



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
(ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Especialidad Eléctrica

# **“Diseño de una instalación solar fotovoltaica residencial para Autoconsumo de electricidad en España”**

Autor: Luis Chacón García

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio 2022



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA  
AUTOCONSUMO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2021/22 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.: Luis Chacón García

Fecha: 28/ 06/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto

**EL DIRECTOR DEL PROYECTO**

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 28/ 06/ 2022



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi tutora Consuelo Alonso Alonso por el tiempo, esfuerzo y apoyo dedicado, gracias a los cuales he podido realizar este proyecto.

También agradezco a mi familia, en particular a mis padres y hermanos por el apoyo y confianza depositados en mí en todo momento.

Agradezco de igual manera a todos los profesores de ICAI y a la institución en sí, por la formación recibida y las facilidades aportadas para completar el proyecto.

Finalmente, agradezco a la empresa SICE Renovables S.L. la oportunidad de formarme como profesional en el ámbito de las energías renovables, y en concreto dentro del área de autoconsumo pudiendo adquirir conocimiento empleado para realizar el proyecto.

# DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Autor: Chacón García, Luis.

Directora: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es configurar un diseño conceptual o de ingeniería básica de una instalación fotovoltaica residencial, sobre una cubierta existente de una vivienda unifamiliar, en Pozuelo de Alarcón, para el autoconsumo de la demanda eléctrica.

El 5 de abril de 2019, se publicó el Real Decreto 244/2019, por el cual se regulan las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Basándose en este Real Decreto, este proyecto se acoge a una modalidad de autoconsumo denominada autoconsumo con compensación de excedentes. Esta modalidad consiste en autoconsumir la energía demandada durante las horas de producción, y en caso de que se genere una cantidad superior a la consumida, se podrá verter esa diferencia a la red como energía excedentaria. Dichos excedentes se compensan a un precio negociado mediante un contrato entre el consumidor y la compañía eléctrica.

Además, se analiza el consumo de la vivienda de dos formas distintas. El primer método consiste en realizar un listado de todos los dispositivos eléctricos de la vivienda, se estima el uso de cada uno de ellos (horas) y finalmente se obtiene la energía consumida por cada uno de ellos individualmente dependiendo de la potencia del aparato. Sumando cada una de las energías, se obtiene la energía anual consumida, siendo en este caso 11885,51 kWh. El segundo, se basa en el estudio de las facturas eléctricas mensuales proporcionadas por el consumidor, para elaborar el consumo anual que alcanza la cifra de 11740 kWh.

Posteriormente, se exponen los factores más influyentes en la producción eléctrica. Entre los más destacables se encuentran, la radiación solar, los elementos de la instalación empleados y la configuración de la cubierta sobre la que se implantan los módulos fotovoltaicos. Para determinar la radiación solar que incide sobre el emplazamiento, se utiliza el programa PVsyst, que, a través de tres bases de datos distintas, NASA, PVGIS y Meteonorm, la radiación solar global horizontal es de 1779 kWh/m<sup>2</sup> año. Más adelante, se describen los componentes de la instalación empleados, comenzando por el módulo fotovoltaico JA Solar con una potencia pico de 455 W, seguido por el inversor Huawei 5

KTL-L1 de 5kVA y la estructura coplanar de Alusín Solar. A partir de estos datos, debido a la limitación de superficie por parte de la cubierta, se establece el número máximo de módulos fotovoltaicos en 11, siendo la potencia pico de la instalación 5 kW.

Finalmente, se evalúa el impacto que conlleva la instalación y se elabora un estudio económico, basándose en los parámetros fundamentales que determinan la viabilidad del proyecto, el VAN, la TIR y el Payback.

Los resultados del proyecto son los siguientes:

Nº módulos	Potencia instalada (kWp)	Energía anual consumida (kWh)	Energía anual producida (kWh)	Energía solar anual consumida (kWh)	Energía solar anual excedentaria (kWh)	Inversión (€)	VAN (€)	TIR (%)
11	5	11740	7632	4301	3331	6546	8032,7	13

Además, la inversión inicial asciende a la cantidad de 6546 €, siendo el tiempo de recuperación de capital 7 años. Analizando estos valores, se concluye que la instalación es rentable por lo que debería llevarse a cabo, no solo por el Payback obtenido, sino que los beneficios futuros serán considerables.

Igualmente se realizará un estudio de las medidas de eficiencia energética a aplicar con el fin de concienciar a los habitantes de la vivienda de los ahorros a conseguir aplicando “gestos al alcance de cualquiera” que suman en el desarrollo sostenible del planeta.

## DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR SELF-CONSUMPTION IN SPAIN

Author: Chacón García, Luis.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

### ABSTRACT

The aim of the project is to configure a conceptual or basic engineering design of a residential photovoltaic installation, on the existing roof of a single-family home in Pozuelo de Alarcón, for the self-consumption of the electricity demand.

On 5 April 2019, Royal Decree 244/2019 was published, regulating the technical, administrative and economic conditions for the self-consumption of electricity. Based on this Royal Decree, this project is based on a type of self-consumption called self-consumption with surplus compensation. This modality consists of self-consumption of the energy demanded during production hours, and if more energy is generated than the one consumed, the difference can be fed into the grid as surplus energy. These surpluses are compensated at a price negotiated through a contract between the consumer and the electricity company.

In addition, the household's consumption is analysed in two different ways. The first method consists of making a list of all the electrical devices in the home, estimating the use of each of them (hours) and finally obtaining the energy consumed by each of them individually depending on the power of the device. Adding each of the energies, the annual energy consumed is obtained, which in this case is 11885.51 kWh. The second is based on the study of the monthly electricity bills provided by the consumer, to produce the annual consumption, which reaches the figure of 11,740 kWh.

Subsequently, the most influential factors in electricity production are presented. Among the most important factors are solar radiation, the elements of the installation used and the configuration of the roof on which the photovoltaic modules are installed. To determine the solar radiation that falls on the site, the PVsyst program is used, which, through three different databases, NASA, PVGIS and Meteonorm, the global horizontal solar radiation is 1779 kWh/m<sup>2</sup> per year. The installation components used are described below, starting with the JA Solar PV module with a peak power of 455 W, followed by



the Huawei 5 KTL-L1 inverter and the Alusín Solar coplanar structure. Based on this data, due to the limited surface area of the roof, the maximum number of photovoltaic modules is set at 11, with the peak power of the installation being 5 kW.

Finally, the impact of the installation is evaluated and an economic study is carried out, based on the fundamental parameters that determine the viability of the project, the NPV, the IRR and the Payback.

The results of the project are:

Nº of modules	Installed power (kWp)	Annual energy consumed (kWh)	Annual solar energy produced (kWh)	Annual solar energy consumed (kWh)	Annual surplus solar energy (kWh)	Investment (€)	NPV (€)	TIR (%)
11	5	11740	7632	4301	3331	6546	8032	13

Furthermore, the initial investment amounts to 6546 €, with a payback time of 7 years. Analysing these values, it is concluded that the installation is profitable and should therefore be carried out, not only because of the payback obtained, but also because the future benefits will be considerable.

A study of the energy efficiency measures to be applied is also carried out in order to make the inhabitants of the home aware of the savings to be achieved by applying "gestures within the reach of everyone" that add up to the sustainable development of the planet.



## Índice

1.	Introducción.....	16
2.	Autoconsumo en España.....	18
3.	Normativa aplicable. Marco Regulatorio.....	22
4.	Radiación solar .....	25
5.	Elementos de la instalación solar fotovoltaica .....	27
5.1.	Módulo Fotovoltaico .....	27
5.2.	Inversor de corriente.....	29
5.3.	Estructura .....	32
5.4.	Batería .....	36
6.	Tarifas Eléctricas.....	37
7.	Descripción del emplazamiento.....	39
7.1.	Localización .....	39
7.2.	Análisis de la superficie de la cubierta .....	40
8.	Dimensionamiento de la instalación .....	42
8.1.	Recurso solar .....	42
8.2.	Análisis de los consumos .....	47
8.3.	Componentes de la instalación.....	52
8.4.	Cálculos justificativos del sistema fotovoltaico - CTE .....	57
8.5.	Cableado de baja tensión.....	58
8.6.	Cálculo de la inclinación y número de paneles óptimos.....	60
8.6.1	Método analítico .....	61
8.6.2	Método computacional - PVsyst.....	65
9.	Impacto de la instalación .....	69
10.	Subvenciones y eficiencia energética .....	73
11.	Presupuesto .....	75
12.	Estudio económico.....	76
12.1.	Análisis de sensibilidad .....	82
12.2.	Subvención.....	85
13.	Plazo de ejecución.....	88
14.	Solución de autoconsumo adoptada y conclusiones .....	89

