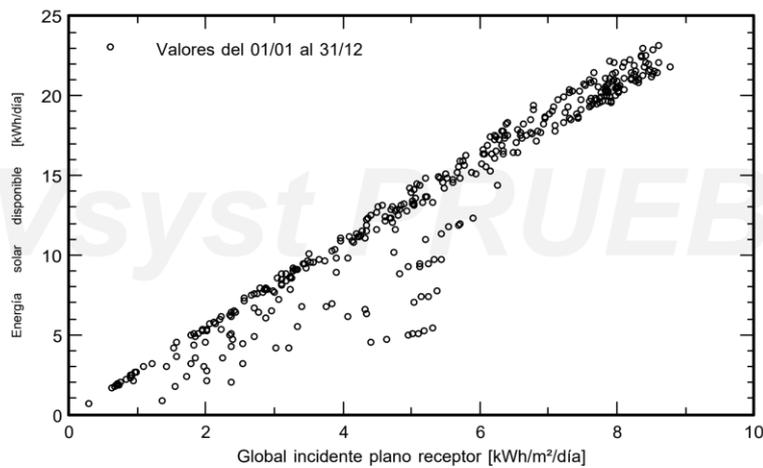
PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 3/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

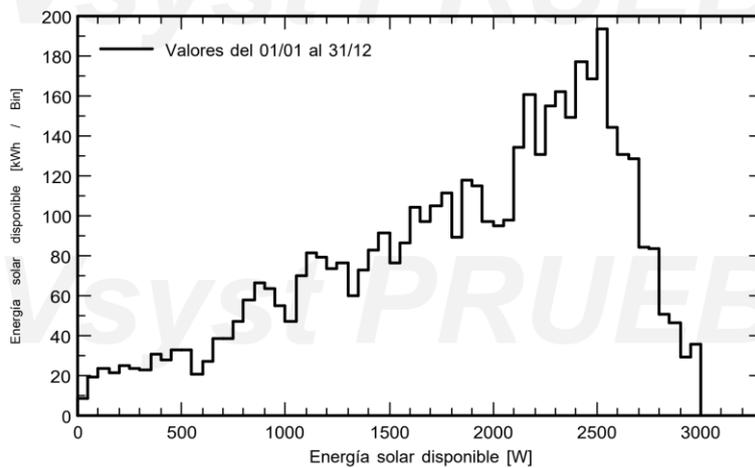
Proyecto : Proyecto
 Variante de simulación : 50% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30° azimut 0°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300 Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	11 Pnom total 3300 Wp
Inversor	Modelo	Primo 3.0-1 Pnom 3000 W ac
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

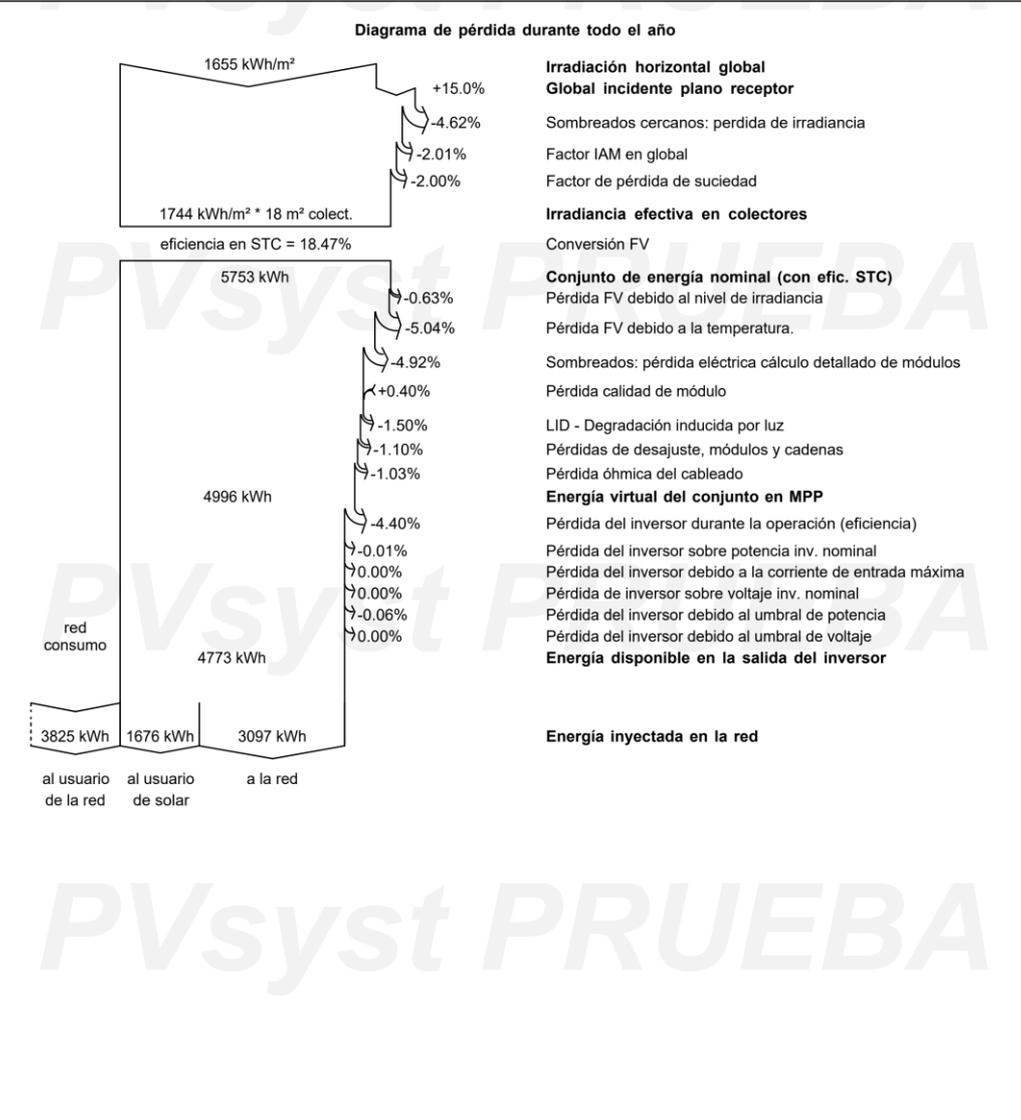


PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 4/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto
Variante de simulación : 50% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300
Conjunto FV	Núm. de módulos	11
Inversor	Modelo	Primo 3.0-1
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año
		azimut 0° Pnom 300 Wp Pnom total 3300 Wp Pnom 3000 W ac



PVSYST 7.0.1	10/07/20	Página 5/5
--------------	----------	------------

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Proyecto
Variante de simulación : 50% de consumo

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sistema de construcción
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según el diseño de módulo)
Orientación campo FV	inclinación	30° azimut 0°
Módulos FV	Modelo	AS-M608B-300 Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	11 Pnom total 3300 Wp
Inversor	Modelo	Primo 3.0-1 Pnom 3000 W ac
Necesidades del usuario	valores mensuales	Global 5501 kWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

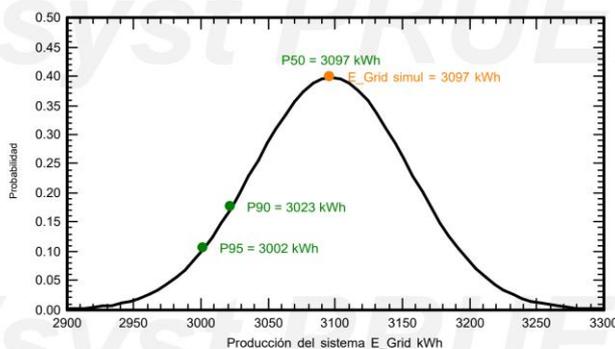
Fuente de datos meteo	Meteonorm 7.3 (1991-2010)	Año	1995
Datos meteo	Tipo	No definido	
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	58 kWh
	P50	3097 kWh
	P90	3023 kWh
	P95	3002 kWh

Distribución de probabilidad



ANEXO III. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA PVSYST

En este apartado se va a explicar cómo se ha realizado el dimensionamiento del sistema conectado a red con el software PVsyst.