## Índice de Ilustraciones

<b>Ilustración 1: Irradiancia Solar Global. Fuente: Vaisala .....</b>	<b>19</b>
<b>Ilustración 2: Radiación media diaria en España. Fuente: IDAE .....</b>	<b>20</b>
<b>Ilustración 3: Evolución de la potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España, 2020</b>	<b>20</b>
<b>Ilustración 4: Potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España, 2020 .....</b>	<b>21</b>
<b>Ilustración 5: Efecto fotovoltaico. Fuente: Es Renovable, 2014.....</b>	<b>28</b>
<b>Ilustración 6: Tipos de módulos fotovoltaicos. Fuente: Tritec Intervento, 2017 .....</b>	<b>29</b>
<b>Ilustración 7: Inversores de string o cadena. Fuente: Ecofener, 2021.....</b>	<b>31</b>
<b>Ilustración 8: Micro-inversor TeknoSolar 600W. Fuente: TeknoSolar .....</b>	<b>31</b>
<b>Ilustración 9: Estructura fija sobre suelo con zapata. Fuente: SICE Renovables S.L.....</b>	<b>32</b>
<b>Ilustración 10: Estructura fija sobre suelo hincado. Fuente: Industrias Duero, 2016.....</b>	<b>33</b>
<b>Ilustración 11: Estructura fija inclinada sobre cubierta. Fuente: Suports.....</b>	<b>33</b>
<b>Ilustración 12: Estructura fija coplanar sobre cubierta. Fuente: Alusin Solar.....</b>	<b>34</b>
<b>Ilustración 13: Estructura móvil sobre un eje. Fuente: PV Magazine, 2019. ....</b>	<b>35</b>
<b>Ilustración 14: Estructura móvil sobre dos ejes. Fuente: Magtel. ....</b>	<b>35</b>
<b>Ilustración 15: Componentes de la factura eléctrica. Fuente: La Iberia, 2021.....</b>	<b>37</b>
<b>Ilustración 16: Periodificación Energía 2.0 TD. Fuente: Aboutwhite, 2020. ....</b>	<b>38</b>
<b>Ilustración 17: Periodificación potencia contratada 2.0 TD. Fuente: EnergiGreen. ....</b>	<b>38</b>
<b>Ilustración 18: Localización. Fuente: Google Maps.....</b>	<b>39</b>
<b>Ilustración 19: Localización. Fuente: Google Maps.....</b>	<b>39</b>
<b>Ilustración 20: Ortofoto. Fuente: Google Maps .....</b>	<b>39</b>
<b>Ilustración 21: Superficies construidas. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.....</b>	<b>40</b>
<b>Ilustración 22: Cubiertas vivienda. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>40</b>
<b>Ilustración 23: Temperatura media del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>44</b>
<b>Ilustración 24: Irradiación Global Horizontal. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>46</b>
<b>Ilustración 25: Consumo mensual de la vivienda. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>48</b>
<b>Ilustración 26: Consumo horario mensual de la vivienda. Fuente: Elaboración propia ....</b>	<b>50</b>
<b>Ilustración 27: Consumo por períodos. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>51</b>
<b>Ilustración 28: Módulo fotovoltaico JA Solar.....</b>	<b>52</b>
<b>Ilustración 29: Garantía módulo fotovoltaico JA Solar.....</b>	<b>53</b>
<b>Ilustración 30: Inversor fotovoltaico Huawei .....</b>	<b>54</b>
<b>Ilustración 31: Ángulos solares. Fuente: Sector Electricidad, 2022 .....</b>	<b>60</b>
<b>Ilustración 32: Diagrama de Sankey Instalación fotovoltaica 5kW. Fuente: PVsyst.....</b>	<b>66</b>
<b>Ilustración 33: Energía instalación fotovoltaica 5kW. Fuente: PVsyst .....</b>	<b>66</b>
<b>Ilustración 34: Dimensionado fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>68</b>
<b>Ilustración 35: Generación mensual. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>69</b>

<b>Ilustración 36: Generación horaria mensual. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>71</b>
<b>Ilustración 37: Impacto anual de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia</b>	<b>72</b>
<b>Ilustración 38: Etiquetas eficiencia energética .....</b>	<b>74</b>
<b>Ilustración 39: IPC anual de los últimos 10 años. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>79</b>
<b>Ilustración 40: Estudio económico de la instalación. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>80</b>
<b>Ilustración 41: Flujo de caja de la instalación. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>82</b>
<b>Ilustración 42: Energía instalación 2.7 kW. Fuente: PVsyst .....</b>	<b>86</b>
<b>Ilustración 43: Diagrama de Sankey instalación 2.7 kW. Fuente: PVsyst .....</b>	<b>86</b>

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1: Temperatura media base de datos NASA. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>42</b>
<b>Tabla 2: Temperatura media base de datos PVGIS. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 3: Temperatura media base de datos Meteonorm. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 4: Irradiación Global Horizontal NASA. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 5: Irradiación Global Horizontal PVGIS. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 6: Irradiación Global Horizontal Meteonorm. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 7: Datos climatológicos emplazamiento PVGIS. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabla 8: Consumo mensual facilitado por comercializadora. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>47</b>
<b>Tabla 9: Consumo de la vivienda por aparato eléctrico. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 10: Valores característicos de las sobrecargas de uso. ....</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 11: Sobrecarga cubierta de la vivienda. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 12: Irradiación Global Horizontal PVGIS. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>61</b>
<b>Tabla 13: Irradiación Global dependiendo de inclinación de la cubierta. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>61</b>
<b>Tabla 14: Configuración módulos de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>63</b>
<b>Tabla 15: Comparativa entre distintas potencias instaladas. Fuente: Elaboración propia</b>	<b>67</b>
<b>Tabla 16: Presupuesto de la instalación. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>75</b>
<b>Tabla 17: Datos técnicos de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 18: Coste de la inversión. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>77</b>
<b>Tabla 19: Energía autoconsumida y energía excedentaria. Fuente: Elaboración propia...</b>	<b>78</b>
<b>Tabla 20: Precios por periodo de facturación. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 21: Parámetros rentabilidad instalación 5kW. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 22: Parámetros rentabilidad con precio elevado. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 23: Parámetros rentabilidad con precio barato. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 24: Comparación rentabilidad dependiendo del precio de electricidad. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 25: Parámetros rentabilidad sin excedentes. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 26: Parámetros rentabilidad 1% IPC. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 27: Parámetros rentabilidad 4% IPC. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 28: Comparativa parámetros rentabilidad según IPC. Fuente: Elaboración propia</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 29: Parámetros rentabilidad para el caso más favorable. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 30: Parámetros rentabilidad para el caso más desfavorable. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>85</b>

<b>Tabla 31: Energía producida, autoconsumida y excedentaria para 2.7kW. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 32: Parámetros rentabilidad instalación de 2.7 kW. Fuente: Elaboración propia...</b>	<b>87</b>
<b>Tabla 33: Características técnicas y económicas instalación 5 kW. Fuente: Elaboración propia .....</b>	<b>90</b>
<b>Tabla 34: Factura eléctrica con y sin fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....</b>	<b>90</b>

## 1. Introducción

---

Uno de los mayores problemas, tanto sociales como ambientales y económicos, a los que se enfrenta la sociedad hoy en día es el cambio climático, y son numerosas las innovaciones que se están llevando a cabo para solucionarlo. Una de ellas es la implantación de las energías renovables como fuentes limpias, inagotables y competitivas de generación. Es una alternativa al uso de combustibles fósiles, que producen gases de efecto invernadero contribuyendo al calentamiento global, lo cual produce fenómenos naturales extremos con consecuencias catastróficas. Además, hay que resaltar que la generación de energía a partir de las renovables es cada vez más barata con respecto a los métodos tradicionales que siguen aumentando su precio debido a la escasez y difícil obtención de combustibles fósiles. [1]

Por todos estos aspectos, es fundamental apostar por un sistema energético fiable, asequible y renovable.

En este sentido, con el aprovechamiento de superficies útiles (como es el caso de las cubiertas de las naves industriales), se consigue la instalación de energía fotovoltaica para la generación de energía eléctrica dentro de la red interior de un consumidor para su propio consumo, es decir, autoconsumo.

Las principales ventajas que hacen atractivas este tipo de instalaciones son:

- Reducción en la factura eléctrica
- Abaratamiento de los componentes de las instalaciones
- Contribución a la reducción de emisiones de efecto invernadero a la atmósfera
- Uso de energías limpias para la generación eléctrica
- Alternativa viable para los segmentos de consumidores, ya sea industrial o residencial.

Para hacer frente a la degradación medioambiental ante la que nos encontramos, nace la necesidad de realizar este proyecto. Dicho proyecto consiste en el estudio de un sistema de generación para el autoconsumo mediante energía solar fotovoltaica, ubicado en un chalet residencial en Pozuelo de Alarcón, en la provincia de Madrid, en el que se analiza su viabilidad técnica y económica. En particular, se realizará un análisis de la producción de electricidad mediante paneles solares necesaria para cubrir el consumo estimado en dicha propiedad en dos supuestos: chalet aislado de la red y chalet conectado a la red.



Asimismo, se definirá el proyecto más rentable comparando tres formas distintas de hacer frente al consumo previsto:

- Examinando los costes de generación de electricidad con energía solar y acumulación por baterías.
- Generación a partir de energía solar y apoyo de la red.
- Asumiendo el coste de cubrir ese mismo consumo sin la utilización de un sistema fotovoltaico, es decir con la única aportación de la red eléctrica.

Lo que se pretende es mejorar el ratio de energía consumida proveniente de fuentes renovables, que según los datos aportados en el artículo *“Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros”* [14], se observa como dicho sector representa el 43.6% del mix energético de generación del país. De esta forma, a través de la instalación de paneles fotovoltaicos, se consigue aumentar el porcentaje de energía consumida a partir de energías renovables, mientras que, si se encuentra conectada a la red, mantendrá la proporción actual del mix energético.

Por lo tanto, se combina este objetivo con el mencionado anteriormente referente a la viabilidad económica, lo que implica conseguir la proporción necesaria de autoconsumo y consumo de la red necesaria para disminuir gastos y mejorar la sostenibilidad.