La pantalla principal del programa es la siguiente.

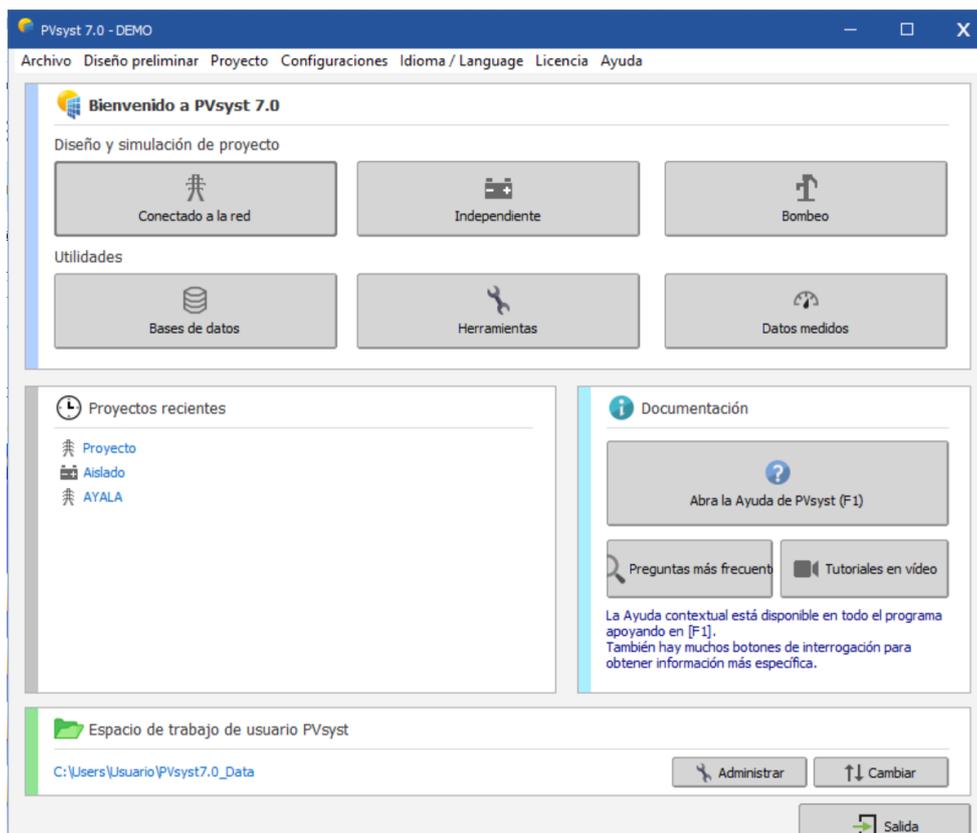


Figura 44. Pantalla principal de PVsyst

Cuando se pincha en sistema conectado a red se abre la siguiente pantalla. Es necesario rellenar el nombre del proyecto. A continuación, se pincha en la lupa que se encuentra a la derecha de archivo del sitio.

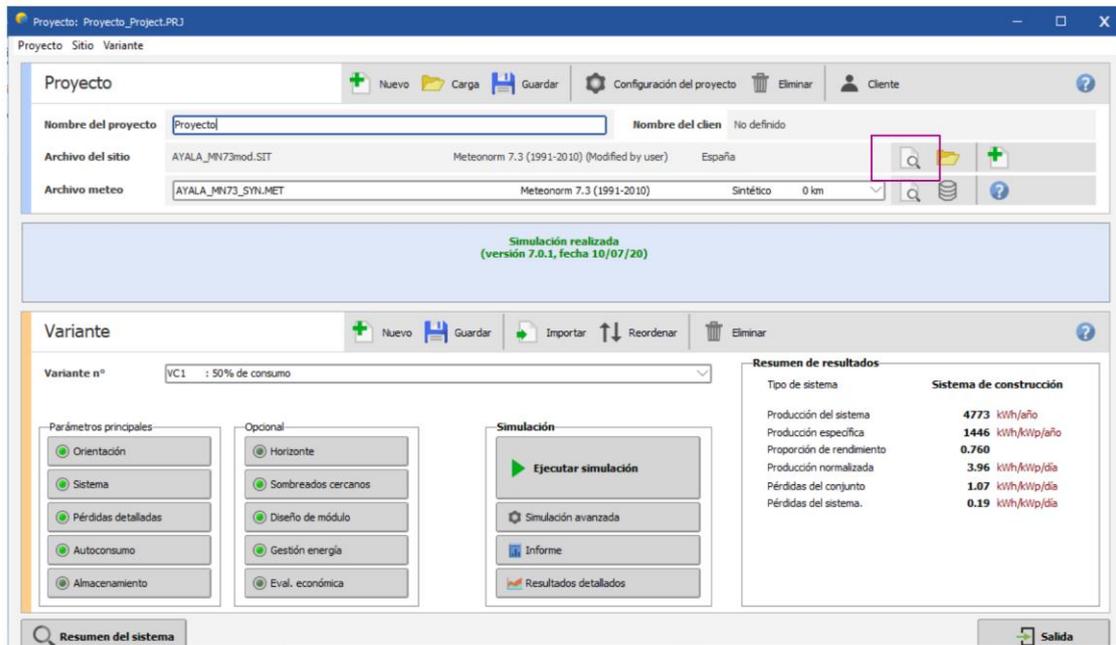


Figura 45. Pantalla principal del proyecto.

Se abre la siguiente ventana, donde es necesario rellenar las coordenadas del emplazamiento.

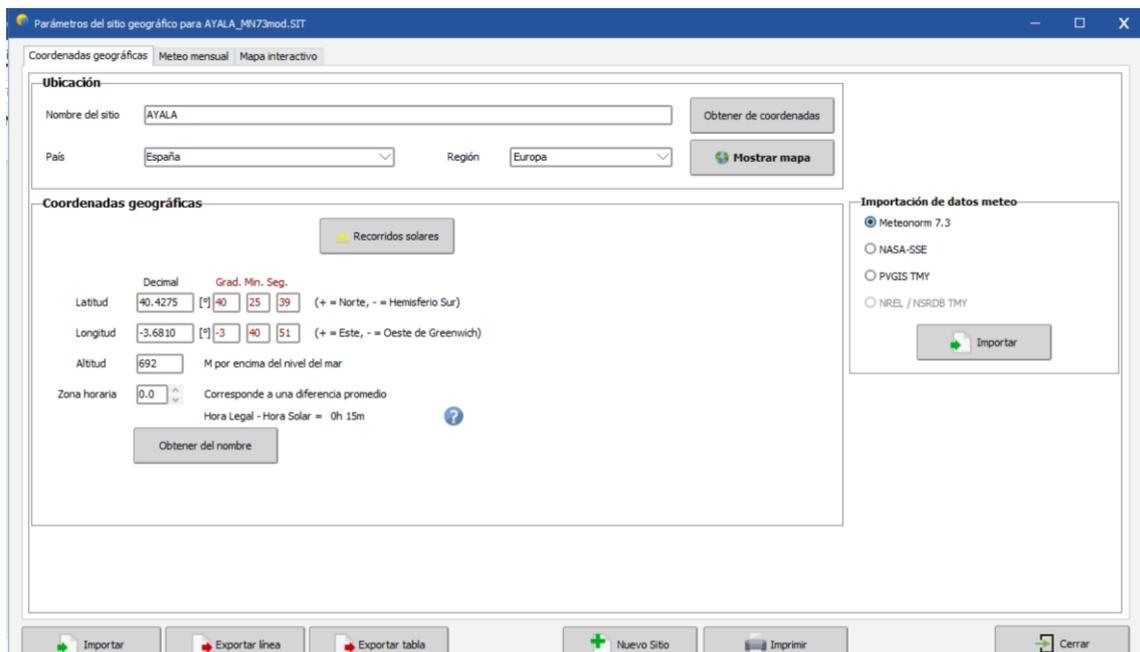


Figura 46. Pantalla de las coordenadas del emplazamiento.