## 2. Autoconsumo en España

---

A pesar de que actualmente España presenta uno de los mercados fotovoltaicos más activos de Europa, debido al gran número de horas de sol al día, sigue siendo un sector con amplia capacidad evolutiva. Uno de los factores más importantes para propiciar la evolución del autoconsumo en España, es contar con un marco legal y fiscal que incentive la inversión en el sector de las energías renovables. Estas regulaciones y condiciones están en línea con el objetivo de neutralidad climática de la UE para 2050 y el Plan Nacional Integral de Energía y Clima. Entre estas medidas se encuentra la aprobación del plan de descarbonización para 2050, que según el artículo “*El Gobierno aprueba el plan para descarbonizar España y lograr la neutralidad climática en 2050*” [13] persigue disminuir en un 90% las emisiones de efecto invernadero en 2050 respecto a las emitidas en 1990. Esto demuestra el interés del gobierno por impulsar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica para la consecución de estos objetivos.

Además, el creciente interés por ahorrar energía a través del autoconsumo de electricidad está impulsando un auge en dicho sector y cada vez son más las empresas interesadas y comunidades que deciden instalar sistemas fotovoltaicos en edificios, suelos o tejados. Es cierto que el uso de este tipo de tecnologías requiere una alta primera inversión, pero el período de recuperación es relativamente corto, ya que permitirá a los consumidores obtener energía a costes reducidos, minimizando el consumo directo de la red.

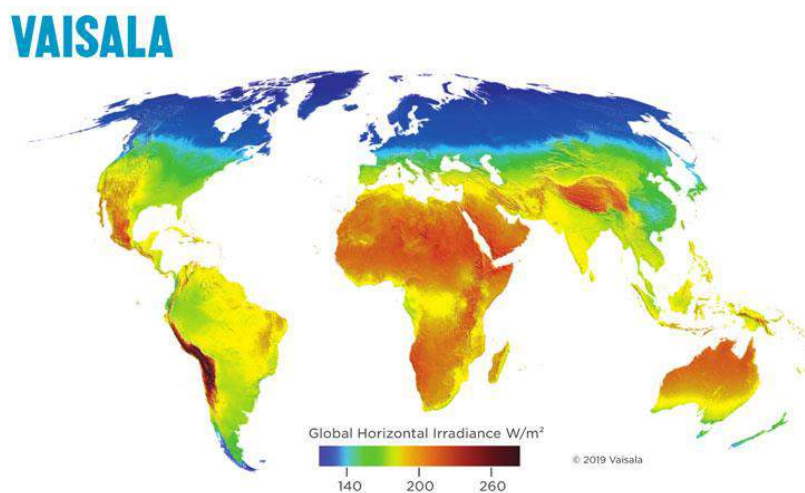
El comienzo del autoconsumo de manera rentable en España se puede considerar a partir de 2019 con la publicación del Real Decreto 244/2019, en el que se regula la manera de generar y amortizar la instalación, sobre todo a pequeña escala como puede ser a nivel del ciudadano o pequeñas y medianas empresas. Los motivos por los que se ha convertido en una forma de consumo tan atractiva a través de la aprobación de dicha legislación son:

- (I) Simplificar los trámites administrativos, es decir, disminuir los requisitos tanto burocráticos como técnicos para instalaciones menores a 100kW.
- (II) Facilitar la obtención de los permisos necesarios para realizar la instalación, ya que se prescinde de permisos de acceso y conexión para potencias iguales o inferiores a 15kW.
- (III) Introducción del autoconsumo compartido, término que hace referencia a la posibilidad de asociar varios consumidores en una o varias instalaciones de generación.
- (IV) Mecanismo de compensación de excedentes, que ofrece la posibilidad de fijar un precio de compensación reflejado en la factura para los excesos de producción vertidos a la red.

(V) El permiso de autoconsumo próximo a una instalación, sin necesidad de que se encuentre en la vivienda siempre que no se superen los 500 metros de distancia. A esto, se le une la derogación en 2018 del impuesto denominado Impuesto al Sol implantado en 2015.

A partir del año 2020, 2021 y el presente 2022, el mercado fotovoltaico ha sufrido un aumento de precios considerable. El precio medio de los módulos fotovoltaicos ha pasado de 0.20 \$/W en el año 2020, 0.26-0.28 \$/W en 2021, hasta 0.33 \$/W. Este incremento se ha debido principalmente a la pandemia mundial, que ha provocado un aumento de los precios de las materias primas de los paneles solares, unido a una disminución de los contenedores de transporte. Esta subida de precios tendrá consecuencias en muchos proyectos que han sido programados para el próximo año, ya que el coste de los módulos fotovoltaicos supone en torno al 30 % del coste total de las instalaciones. [10]

Como se ha mencionado anteriormente, España presenta un alto número de horas de sol al día, lo que influye positivamente al nivel de irradiancia, que determina la capacidad de generación fotovoltaica. En la siguiente imagen se muestra un mapamundi donde se refleja la distribución de la irradiancia solar en el planeta.



*Ilustración 1: Irradiancia Solar Global. Fuente: Vaisala*

A continuación, se muestra la radiación media diaria en España, donde en la mayoría de las zonas presentan valores medios en torno a los 4.2 - 5 kWh/m<sup>2</sup>, pudiendo alcanzar un valor anual de 1825 kWh/m<sup>2</sup>. Estas condiciones son óptimas para la utilización de instalaciones fotovoltaicas para la generación eléctrica. [13]

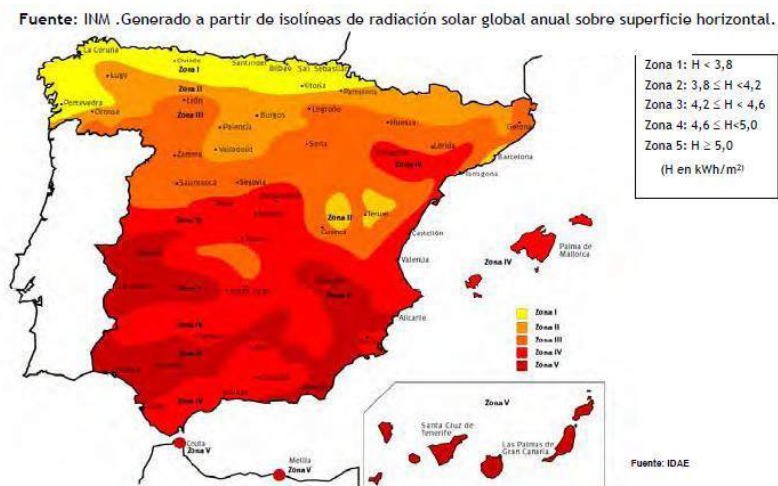


Ilustración 2: Radiación media diaria en España. Fuente: IDAE

Por estas razones, se ha producido un aumento en la potencia instalada en los últimos años, como refleja la siguiente imagen, donde se observa un incremento del 300%.

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2017 al 2021

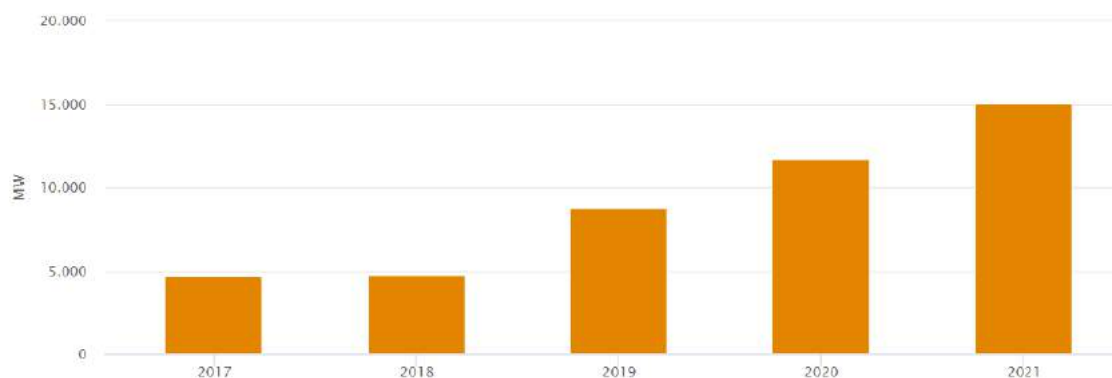


Ilustración 3: Evolución de la potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España, 2020

En concreto, son 15255 MW los instalados actualmente, lo que supone más del 13% del total de la potencia instalada en nuestro sector eléctrico. [3]

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

03/2022

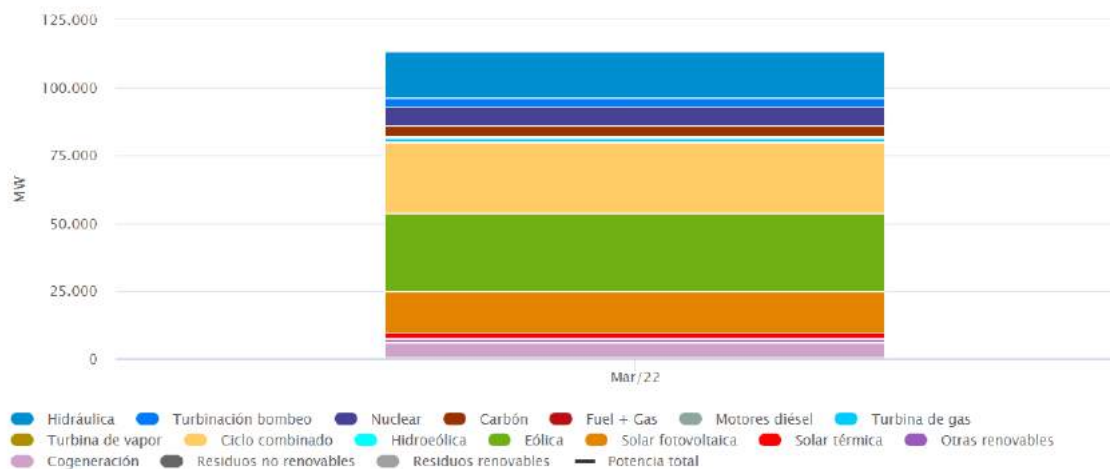


Ilustración 4: Potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España, 2020

### 3. Normativa aplicable. Marco Regulatorio

---

En el sector eléctrico de las energías renovables se requiere una cierta estabilidad regulatoria para poder prever la operación de sus proyectos, donde la mayor inversión se realiza al inicio del proyecto lo que supone unos costes variables menores. Para implementar el proyecto, es necesario considerar la legislación relacionada con el sistema de autoconsumo eléctrico de energías renovables, especialmente para energía fotovoltaica.

El concepto de autoconsumo hace referencia a la generación de energía eléctrica destinada al propio consumo tanto en el ámbito residencial como comercial o industrial. Según la Ley 24/2013 del sector eléctrico en su artículo 9.1, de 26 de diciembre, se define el autoconsumo como “*el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas*”. Esta ley reúne las principales normas para la regulación del sistema, siendo de obligado cumplimiento salvo para las instalaciones aisladas de la red y entre ellas se encuentran:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, mediante la cual se derogan muchos aspectos establecidos por el Real Decreto-Ley 900/2015.
- Actualmente, el autoconsumo en España está legislado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, mediante el cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Cabe recordar que este Real Decreto hace referencia al autoconsumo de cualquier tipo de tecnología de origen renovable.

Así, las instalaciones de autoconsumo se dividen en los siguientes grupos: (IDAE, 2020)

1. Autoconsumo sin excedentes: aquellas instalaciones de autoconsumo que, estando conectadas a la red de distribución o transporte, disponen de un sistema anti-vertido que impide la inyección de energía eléctrica a la red.
2. Autoconsumo con excedentes: aquellas instalaciones que están conectadas de manera que pueden verter los excedentes de generación con respecto a su consumo a la red.

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes pueden ser:

- a. Autoconsumo con excedentes acogida a compensación: se trata de instalaciones que, tras verter el exceso de energía producida durante el periodo de facturación, las empresas distribuidoras ofrecen una compensación económica equivalente a la cantidad de energía inyectada a la red. El valor del precio de la energía aportada a la red es el precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos. No obstante, lo más común es acordar un precio con la comercializadora. Para pertenecer a esta modalidad de autoconsumo se deben cumplir los siguientes requisitos:
  - I. Fuente de energía de origen renovable.
  - II. Potencia de la instalación  $< 100$  kW.
  - III. El consumidor debe tener un único contrato de suministro con la comercializadora.
  - IV. El consumidor debe haber suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
  - V. La instalación no debe estar sujeta a otra retribución específica.
- b. Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación: son aquellas instalaciones que venden la energía excedentaria en el mercado eléctrico, como cualquier otro productor de energía del sistema eléctrico español, por lo que será necesario tener un punto de conexión a la Red de Transporte/Distribución. De esta forma, en este tipo de instalaciones, los sujetos serán tanto productores como consumidores dependiendo de si venden o no energía sobrante.

Este nuevo marco legal ha facilitado en gran medida la tramitación de licencias de obra, la reducción de impuestos, y por consiguiente se ha conseguido incentivar las instalaciones de autoconsumo, que a su vez pueden ser individuales o colectivas dependiendo del porcentaje de energía que reciba cada consumidor. El autoconsumo individual es aquel en el que el consumidor recibe el 100% de la energía producida, mientras que el colectivo, divide la producción solar en dos o más consumidores. En este último caso, es necesario que los consumidores acuerden el reparto energético mediante un acuerdo de reparto, en el que se utilizan coeficientes para cada individuo, y en total deben sumar uno. [2]



## 4. Radiación solar

---

La radiación solar es el pilar fundamental de esta tecnología. Se define como la energía emitida por el sol y propagada en todas las direcciones a través de ondas electromagnéticas.

La radiación solar se descompone, dependiendo de la forma en la que llega a la Tierra, en:

- Radiación solar directa: comprende la radiación que no sufre ninguna variación de su trayectoria en el momento de entrar en la atmósfera terrestre. Durante los días soleados predomina este componente.
- Radiación solar difusa: consiste en la radiación que alcanza la superficie terrestre tras haber sido desviada múltiples veces a causa de alguna molécula atmosférica.
- Radiación solar reflejada: también denominada albedo, es aquella que es reflejada por el suelo u otras superficies.

La conocida Irradiancia Solar Global es la suma de las tres componentes anteriormente descritas, siendo la radiación solar directa la que favorece la producción de energía fotovoltaica. [4]

Asimismo, es muy importante conocer la manera de medir cuantitativamente la radiación solar, para de esta forma poder determinar la capacidad de producción de los paneles solares en una zona concreta. Las magnitudes principales son:

- Irradiación: hace referencia a la radiación solar que incide sobre una determinada superficie durante un periodo de tiempo. Sus unidades son de energía:  $\frac{Wh}{m^2}$
- Irradiancia: hace referencia a la radiación solar que incide sobre una determinada superficie en un instante concreto.  
Sus unidades son de potencia:  $\frac{W}{m^2}$

De esta manera, la radiación solar que incide sobre la superficie depende de varios factores:

- Posición de la Tierra respecto del Sol: un mismo punto de la superficie recibirá una radiación solar diferente dependiendo de la época del año en la que se encuentre.

- Latitud: en las regiones cercanas a los polos terrestres se recibirá menor cantidad de radiación directa, mientras que en las zonas tropicales donde el Sol se encuentra cerca de la vertical, los niveles radiación directa son muy altos, ya que la radiación solar incide perpendicularmente sobre la superficie terrestre sin sufrir prácticamente ningún desvío.
- Nubosidad: es un factor que varía diariamente, pero que a su vez se puede suponer predominante en ciertas zonas climáticas. En el momento en el que hay nubes y alta humedad en la atmósfera, la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre sufre desviaciones, por lo que sería radiación difusa la componente principal.

## 5. Elementos de la instalación solar fotovoltaica

---

A pesar de existir diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas, conectadas a la red o aisladas de ella, son numerosos los componentes comunes a todas las instalaciones y necesarios para su correcto funcionamiento.

Los principales elementos son:

- Módulo fotovoltaico: es el encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica (corriente continua).
- Inversor de corriente: tiene la función de transformar la corriente continua en corriente alterna para poder ser inyectada a la instalación.
- Estructura: sirve de soporte y emplazamiento de los módulos fotovoltaicos.
- Batería: almacena energía durante las horas de producción para poder abastecer a la instalación durante los periodos de no generación fotovoltaica. Es un elemento opcional que dependerá de las necesidades del consumidor. En este proyecto no aplica

Otros elementos también presentes en las instalaciones serían los reguladores de carga, cableado de baja tensión, tanto en continua como en alterna, y protecciones eléctricas.

[21]

### 5.1. Módulo Fotovoltaico

---

Es el agente encargado de generar la energía eléctrica fotovoltaica, a través de unas determinadas células FV conectadas en serie, cuyo número depende del modelo y potencia del módulo. Dichas células son unos dispositivos conductores, formados por la unión de una delgada capa de material tipo N (electrón libre), es decir, con excesos de electrones, con una capa de mayor espesor de tipo P (hueco disponible), con déficit de electrones, formando una unión tipo P-N. De esta manera se genera un flujo de corriente eléctrica de una capa a otra, ya que cuando la luz incide sobre el panel solar, se produce el denominado efecto fotovoltaico. La luz en su interior viaja en forma de onda y sus fotones o partículas de luz, chocan con los electrones de los átomos de la lámina metálica, desapareciendo y cediendo toda su energía a los electrones, expulsándolos hacia otro átomo. Esta expulsión electrónica es precisamente la corriente eléctrica que genera energía.