Si se pincha en la pestaña de Meteo Mensual, situada arriba a la izquierda, se muestra la siguiente ventana donde se rellenan los valores de radiación y condiciones ambientales del emplazamiento obtenidos de la base de datos escogida, en este proyecto se utiliza la base de datos Meteonorm.

A partir de estos datos se genera un fichero .met para crear una serie de datos horarios mediante modelos que tiene el programa.

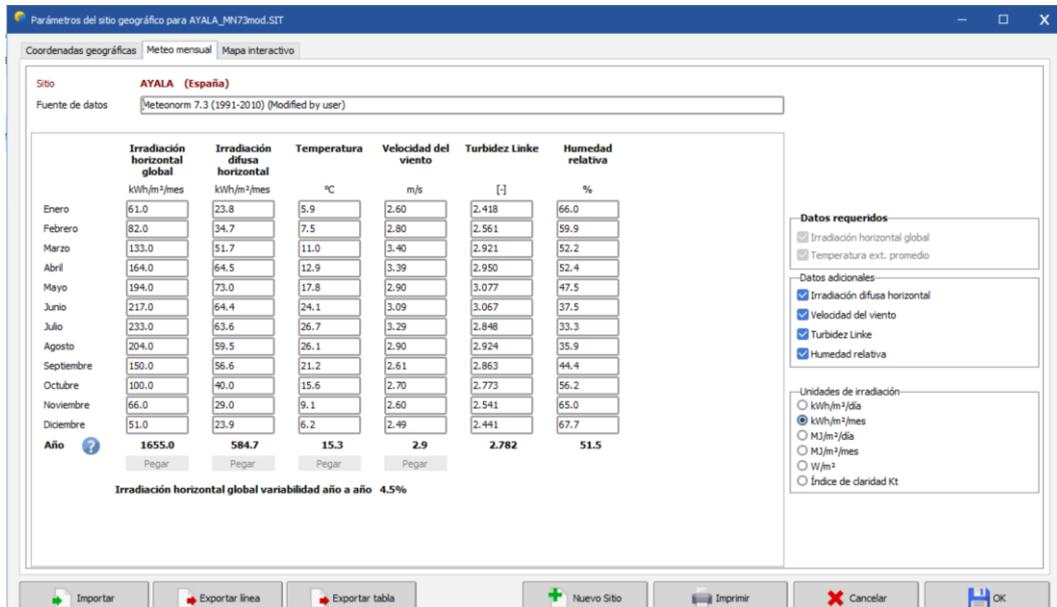


Figura 47. Contenidos de la pestaña de Meteo Mensual

Tras esto se guardan los datos y se vuelve a la pantalla principal del proyecto. En la pestaña de orientación es necesario indicar la inclinación y el azimut de los módulos.

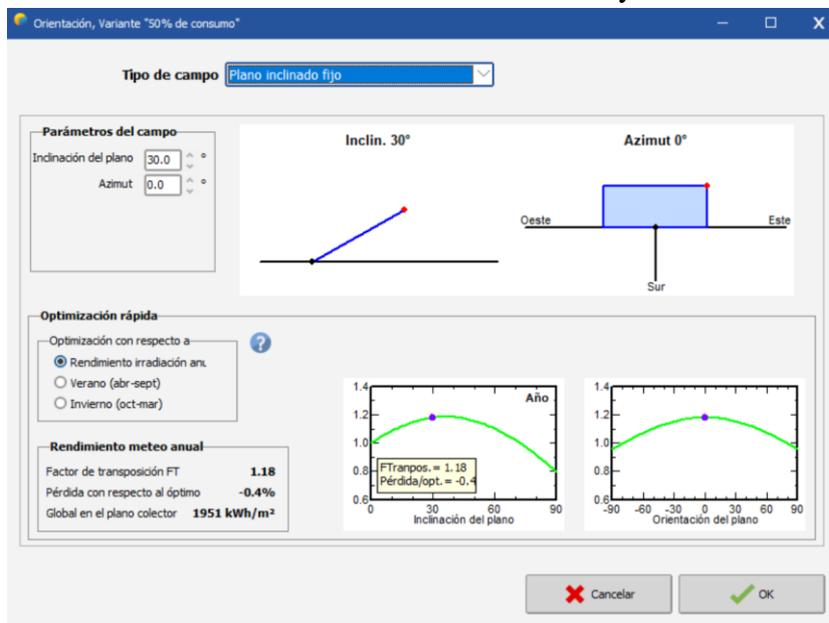
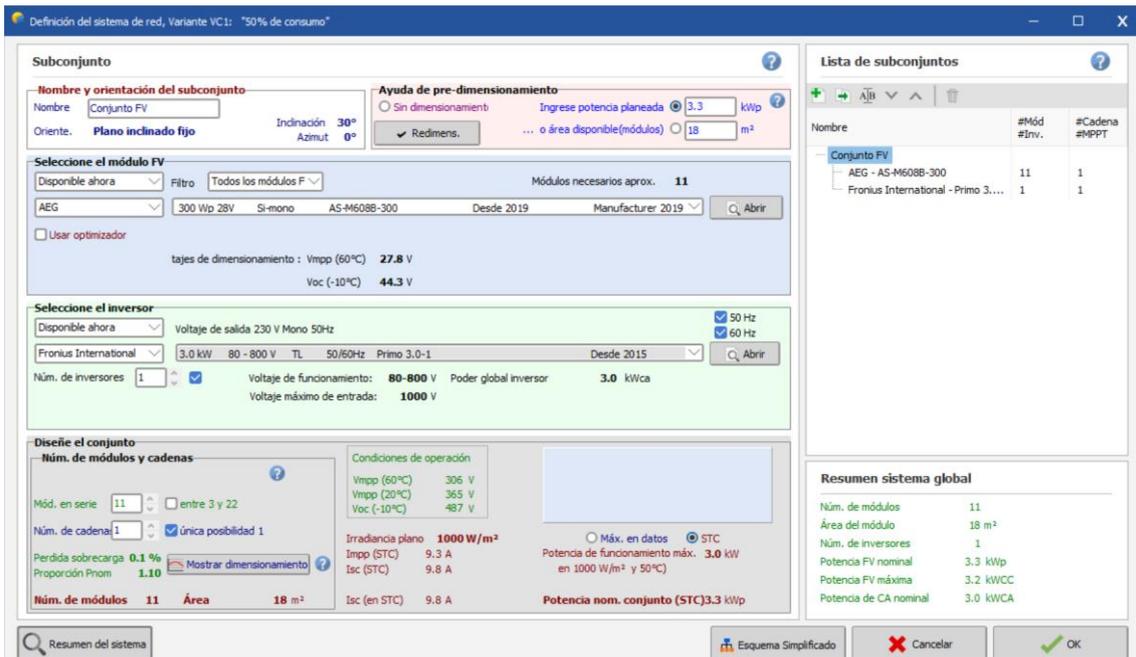


Figura 48. Pestaña de orientación

En la pestaña sistema se indica el fichero .pan que corresponde al módulo fotovoltaico y el fichero .ond que corresponde al inversor elegido. En diseño del conjunto se indica el número de módulos en serie y en paralelo.



Definición del sistema de red, Variante VC1: "50% de consumo"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto: **Conjunto FV**, Orientación: **Plano inclinado fijo**, Inclinación: **30°**, Azimut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento: Ingrese potencia planeada: **3.3 kWp**, o área disponible(módulos): **18 m²**

Seleccione el módulo FV: **300 Wp 28V Si-mono AS-M608B-300**, Módulos necesarios aprox.: **11**

Seleccione el inversor: **Fronius International 3.0 kW 80 - 800 V TL 50/60Hz Primo 3.0-1**

Diseñe el conjunto: **Núm. de módulos 11**, **Área 18 m²**

Resumen sistema global

Núm. de módulos	11
Área del módulo	18 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	3.3 kWp
Potencia FV máxima	3.2 kWCC
Potencia de CA nominal	3.0 kWCA

Figura 49. Pestaña sistema

En la pestaña de Pérdidas detalladas se indican las pérdidas explicadas en el apartado 10.2.5.1 Cálculo del Rendimiento de una instalación o Performance Ratio (PR).

En la pestaña de Autoconsumo se indican los consumos del usuario

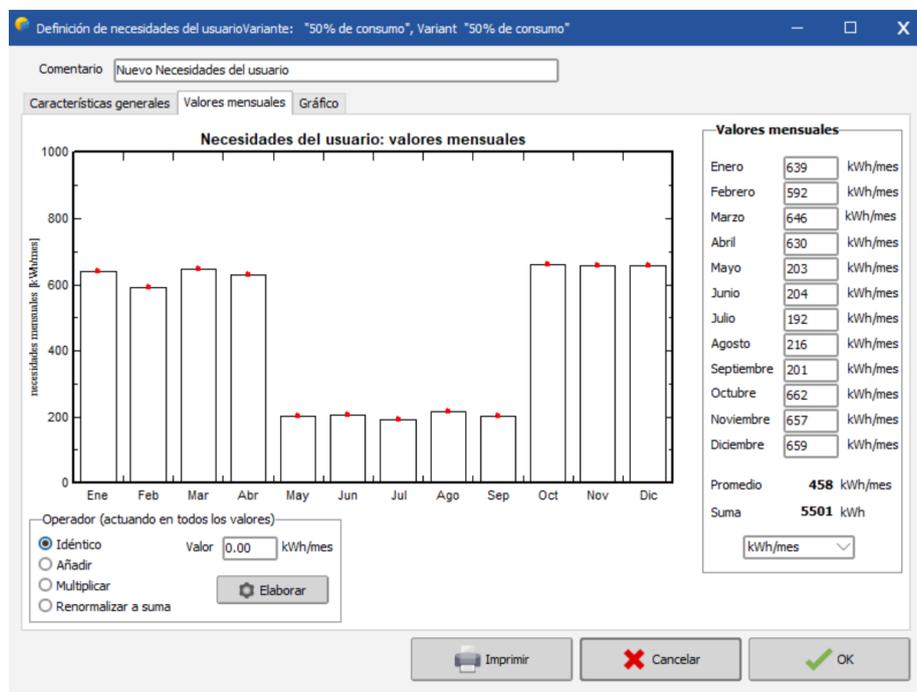


Figura 50. Pestaña de autoconsumo.

En la pestaña de Horizonte se importa el archivo .hor de la base de datos Meteororm

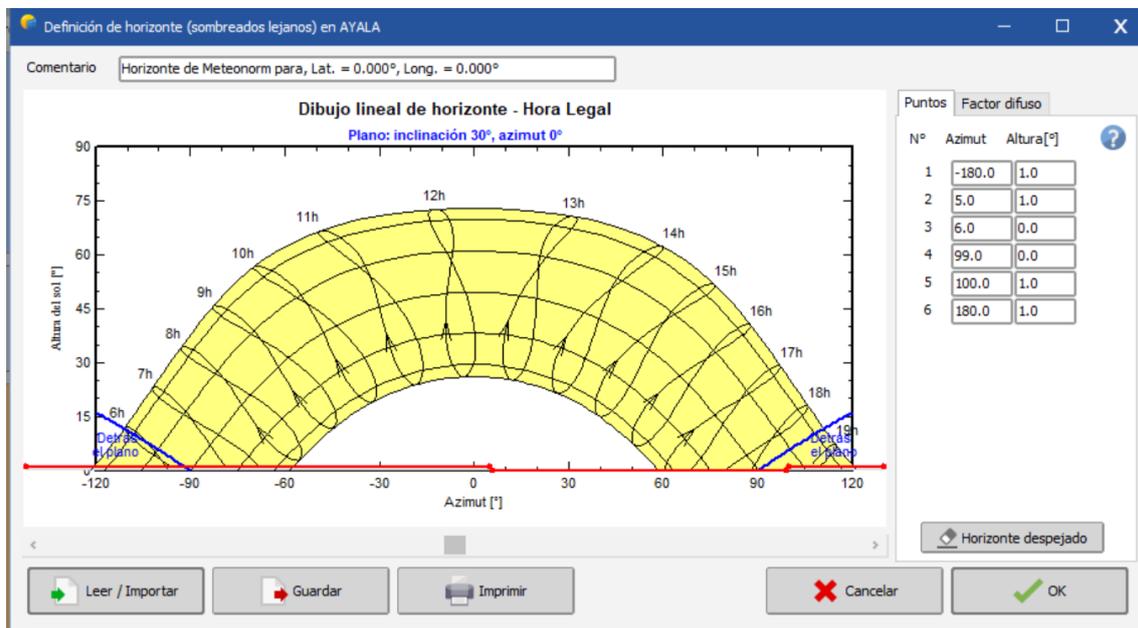


Figura 51. Pestaña Horizonte.

En la pestaña de sombreados cercanos se construye una perspectiva de la localización de los módulos, así como los obstáculos que puedan generar sombreado cercano.

Una vez completado este proceso se pincha en Ejecutar la simulación, una vez termine la simulación el programa genera un informe detallado del funcionamiento de la instalación.

ANEXO IV. FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.

AEG

MÓDULO SOLAR AS-M608B



290-310 Wp 60 CÉLULAS DE SILICIO MONOCRISTALINO

Los módulos solares de AEG son módulos eficaces mostrando alta fiabilidad para rendimientos confiables a largo plazo



MÓDULOS SOLARES DE ALTA EFICIENCIA

El módulo solar AS-M608 de AEG está diseñado para maximizar eficiencia, permitiendo ganar rendimientos adicionales y aumentar la potencia de su instalación



FULL BLACK, LOOK PREMIUM

La cuidadosa selección de componentes (células, parte posterior y marcos) asegura un aspecto de producto premium y aporta un mejor valor estético a la instalación

AMPLIAMENTE CERTIFICADO

Módulos solares de AEG y sus instalaciones de fabricación reúnen los estándares actuales de calidad y seguridad para poder garantizar una alta fiabilidad. Las instalaciones de fabricación están certificadas según ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001. Las certificaciones de los módulos solares entre otros reúnen los siguientes estándares:



TODAS LAS VENTAJAS EN RESUMEN

El módulo solar Premium con componentes de alta calidad
Alta eficiencia hasta 310 Wp
Certificado según IEC 61215, IEC 61730
12 años de garantía del producto
25 años de garantía lineal de potencia

Más información en
www.aeg-industrialsolar.de



DATOS CARACTERÍSTICOS ELÉCTRICOS DEBAJO DE STC¹

Potencia Nominal (Pmax)	[Wp]	290	295	300	305	310
Tolerancia de Potencia ²	[Wp]	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5
Voltaje en máxima potencia (Vmp)	[V]	32.4	32.5	32.7	32.8	33.0
Corriente en máxima potencia (Imp)	[A]	8.95	9.08	9.17	9.30	9.40
Voltaje en circuito abierto (Voc)	[V]	39.2	39.6	39.8	40.1	40.3
Corriente de corto circuito (Isc)	[A]	9.58	9.72	9.78	9.89	9.96
Eficiencia de Módulo (ηm)		17.86%	18.17%	18.48%	18.79%	19.09%
Máximo Voltaje de Sistema	[V]	1000	1000	1000	1000	1000
Fusibles en línea máxima capacidad	[A]	15	15	15	15	15

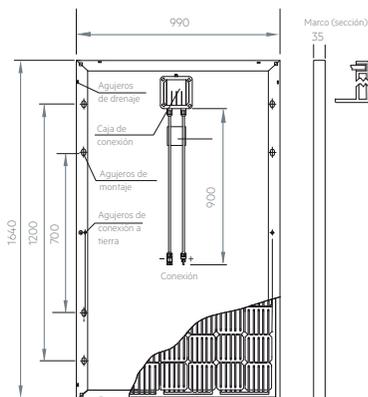
DATOS CARACTERÍSTICOS ELÉCTRICOS NOCT³

Producto: AS-M608B-xxx (xxx=290-310)		290	295	300	305	310
Máxima potencia (Pmax)	[W]	216.2	219.9	223.6	227.4	231.1
Voltaje en máxima potencia (Vmp)	[V]	29.4	29.5	29.8	30.0	30.2
Corriente en máxima potencia (Imp)	[A]	7.35	7.46	7.51	7.59	7.64
Voltaje en circuito abierto (Voc)	[V]	36.2	36.6	36.8	37.1	37.3
Corriente de corto circuito (Isc)	[A]	7.76	7.87	7.92	8.01	8.06