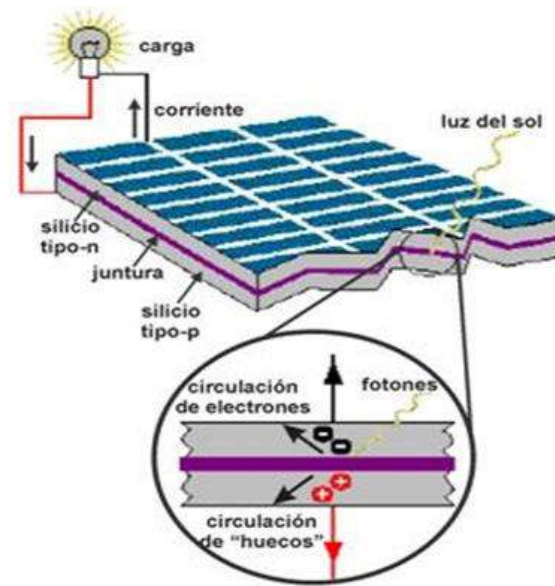
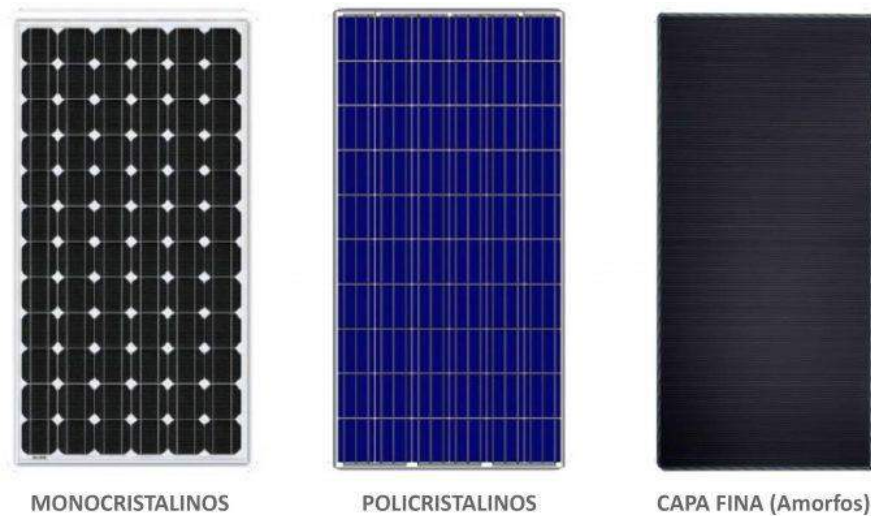


Ilustración 5: Efecto fotovoltaico. Fuente: Es Renovable, 2014

A pesar de que los módulos fotovoltaicos se pueden fabricar de otros materiales, lo común hoy en día es que sean de silicio. En función de su tecnología de fabricación, existen varios tipos de módulos dependiendo de la disposición de los átomos:

- Células fotovoltaicas cristalinas:
  - I. Monocristalinas (M-SI): constituidas por secciones de un único cristal de silicio con estructura muy uniforme. Se trata de un material de alta pureza que garantiza un rendimiento superior al resto de tecnologías al tener sus átomos de silicio perfectamente alineados favoreciendo así la conductividad. Su fabricación conlleva un elevado gasto energético y coste, pero se han conseguido reducir costes e incrementar el rendimiento (20-25 %) gracias a la madurez de esta tecnología.
  - II. Policristalinas (P-SI): constituidas por pequeñas partículas de silicio. Su proceso de fabricación es más económico y sencillo que los monocristalinos, pero tienen un menor rendimiento (15-20 %).
- Células fotovoltaicas amorfas:
  - I. Módulos de Capa Delgada (Thin Film): su gran ventaja es que el espesor de las células puede ser 50 veces más fino que las de Silicio Monocristalino, por lo que su fabricación es más económica al emplear menos cantidad de material. En cuanto a sus desventajas, destaca su bajo

rendimiento (en torno al 10 %) y su alto grado de degradación al entrar en contacto con el sol.



*Ilustración 6: Tipos de módulos fotovoltaicos. Fuente: Tritec Intervento, 2017*

## 5.2. Inversor de corriente

---

Son los dispositivos destinados a la transformación de la corriente continua (DC) en alterna (AC), para poder utilizarla en cualquier instalación eléctrica, tanto doméstica como industrial. De esta manera, el consumidor es capaz de beneficiarse de la energía producida por los paneles solares, ya sea en forma de consumo o excedentes. Cabe destacar que tienen comportamientos distintos dependiendo del país donde se localicen, debido a la frecuencia eléctrica de la red a la que se deben adaptar. Otras funciones adicionales que realiza el inversor son:

- Proteger la instalación frente a cualquier problema en la red.
- Optimizar la generación de electricidad dependiendo de la necesidad del consumidor.
- Recoger y ofrecer información útil para el seguimiento de la instalación fotovoltaica y así asegurar su correcto funcionamiento.

Según el tipo de instalación a la que se conecte, existen dos tipos de inversores:

- I. Inversor de red: Los inversores de instalaciones conectadas a red, llamados “Inversores de Conexión a Red”, tienen que convertir la corriente continua

producida por las placas fotovoltaicas en corriente alterna con las mismas características de la red (tensión de 230V en monofásica o 400V en trifásica y a 50Hz de frecuencia), ya que dichas instalaciones se conectan a la red de distribución eléctrica para vender el excedente de energía generada a las compañías eléctricas distribuidoras de energía.

- II. Inversor de instalaciones aisladas: Los inversores de sistemas aislados con baterías, llamados “Inversores de Aislada” o “Inversores de Baterías”, son dispositivos que transforman la corriente continua (DC) de los paneles solares y de las baterías, en corriente alterna (AC) con el voltaje y frecuencia adecuada para la aplicación. Se encargan de incrementar la tensión de la batería hasta los 220V de alterna, necesarios para alimentar los electrodomésticos de una vivienda. Los inversores de aislada pueden ser de 12V, 24V o 48V. Los inversores de 12V aceptan un rango de tensión de las baterías que oscila entre los 10,5V y los 16V, los inversores de 24V entre los 21V y 31V, y los de 48V entre 41V y 60V. [5]

Además, existen distintos tipos de inversores que se adaptan a las necesidades de la instalación en cuestión:

- a) Inversores de cadena o string: son aquellos que permiten la conexión de módulos separados en diferentes conjuntos, denominados cadenas o “strings”, que buscan de manera independiente el punto de máxima potencia. De esta forma, cada cadena se encuentra trabajando bajo unas mismas condiciones, diferentes entre sí, es decir, la corriente de entrada al inversor por cada uno de los strings corresponderá con la del módulo de peor rendimiento perteneciente a dicha cadena. Esto permite tener en un mismo inversor, cadenas de módulos o “strings” que se comportan de forma diferente (diferentes orientaciones, inclinaciones o sombras actuando sobre ellos). A continuación, se muestran varios ejemplos de inversores de string de distintos fabricantes:



*Ilustración 7: Inversores de string o cadena. Fuente: Ecofener, 2021*

- b) Micro-inversores: son inversores de menor tamaño que los convencionales, ya que se instalan de manera independiente para cada módulo, regulando y optimizando su funcionamiento. Su objetivo principal es obtener la máxima potencia de cada módulo, minimizando el efecto de las sombras que puedan aparecer sobre la instalación. En caso de fallo de alguno de los módulos, se detectará exactamente el panel defectuoso y será más fácil su reparación. La desventaja más destacable es su elevado precio en comparación con el resto de los inversores del mercado y la necesidad de implantar uno por módulo de la instalación. A continuación, se muestra un micro-inversor de 600W del fabricante TeknoSolar:



*Ilustración 8: Micro-inversor TeknoSolar 600W. Fuente: TeknoSolar*

- c) Inversores híbridos: son muy parecidos a los convencionales, pero presentan la posibilidad de conexión a batería. Por lo tanto, son capaces de transformar la

energía proveniente de los paneles solares y de la batería en corriente alterna. El inversor híbrido está diseñado para utilizar todos los recursos disponibles de la forma óptima y asegurarnos una instalación eficiente y que nos aporte el mayor ahorro posible en instalaciones de autoconsumo conectadas a la red eléctrica. Estos inversores formarían parte de la categoría de inversores de cadena o string, con el valor añadido de la conexión de baterías. [6]

### 5.3. Estructura

---

Se trata de un sistema de perfiles, grapas y accesorios, generalmente de aluminio extruido de primera fusión, que sirven de fijación para los paneles solares proporcionando la inclinación deseada para su mayor producción. En el caso de estructura sobre cubierta, se debe cumplir la normativa vigente en el Código Técnico de de la Edificación (CTE).

Dependiendo del tipo de instalación y el emplazamiento, se pueden distinguir los siguientes tipos de estructuras:

1. Estructura fija sobre suelo: Es una estructura de aluminio o acero que va apoyada o fijada al suelo, sobre la cual se colocan los distintos módulos con la inclinación de mayor rendimiento. Según la manera de sujeción al suelo, se distinguen:
  - a. Con zapata: El mecanismo de unión de la estructura al suelo son unas zapatas de hormigón armado, que actúan a modo de lastre evitando que se pueda mover por la acción del viento o agentes atmosféricos. Una de las principales desventajas es el elevado precio que suponen estas zapatas de hormigón.



*Ilustración 9: Estructura fija sobre suelo con zapata. Fuente: SICE Renovables S.L.*



- b. Hincado: En este caso la estructura se fija al suelo directamente. Por esta razón, es necesario taladrar el suelo la profundidad adecuada para que soporte el peso tanto de la estructura como de los paneles bajo cualquier condición ambiental. Es una solución más económica que la lastrada, pero a su vez presenta el inconveniente de que no es posible realizarlo sobre todos los terrenos.



*Ilustración 10: Estructura fija sobre suelo hincado. Fuente: Industrias Duero, 2016.*

2. Estructura fija sobre cubierta: Es una estructura de aluminio o acero que va fijada directamente sobre la cubierta del emplazamiento. En las instalaciones de autoconsumo es el método más utilizado, ya que aprovecha el espacio del tejado para la producción de energía reduciendo el impacto visual. Existen dos tipos:
- a. Inclinada: Es el sistema empleado para cubiertas que carecen de la orientación o inclinación necesaria, por lo que es la propia estructura la que lo proporciona para optimizar la instalación. Normalmente se atornillan a las correas de la cubierta, pero en el caso de que no sea taladrable, se pueden emplear lastres de hormigón.



*Ilustración 11: Estructura fija inclinada sobre cubierta. Fuente: Suports.*

- b. Coplanar: Es el sistema empleado en las cubiertas que ya precisan de la orientación e inclinación deseada. Es la estructura más barata y simple del mercado, y se pueden anclar sobre las grecas de la cubierta debido a que no existe el efecto vela por la acción del viento. Aunque los módulos adquieran la inclinación y orientación de la propia cubierta, es habitual elevar ligeramente los paneles mediante perfiles, de manera que se garantice una ventilación en la parte trasera de los módulos, reduciendo así las pérdidas por exceso de temperatura.



*Ilustración 12: Estructura fija coplanar sobre cubierta. Fuente: Alusin Solar*

3. Estructura móvil: Se trata de una estructura que maximiza la energía producida por el sistema fotovoltaico buscando siempre la perpendicularidad de la radiación solar que incide sobre los paneles. Es un tipo de estructura empleada en huertos solares sobre suelo. Existen dos tipos:
- a. Seguidor sobre un eje: Al precisar de un solo eje, la estructura se coloca de norte a sur, permitiendo el giro de los módulos de este a oeste. Esto permite que se siga la trayectoria solar desde el amanecer al atardecer de una forma relativamente sencilla y barata. Es una configuración efectiva en zonas próximas a los trópicos donde la inclinación de los módulos no es un factor tan determinante en relación con la incidencia solar.



*Ilustración 13: Estructura móvil sobre un eje. Fuente: PV Magazine, 2019.*

- b. Seguidor sobre dos ejes: Este tipo de seguidor es el idóneo en otras zonas del globo terráqueo donde la posición del sol no es perpendicular a la superficie terrestre. Son capaces de seguir el sol desde su salida por el este hasta el oeste y además adaptarse según la época del año a la altura de este, inclinándose para maximizar la captación de energía. Son más costosos y complejos que los seguidores de un eje.



*Ilustración 14: Estructura móvil sobre dos ejes. Fuente: Magtel.*

## 5.4. Batería

---

Elemento encargado de almacenar la energía producida por los paneles fotovoltaicos para poder suministrarla en los momentos del día en los que la demanda supera la producción. El funcionamiento consiste en la transformación de la energía en energía química, que una vez almacenada, se convierte en electricidad a través de unas celdas electroquímicas, las cuales tienen un electrodo positivo y otro negativo además de electrolitos que permiten el movimiento de los iones en los electrodos.

En cuanto a la tecnología empleada para su fabricación, hay diferentes tipos de baterías:

- Baterías de litio: Son las que mejores prestaciones ofrecen, ya que pueden descargarse por completo, no requieren mantenimiento ni emiten gases y son las más ligeras. Poseen una vida útil en torno a los 10 años.
- Baterías de gel: No requieren mantenimiento y se aplican en instalaciones de consumos medios. Tienen una vida útil de unos 7 u 8 años y no emiten gases.
- Baterías estacionarias: Son baterías que necesitan estar continuamente cargadas, por lo que precisan de un regulador de carga y mantenimiento. Son las más recomendadas para instalaciones de uso permanente con consumos altos. Presentan una vida útil alrededor de 20 años y más de 8000 ciclos de carga.
- Baterías de plomo-ácido abierto: Son las de menor coste debida a la tecnología utilizada, que permite entre 500 - 1500 ciclos de carga y no se pueden descargar por completo. Son muy utilizadas por su versatilidad y gran rendimiento con una vida útil que ronda los 5 años.
- Baterías AGM (Absorption Glass Mat): Tienen la capacidad de absorber la energía rápidamente y no es necesario su mantenimiento. Tienen una larga vida útil y un precio elevado.

## 6. Tarifas Eléctricas

A la hora de reducir al máximo la factura eléctrica de la vivienda, es de vital importancia conocer el sistema energético español de tarifas. La rentabilidad de la instalación reside en evitar la compra de energía de la red en la medida de lo posible. Ante la dificultad de autoabastecerse completamente, es necesario comprender el nuevo método de discriminación horaria tanto de la energía como de la potencia contratada, para poder concentrar el consumo que exceda la producción de la fotovoltaica, en las horas valle (energía más económica).

En primer lugar, cabe destacar los componentes que conforman la factura eléctrica:

1. Coste de energía
2. Tarifa de acceso: en la que se incluye los costes de las redes de transporte y distribución, cubrir el importe extra que supone la producción eléctrica no peninsular y la financiación de retribuciones de energías renovables.
3. Margen de las comercializadoras
4. Alquiler de los equipos de medida
5. Impuestos

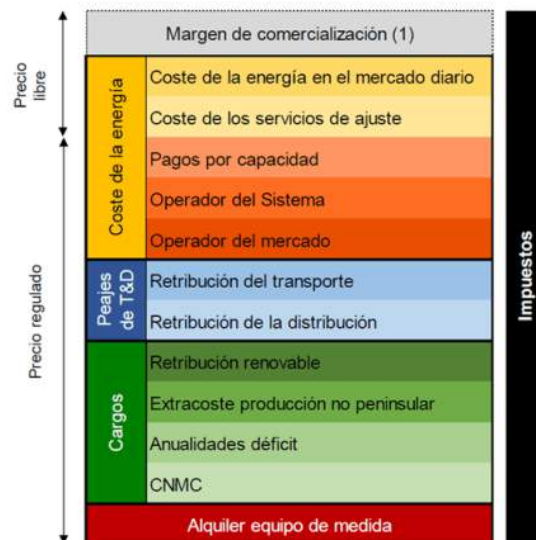


Ilustración 15: Componentes de la factura eléctrica. Fuente: La Iberia, 2021

El 1 de junio de 2021 entró en vigor un nuevo modelo de la factura eléctrica para aquellos consumidores acogidos al PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor). De esta manera, en el caso de estudio, para tarifas con potencias inferiores a 15 kW se impone

un único peaje de acceso y se establece discriminación horaria obligatoria. El término de energía de las facturas eléctricas se desglosa en tres períodos: punta, llano y valle, mientras que, en cuanto al término de potencia, se posibilita contratar dos potencias diferentes para la vivienda: punta y valle. [7]

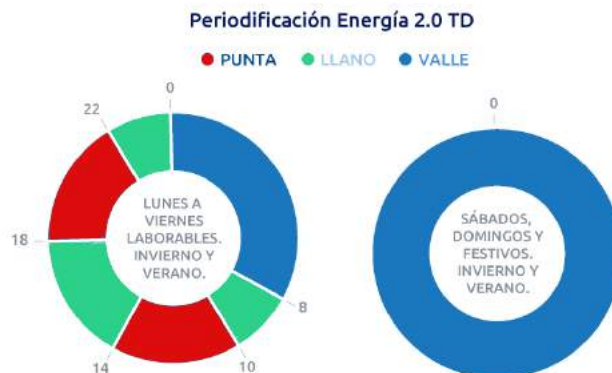


Ilustración 16: Periodificación Energía 2.0 TD. Fuente: Aboutwhite, 2020.



Ilustración 17: Periodificación potencia contratada 2.0 TD. Fuente: EnergiGreen.

## 7. Descripción del emplazamiento

---

### 7.1. Localización

---

La vivienda objeto de estudio se encuentra en la provincia de Madrid (España), en la localidad de Pozuelo de Alarcón.

- Latitud: 40,4533 (40°27'12'' N)
- Longitud: -3,8136 (3°48'49,3'' W)
- Altitud: 690 m



Ilustración 19: Localización. Fuente: Google Maps



Ilustración 18: Localización. Fuente: Google Maps



Ilustración 20: Ortofoto. Fuente: Google Maps

A partir de los datos proporcionados por la sede electrónica del catastro, es una vivienda de 507 m<sup>2</sup>, de los cuales construidos son 383 m<sup>2</sup>, repartidos de la siguiente manera:

Construcción		
Destino	Escalera / Planta / Puerta	Superficie m <sup>2</sup>
APARCAMIENTO	1/-1/01	44
VIVIENDA	1/-1/02	52
VIVIENDA	1/00/01	100
DEPORTIVO	1/00/02	31
VIVIENDA	1/01/01	86
VIVIENDA	1/02/01	33
SOPORT. 50%	1/00/03	24
PORCHE 100%	1/00/04	13

*Ilustración 21: Superficies construidas. Fuente: Sede Electrónica del Catastro.*

Se trata de una vivienda unifamiliar que consta de una planta sótano, con una superficie de 100,63 m<sup>2</sup>, destinados a garaje y trastero; planta baja, con una superficie de 93,49 m<sup>2</sup> destinada a hall, salón-comedor, cocina y un porche con una superficie de 6,33 m<sup>2</sup> con salida desde el salón; planta primera, con una superficie de 89,20 m<sup>2</sup> para cuatro dormitorios, dos cuartos de baño y una terraza; y planta segunda o ático, diáfana de 36,76 m<sup>2</sup> y una terraza de 9,83 m<sup>2</sup>. Además, cuenta con los correspondientes servicios de agua, luz, alcantarillado y calefacción por el sistema de hilo radiante por el techo, con termostato individual por habitación.

## 7.2. Análisis de la superficie de la cubierta

Uno de los aspectos que hay que tener en cuenta para dimensionar, es la superficie disponible para la implantación de los módulos fotovoltaicos. En primer lugar, observando la ortofoto de la vivienda, se pueden distinguir tres cubiertas distintas:



*Ilustración 22: Cubiertas vivienda. Fuente: Elaboración propia*

1. Cubierta con chimenea (color azul): En este caso se obtiene una superficie total de 15.6 m<sup>2</sup> con una inclinación aproximada de 20°.
2. Cubierta intermedia (color rojo): Superficie de 31.68 m<sup>2</sup> con una inclinación de aproximadamente 10°.