DATOS CARACTERÍSTICOS MECÁNICOS

Células Solares	60 (6 x 10) silicio monocristalino, células de 156 x 156 mm (6")
Vidrio Delantero	3.2 mm (0.13") vidrio altamente transparente templado (AR)
Dorso	Dorso color negro
Encapsulado	EVA (etileno vinil acetato)
Marco	Aluminio aleado acabado anodizado color negro
Caja de Conexión	IP68 con 3 diodos by-pass
Cables	Cable resistente a rayos UV, 900 mm (35.43"), sección 4.0 mm ²
Connexión	Compatible a MC4
Dimensiones	1640 mm x 990 mm x 35 mm (64.57" x 38.97" x 1.37")
Peso	19 kg (41.8 lbs)
Resistencia máxima	Viento: 2400 Pa / Nieve: 5400 Pa

DIBUJOS TÉCNICOS



Las dimensiones de módulos están expresados en mm con +2 mm (+0.079")

- 1- Condiciones estándares de prueba (STC): Irradiación 1000 W/m², masa de aire AM = 1.5, Temperatura de célula 25°C, precisión de medición ± 3%.
 - 2- Módulos fotovoltaicos de AEG están clasificados según principios de tolerancia positiva de potencia: solamente se entregan los módulos que alcanzan la denominada potencia nominal o más. La tolerancia de potencia de los módulos fotovoltaicos de AEG está entre -0 Wp y + 5 Wp.
 - 3- NOCT: Temperatura de funcionamiento del módulo con una irradiación de 800 W/m², velocidad del viento 1m/s, temperatura del aire de 20°C, precisión de medición ± 3%.
 - 4- Garantía lineal de potencia durante 25 años con un 97% de potencia máxima garantizada en las condiciones estándares de prueba durante el primer año, así como una reducción máxima de potencia de un 0.7% por año para el tiempo restante. El texto completo está disponible online en el siguiente enlace: www.aeg-industrialsolar.de
- © Solar Solutions GmbH. Especificaciones pueden ser modificadas sin aviso. Código: AS-M608B-C6N1-58B 290-310 version 201908V1E5-BR
AEG is a registered trademark used under license from AB Electrolux (publ).

COEFICIENTE DE TEMPERATURA

NOCT	45°C ± 2°C
Coefficiente de Temperatura Pmax (γ)	-0.40 %/°C
Coefficiente de Temperatura Voc (β)	-0.29 %/°C
Coefficiente de Temperatura Isc (α)	0.05 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40°C até + 85°C

EMPAQUE

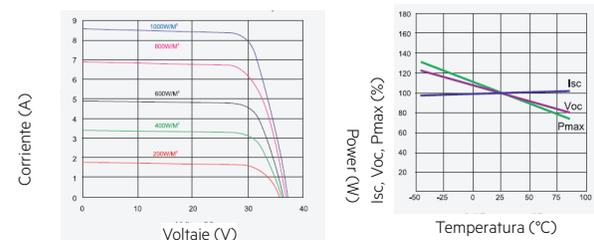
Módulo por paleta	30 piezas / paleta
Capacidad de carga	840 piezas / 40 ft HC

GARANTIA

Garantía do produto	12 anos
Garantía de potência	25 anos, garantía de potencia linear ⁴

CURVAS CARACTERÍSTICAS

Temperatura de prueba: 25 °C



FRONIUS PRIMO

/ El inversor comunicativo para la optimización de la gestión de energía



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMPP



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero

/ Dentro de la gama SnapINverter y con un rango de potencia entre 3,0 y 8,2 kW, el inversor monofásico Fronius Primo es el equipo perfecto para cubrir las necesidades de cualquier hogar. Gracias a su doble MPPT y su innovador diseño SuperFlex, es capaz de sacar el máximo rendimiento de las instalaciones en tejado. Con el sistema de montaje SnapInverter, la instalación y mantenimiento son más fáciles que nunca. El inversor Fronius Primo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.1} / I_{dc\ máx.2}$)			12 A / 12 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)			18 A / 18 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)			80 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)			710 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			2 + 2		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	4,5 kW _{pico}	5,3 kW _{pico}	5,5 kW _{pico}	6,0 kW _{pico}	6,9 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %				
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS GENERALES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21,5 kg				
Tipo de protección	IP 65				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +55 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	4.000 m				
Tecnología de conexión CC	Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105				

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máximo rendimiento	97,9 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimiento europeo (η _{EU})	96,1 %	96,8 %	96,8 %	97,0 %	97,0 %
η con 5 % P _{ac,r} ²⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η con 10 % P _{ac,r} ²⁾	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,6 / 93,9 / 92,2 %	88,9 / 94,4 / 92,9 %
η con 20 % P _{ac,r} ²⁾	90,3 / 95,5 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	92,2 / 96,7 / 95,6 %	93,0 / 97,0 / 95,9 %
η con 25 % P _{ac,r} ²⁾	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	93,2 / 97,2 / 96,1 %	93,9 / 97,2 / 96,6 %
η con 30 % P _{ac,r} ²⁾	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,5 / 97,3 / 96,9 %
η con 50 % P _{ac,r} ²⁾	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,2 / 97,8 / 97,4 %	95,6 / 97,9 / 97,6 %
η con 75 % P _{ac,r} ²⁾	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,8 / 97,9 / 97,8 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %
η con 100 % P _{ac,r} ²⁾	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,9 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 98,0 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ³⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ³⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

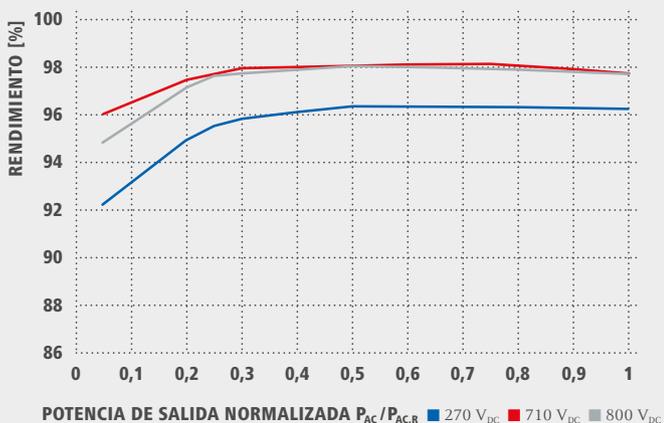
¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ Y con Umpp mín. / Udc,r / Umpp máx.

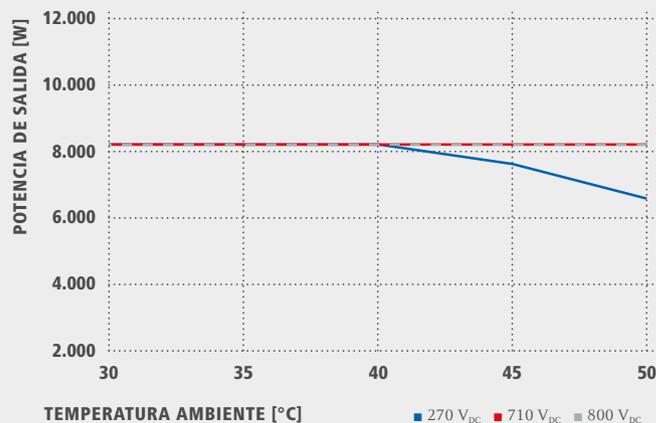
³⁾ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS PRIMO 8.2-1



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS PRIMO 8.2-1



DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 6.0-1, 8.2-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.1}/I_{dc\ máx.2}$)	12 A / 12 A		18 A / 18 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP_1/MPP_2)	18 A / 18 A		27 A / 27 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)		80 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio (U_{dc} arranque)		80 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)		710 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)		1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)		240 - 800 V	270 - 800 V
Número de seguidores MPP		2	
Número de entradas CC		2 + 2	
Máxima salida del generador FV ($P_{de\ máx.}$)	7,5 kW _{pico}	9,0 kW _{pico}	12,3 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	8.200 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal		< 5 %	
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0,85 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm	
Peso		21,5 kg	
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3	
Consumo nocturno		< 1 W	
Concepto de inversor		Sin transformador	
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada	
Instalación		Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente		-40 - +55 °C	
Humedad de aire admisible		0 - 100 %	
Máxima altitud		4.000 m	
Tecnología de conexión CC		Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal		Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

RENDIMIENTO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máximo rendimiento	98,0 %	98,0 %	98,1 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,1 %	97,3 %	97,5 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	84,6 / 86,5 / 86,0 %	85,5 / 89,6 / 88,5 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	89,6 / 94,8 / 93,1 %	90,5 / 95,5 / 94,6 %	92,2 / 96,0 / 94,8 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,4 / 97,2 / 96,2 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,9 / 97,4 / 97,2 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,1 / 97,3 / 96,8 %	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,5 / 97,7 / 97,6 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,1 / 97,6 / 97,3 %	95,8 / 97,9 / 97,7 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,8 / 97,9 / 97,7 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %	96,3 / 98,0 / 98,0 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,1 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 98,0 %	96,3 / 98,1 / 97,9 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,2 / 97,9 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,7 / 97,7 %
Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9 %	

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medición del aislamiento CC		Sí	
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia	
Seccionador CC		Sí	
Protección contra polaridad inversa		Sí	

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net		
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger y Servidor web	Incluido		
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

¹⁾ Y con U_{mpp} mín. / $U_{dc,r}$ / U_{mpp} máx.

²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Capacidad

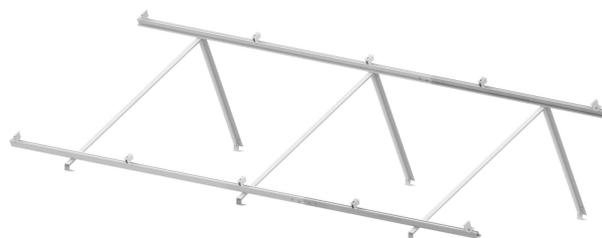
De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila en vertical

Inclinación del módulo

Estándar 10° - 15° - 20° - 25° - 30° - 35 °

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - CVA915
Para módulos de hasta 72 células - CVA915XL

Instalaciones recomendadas

Cubiertas de hormigón, suelo mediante contrapesos o zapatas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

General Information

Extended Product Type:	F202 A-40/0,03
Product ID:	2CSF202101R1400
EAN:	8012542782605
Catalog Description:	F202 A-40/0,03 Residual Current Dev.
Long Description:	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. A large offer for standard instantaneous and selective AC and A types is completed with some configurations for special applications.

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Residual Current Devices RCDs » Residual Current Devices RCDs

Ordering

EAN:	8012542782605
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85363030

Dimensions

Product Net Width:	0.035 m
Product Net Height:	0.085 m
Product Net Depth:	0.069 m
Product Net Weight:	0.200 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	0.041 m
Package Level 1 Height:	0.078 m
Package Level 1 Length:	0.096 m
Package Level 1 Gross Weight:	0.225 kg
Package Level 1 EAN:	8012542782605

Technical

Standards:	EN 61008 UL 1053
Operating Characteristic:	Instantaneous
Type of Residual Current:	A type
Rated Residual Current:	30 mA
Rated Current (I_n):	40 A
Number of Poles:	2
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 2.4 W
Rated Voltage (U_r):	230/400 V

Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2006-07-01
--------------	--

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	ITSCE116F200
RoHS Information:	2CSC423001K0201

Classifications

Object Classification Code:	Q
ETIM 4:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 5:	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)

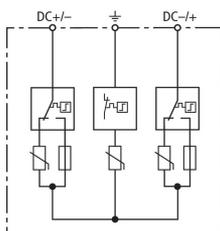


DG YPV SCI 1000 (950 530)

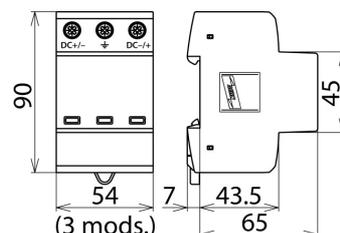
- Unidad completa precableada para utilización en sistemas fotovoltaicos
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado y resistente a fallos



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_{OPV})	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-) --> PE] (I_n)	12.5 kA
Corriente máx. de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> 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.

SH202-C25



Miniature Circuit Breaker - SH200 - 2P - C - 25 ampere



General Information

Extended Product Type	SH202-C25
Product ID	2CDS212001R0254
EAN	4016779631143
Catalog Description	Miniature Circuit Breaker - SH200 - 2P - C - 25 ampere
Long Description	Compact Home SH200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C), configurations (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 40 A). All MCBs of the product range SH200 comply with IEC/EN 60898-1, allowing the use for residential applications.

Ordering

Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85362010

Popular Downloads

Data Sheet, Technical Information	2CSC400030D0202
Instructions and Manuals	Printed on packaging

Dimensions

Product Net Width	35 mm
Product Net Depth / Length	69 mm
Product Net Height	85 mm
Product Net Weight	0.25 kg

Technical

Standards	IEC/EN 60898-1
Number of Poles	2
Tripping Characteristic	C
Rated Current (I_n)	25 A
Rated Operational Voltage	acc. to IEC 60898-1 400 V AC
Power Loss	6.4 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.2 W

Rated Insulation Voltage (U_i)	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Operational Voltage	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC Maximum 440 V AC Minimum 12 V AC
Rated Frequency (f)	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity (I_{cn})	(400 V AC) 6 kA
Energy Limiting Class	3
Overvoltage Category	III
Pollution Degree	2
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp})	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material	Insulation Group II, RAL 7035
Actuator Type	Toggle
Contact Position Indication	ON / OFF
Degree of Protection	IP20
Remarks	IP40 in enclosure with cover
Electrical Endurance	20000 AC cycle 20000 cycle
Terminal Type	Screw Terminals
Screw Terminal Type	Cage Terminal
Connecting Capacity	Conductor 25 / 25 mm ² Flexible with Ferrule 0.75 ... 16 mm ² Flexible 0.75 ... 16 mm ² Rigid 0.75 ... 25 mm ² Stranded 0.75 ... 25 mm ²
Tightening Torque	2 N·m
Recommended Screw Driver	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail	TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position	Any

Environmental

Ambient Air Temperature	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27	25g / 2 shocks / 13 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Environmental Conditions	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
RoHS Status	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE	9AKK107046A5460
Environmental Information	2CDK400030D0201
Instructions and Manuals	Printed on packaging
RoHS Information	2CDK400030D0201

Container Information

Package Level 1 Units	5 piece
Package Level 1 Width	92 mm
Package Level 1 Depth / Length	183 mm
Package Level 1 Height	80 mm
Package Level 1 Gross Weight	1.3 kg
Package Level 2 Units	60 piece
Package Level 2 EAN	4016779991087

Classifications

Object Classification Code	F
ETIM 4	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 6	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 7	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
eClass	7.0 27141901
UNSPSC	39121614

Categories

Low Voltage Products and Systems → Modular DIN Rail Products → Miniature Circuit Breakers MCBs

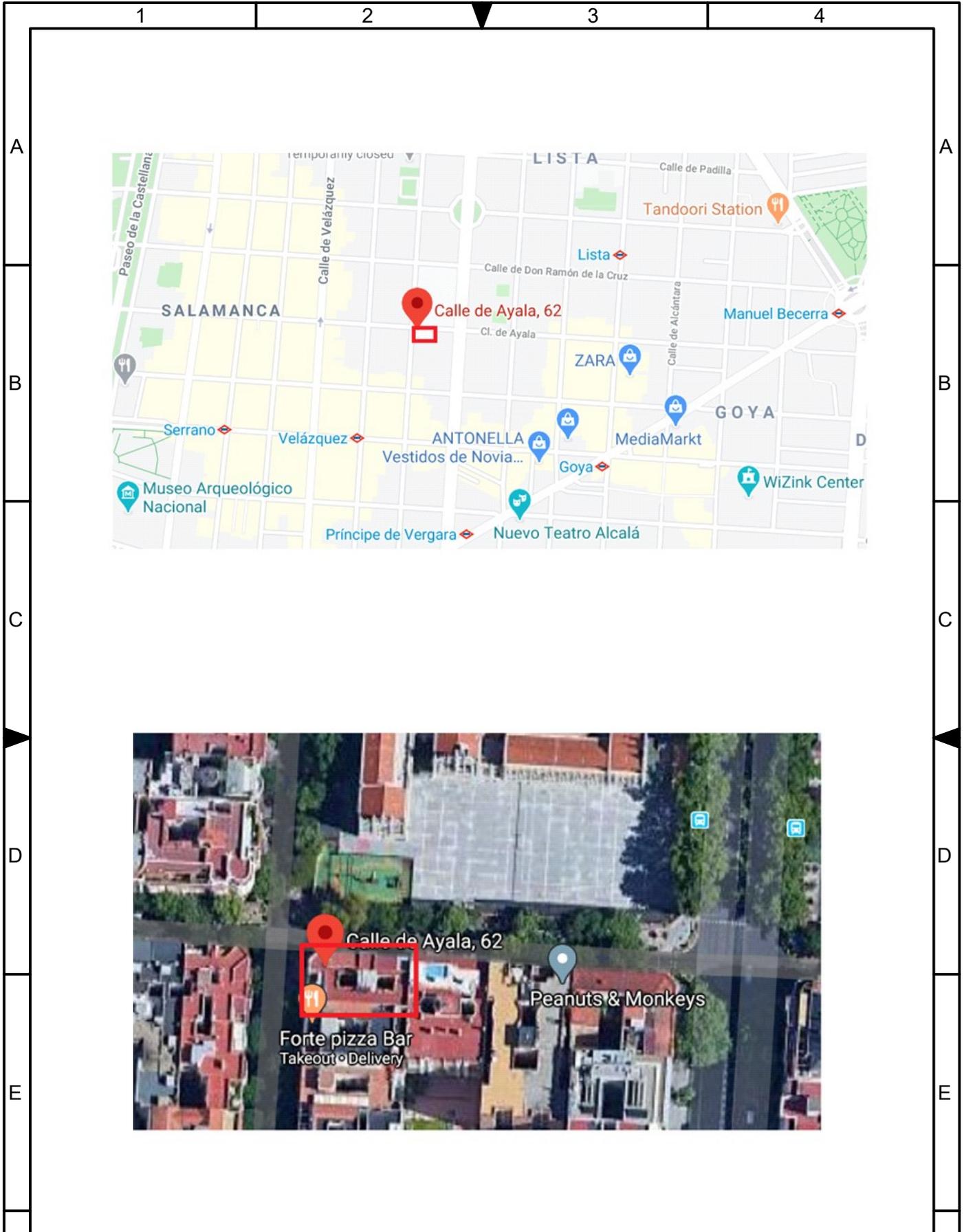


DOCUMENTO 3. PLANOS

Índice de planos

Plano nº 1. Localización	130
Plano nº 2. Diagrama de la disposición de los paneles FV en la cubierta	136
Plano nº 3. Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red	134
Plano nº 4. Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada.....	136

Plano nº 1. Localización

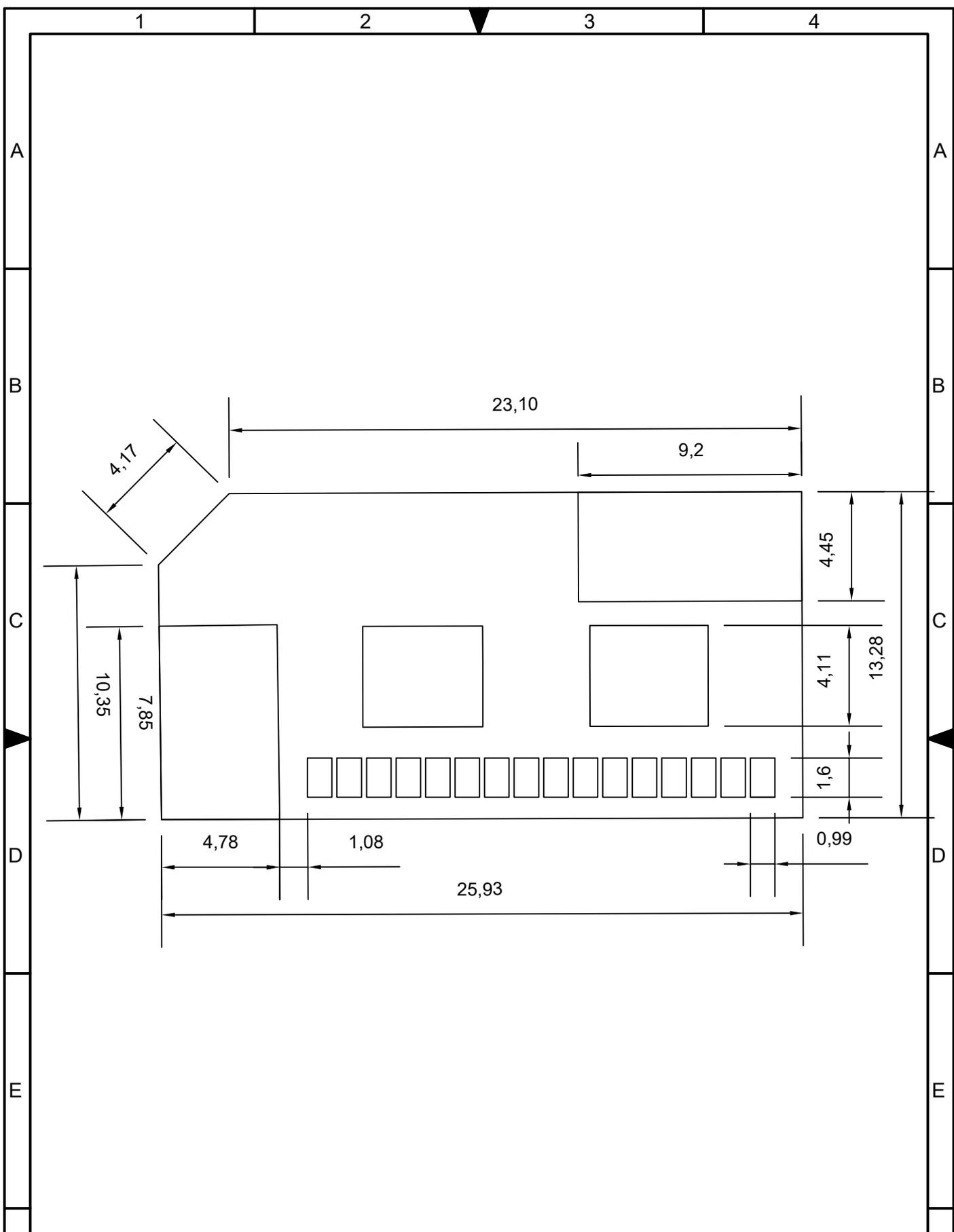


CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

MATERIAL	-		
TOLERANCIA	-		
	NOMBRE	FECHA	Localización del emplazamiento
DIBUJADO	Alejandra Tabasco Ruiz	23/07/2020	
COMPROBADO	.		
ESCALA:			Nº de plano
S.E.		I.C.A.I.	1

Plano nº 2. Diagrama de la disposición de los paneles FV en la cubierta

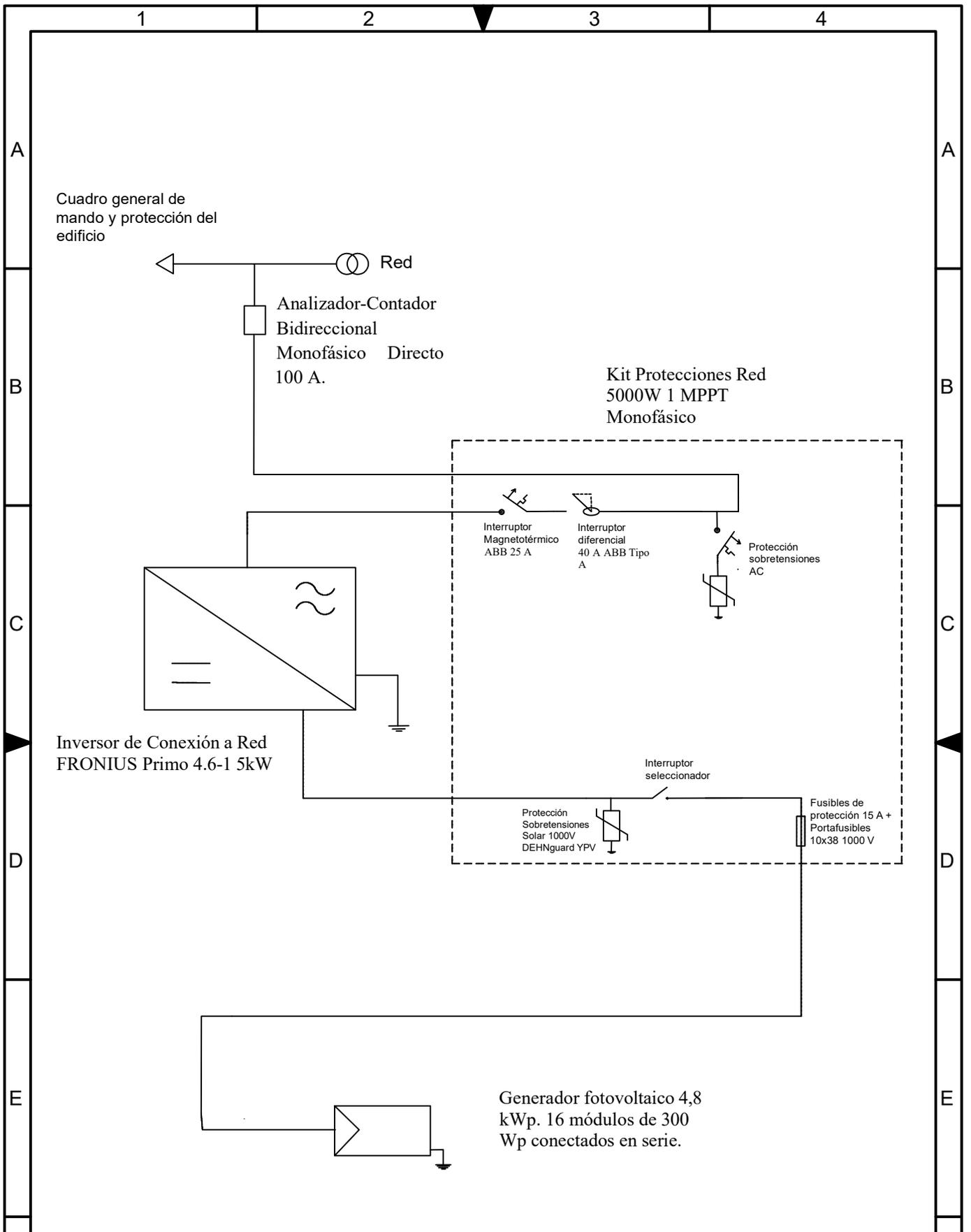


CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

MATERIAL	-		
TOLERANCIA	-		
	NOMBRE		Diagrama de la disposición de los paneles FV en la cubierta
DIBUJADO	Alejandra Tabasco Ruiz	21/07/2020	
COMPROBADO	.		
ESCALA:			Nº DE PLANO:
1:100			I.C.A.I. 2

Plano nº 3. Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red

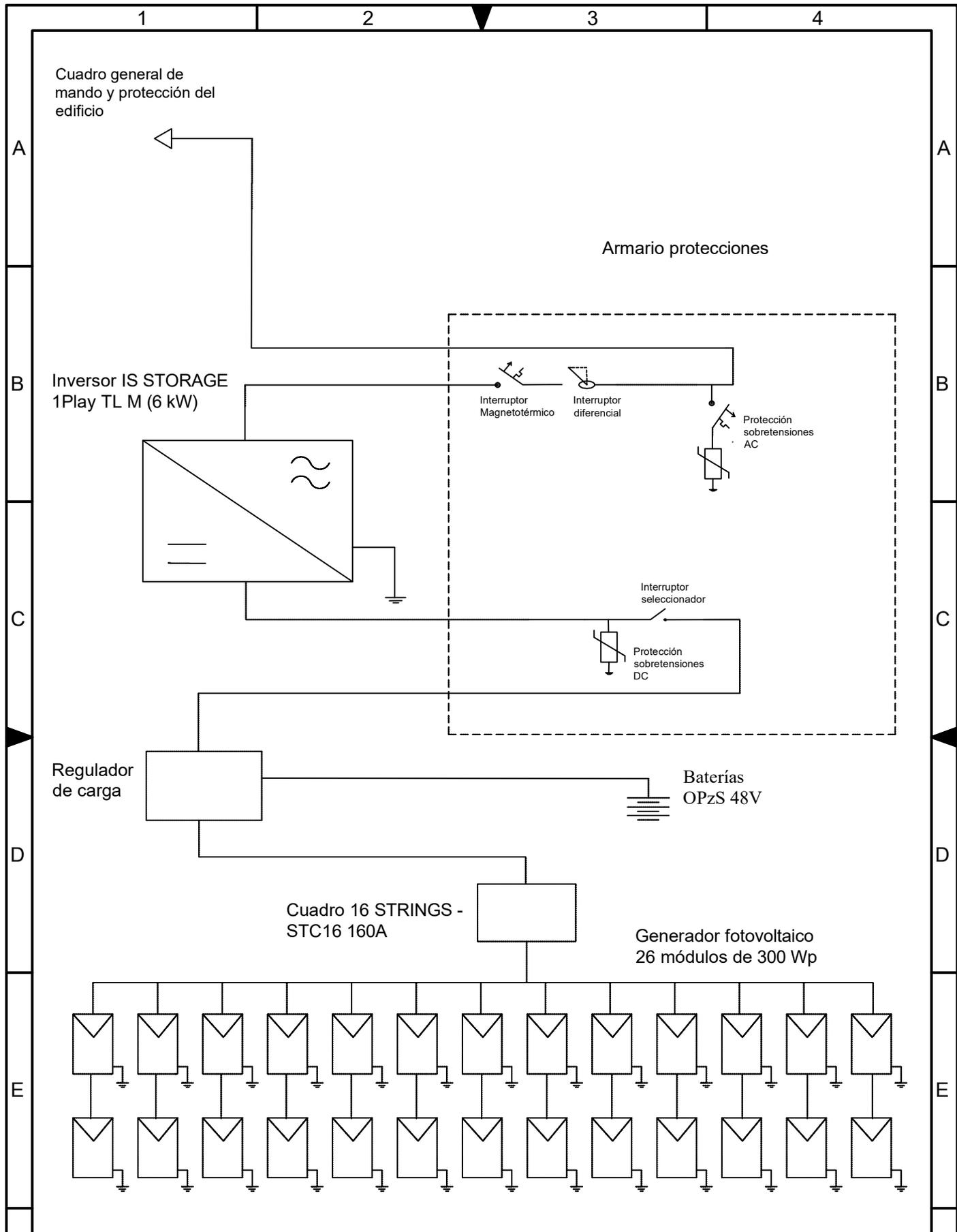


CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

MATERIAL	-		
TOLERANCIA	-		
	NOMBRE		
DIBUJADO	Alejandra Tabasco Ruiz	21/07/2020	Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red
COMPROBADO	.		
ESCALA:			Nº DE PLANO:
S.E.			I.C.A.I. 3

Plano nº 4. Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada



MATERIAL	-		
TOLERANCIA	-		
	NOMBRE		
DIBUJADO	Alejandra Tabasco Ruiz	21/07/2020	Esquema unifilar de instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada
COMPROBADO	.		
ESCALA:			Nº DE PLANO:
S.E.			I.C.A.I. 4