3. Cubierta baja (color verde): Se trata de una cubierta de 17,84 m<sup>2</sup> con una inclinación aproximada de 15°.

Para realizar el cálculo de la superficie de la cubierta seleccionada, se emplea la herramienta de medir distancias en Google Maps.

Tras valorar cada una de las cubiertas disponibles, se decide implantar en la cubierta intermedia, color rojo, con mayor superficie útil, debido a que las tres tienen inclinaciones distintas que complicarían la configuración de los diferentes strings de módulos y se trata de la única cubierta sin afección de sombras. En la cubierta azul, se aprecia la sombra producida por la chimenea que afectaría en las horas centrales del día donde la producción es máxima, hasta el atardecer. En cuanto a la cubierta verde, al estar en un nivel inferior a la cubierta roja, dicha fachada proporcionaría sombras en los módulos durante las primeras horas del día hasta el mediodía aproximadamente.

A la hora de estimar el número de módulos que se implantarían, se utiliza unas dimensiones de módulo de 2,25 m<sup>2</sup> y se compara frente a la superficie seleccionada.

$$n^{\circ} \text{ módulos} = \frac{31,68 \text{ m}^2}{2,25 \text{ m}^2} \sim 14 \text{ módulos}$$

Se considera una potencia media por módulo de 450 W, por lo que la potencia de máxima ocupación de la cubierta es 6,3 kW.

Además, se debe tener en cuenta la separación entre módulos y el espacio ocupado por la propia estructura sobre la que se colocan los módulos. Por esta razón, es muy probable que finalmente se implanten menos paneles solares, y se puede concluir que la superficie de la cubierta de la vivienda es un factor influyente en el dimensionamiento de la instalación. Por esta razón, se supone una implantación máxima de 11 módulos fotovoltaicos.

## 8. Dimensionamiento de la instalación

---

La instalación propuesta, consiste en una instalación conectada a la red, utilizando la energía excedentaria a modo de compensación económica en la factura final. Para su correcto dimensionamiento, se tienen en cuenta los principales factores influyentes en la producción energética y rentabilidad del proyecto, como son el recurso solar, análisis de consumo de la vivienda, elementos de la instalación y la posición y cantidad de módulos fotovoltaicos.

### 8.1. Recurso solar

---

Para poder analizar el recurso solar del emplazamiento, debemos tener en cuenta dos aspectos climatológicos que afectan de gran manera a la producción fotovoltaica, la temperatura media y la irradiación global horizontal. Se comparan los datos proporcionados por tres bases de datos distintas para evaluar cual es más fiable y adecuada para este estudio. Son bases de datos disponibles en la aplicación PVsyst, diseñada para el estudio, dimensionamiento y análisis de los sistemas fotovoltaicos. Dichos parámetros son resultado de la media obtenida durante varios años, por lo que se pueden aplicar al proyecto con perspectiva a largo plazo.

- Temperatura media:

- NASA:

Mes	Temperatura (°C)
Enero	2,4
Febrero	4
Marzo	7,9
Abril	10,7
Mayo	15,8
Junio	21,6
Julio	24,8
Agosto	24
Septiembre	19,3
Octubre	13,3
Noviembre	7,1
Diciembre	3,6

Tabla 1: Temperatura media base de datos NASA. Fuente: Elaboración propia

- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):

Mes	Temperatura (°C)
Enero	4,7
Febrero	5,7
Marzo	7,3
Abril	14,4
Mayo	16,6
Junio	20
Julio	25,8
Agosto	25,5
Septiembre	19
Octubre	12,9
Noviembre	8,6
Diciembre	4,5

Tabla 2: Temperatura media base de datos PVGIS. Fuente: Elaboración propia

- Meteonorm:

Mes	Temperatura (°C)
Enero	6,3
Febrero	7,6
Marzo	11,1
Abril	13,6
Mayo	18,5
Junio	24,1
Julio	27,4
Agosto	26,9
Septiembre	21,9
Octubre	16,5
Noviembre	9,9
Diciembre	7

Tabla 3: Temperatura media base de datos Meteonorm. Fuente: Elaboración propia

En base a los datos obtenidos, se elabora el siguiente gráfico que muestra una comparativa de las diferentes temperaturas mensuales dependiendo de la base de datos climatológica utilizada:

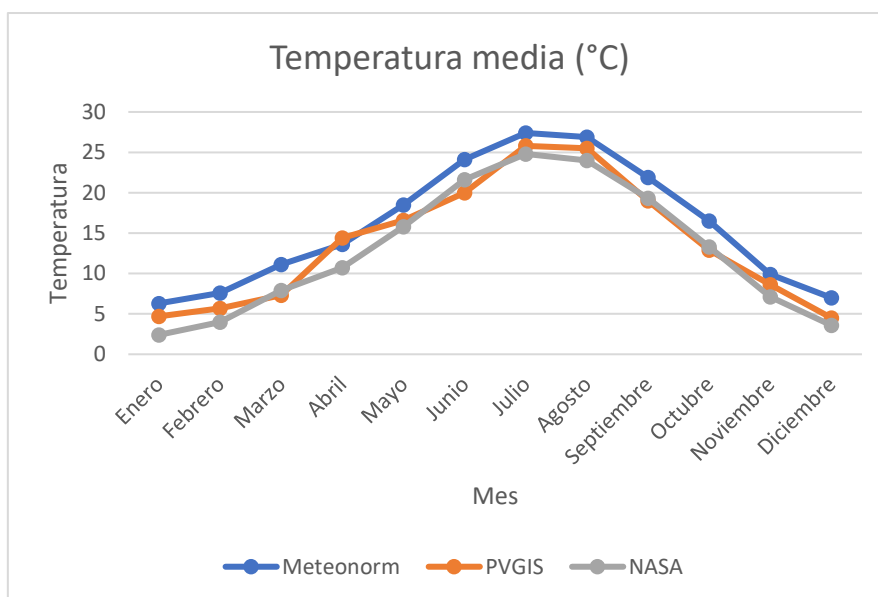


Ilustración 23: Temperatura media del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

○ Irradiación Global Horizontal:

- NASA:

Mes	Irradiación Global Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	Irradiación Directa Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /mes)
Enero	62,9	39,6	23,3
Febrero	82,9	54,3	28,6
Marzo	133	90,8	42,2
Abril	153,3	97,2	56,1
Mayo	184,5	116,3	68,2
Junio	212,7	149,4	63,3
Julio	223,2	163,4	59,8
Agosto	196,5	143,5	53
Septiembre	146,1	102,3	43,8
Octubre	97	60,7	36,3
Noviembre	63,9	38,7	25,2
Diciembre	52,7	31,3	21,4

Año                                      1608,7                                      1087,6                                      521,1

Tabla 4: Irradiación Global Horizontal NASA. Fuente: Elaboración propia

- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):

Mes	Irradiación Global Horizontal (kWh/m2/mes)	Irradiación Directa Horizontal (kWh/m2/mes)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m2/mes)
Enero	66,6	41,9	24,7
Febrero	93	62,7	30,3
Marzo	110,8	59,4	51,4
Abril	175,8	110,5	65,3
Mayo	221,7	149	72,7
Junio	231,5	164,4	67,1
Julio	243,9	184,5	59,4
Agosto	215,4	161,9	53,5
Septiembre	161,9	113,5	48,4
Octubre	118,5	79,6	38,9
Noviembre	69	38	31
Diciembre	70,9	48,5	22,4

Año 1779 1208,6 570,4

Tabla 5: Irradiación Global Horizontal PVGIS. Fuente: Elaboración propia

- Meteonorm:

Mes	Irradiación Global Horizontal (kWh/m2/mes)	Irradiación Directa Horizontal (kWh/m2/mes)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m2/mes)
Enero	61,7	36	25,7
Febrero	83,9	50,9	33
Marzo	132	84,6	47,4
Abril	163,8	99,3	64,5
Mayo	196,5	124,8	71,7
Junio	219,9	154,1	65,8
Julio	235,4	170,9	64,5
Agosto	206,3	148,1	58,2
Septiembre	152,4	102,4	50
Octubre	102,6	63,8	38,8
Noviembre	66,3	40,3	26
Diciembre	52,8	27,9	24,9

Año 1673,5 1103,1 570,4

Tabla 6: Irradiación Global Horizontal Meteonorm. Fuente: Elaboración propia

De esta manera, se obtiene el siguiente gráfico que relaciona la irradiación global horizontal de las distintas bases de datos:

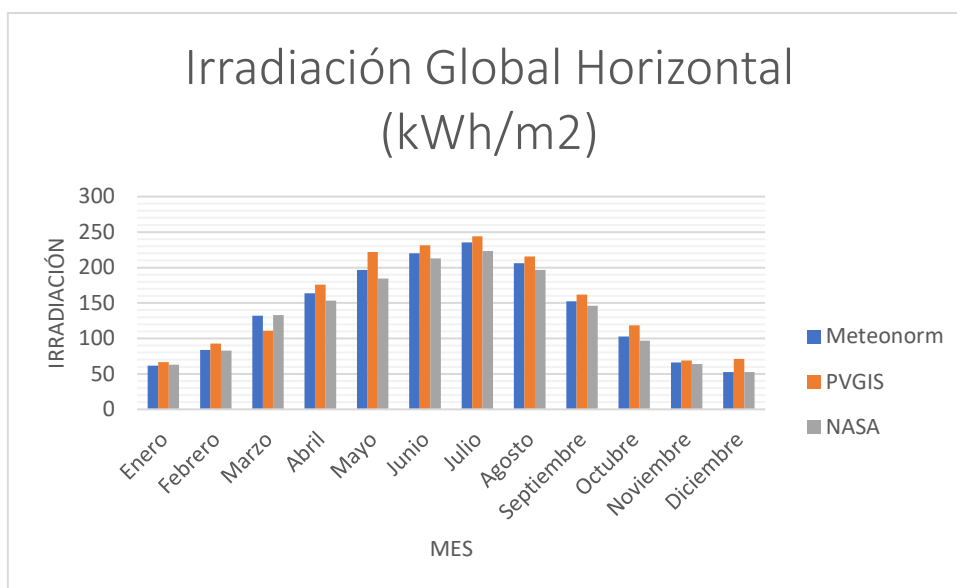


Ilustración 24: Irradiación Global Horizontal. Fuente: Elaboración propia

A consecuencia del análisis realizado sobre las diferentes bases de datos, se observa como los datos de Meteonorm y PVGIS son los que menos difieren entre sí. Por ello, se decide tomar los datos proporcionados por la aplicación PVGIS, debido a que obtienen sus datos vía satélite de forma muy precisa en zonas de Europa, Asia y América.

De esta forma en la siguiente tabla se recogen los datos climatológicos facilitados por PVGIS en el lugar del emplazamiento:

Mes	Irradiación Global Horizontal (kWh/m2/mes)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)	Humedad relativa (%)
<b>Enero</b>	66,6	4,7	3,16	84,8
<b>Febrero</b>	93	5,7	3,29	77,4
<b>Marzo</b>	110,8	7,3	3,69	82,6
<b>Abril</b>	175,8	14,4	2,79	67,7
<b>Mayo</b>	221,7	16,6	3,09	50,8
<b>Junio</b>	231,5	20	2,99	51,6
<b>Julio</b>	243,9	25,8	2,43	36,5
<b>Agosto</b>	215,4	25,5	3	38,7
<b>Septiembre</b>	161,9	19	2,62	48,4
<b>Octubre</b>	118,5	12,9	2,84	63,9
<b>Noviembre</b>	69	8,6	2,93	81,9
<b>Diciembre</b>	70,9	4,5	2,29	83,5
<b>Año</b>	1779	13,8	2,9	64

Tabla 7: Datos climatológicos emplazamiento PVGIS. Fuente: Elaboración propia

## 8.2. Análisis de los consumos

A fin de obtener los niveles de consumo de la vivienda para su correcto dimensionamiento, se usan dos métodos de cálculo, el consumo reflejado en la factura por parte de la comercializadora y el análisis de los consumos individuales de cada elemento eléctrico de la vivienda teniendo en cuenta las horas de funcionamiento anuales de los mismos.

El consumo mensual obtenido por medio de la comercializadora, indicando en las horas en las que se produce, para poder diferenciar los consumos en los diferentes periodos de facturación es:

Horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
0	44	20	59	54	108	78	68	28	60	47	41	46	
1	41	15	48	51	103	103	88	35	81	68	63	64	
2	50	56	58	48	100	97	85	49	94	74	60	64	
3	48	55	57	67	96	95	82	50	94	74	59	59	
4	44	54	55	65	75	50	56	40	91	74	56	57	
5	39	54	45	40	70	73	58	32	76	66	52	52	
6	34	50	36	13	53	70	64	26	48	42	47	42	
7	26	45	27	20	67	27	28	30	37	22	31	36	
8	26	47	29	30	74	39	40	32	50	51	24	39	
9	35	40	45	40	92	50	46	27	57	56	55	71	
10	50	59	57	51	81	21	27	21	28	34	65	89	
11	61	61	65	44	62	19	28	22	18	24	44	71	
12	51	43	46	25	28	15	27	19	19	24	23	47	
13	35	20	17	20	26	19	26	20	29	20	18	32	
14	32	19	18	28	36	28	40	23	30	26	21	34	
15	43	34	29	21	28	25	42	23	34	31	28	58	
16	33	22	28	20	23	18	43	18	34	25	23	54	
17	31	23	23	20	22	20	36	18	28	19	24	52	
18	31	22	24	20	21	16	29	18	26	19	24	51	
19	42	21	18	17	18	15	27	19	25	19	27	47	
20	43	22	17	16	16	15	21	19	26	27	28	44	
21	37	18	21	35	24	21	25	20	38	31	30	35	
22	55	36	31	29	35	25	30	23	41	30	37	41	
23	53	29	45	60	83	24	35	18	37	30	37	40	
<b>Total (kWh)</b>	<b>983</b>	<b>863</b>	<b>897</b>	<b>834</b>	<b>1.343</b>	<b>963</b>	<b>1.052</b>	<b>631</b>	<b>1.102</b>	<b>930</b>	<b>917</b>	<b>1.225</b>	<b>11.740</b>

Tabla 8: Consumo mensual facilitado por comercializadora. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar se obtiene un consumo anual de 11.740 kWh, repartidos de la siguiente manera:

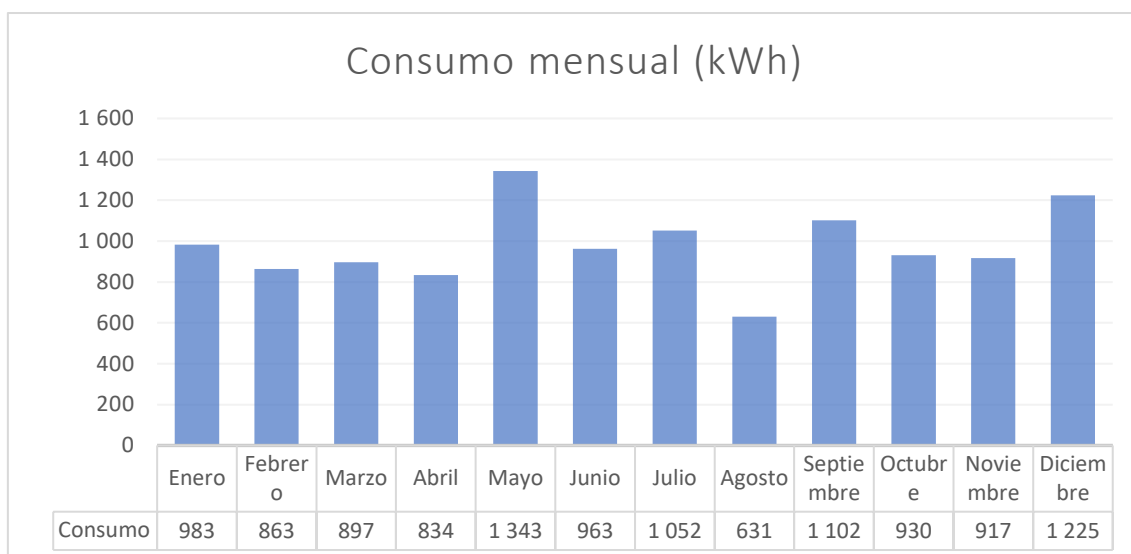
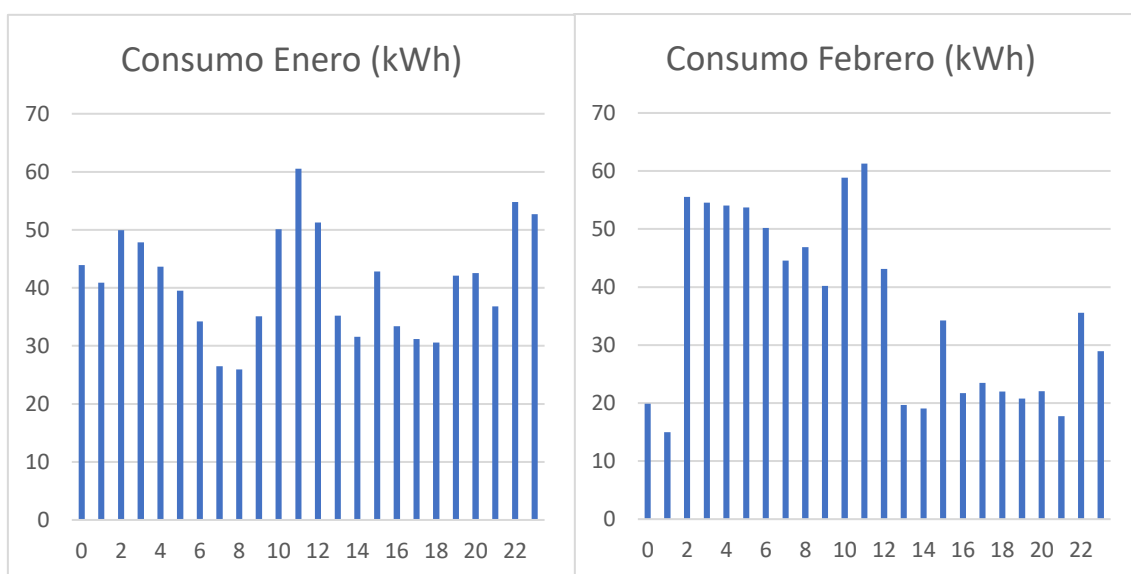


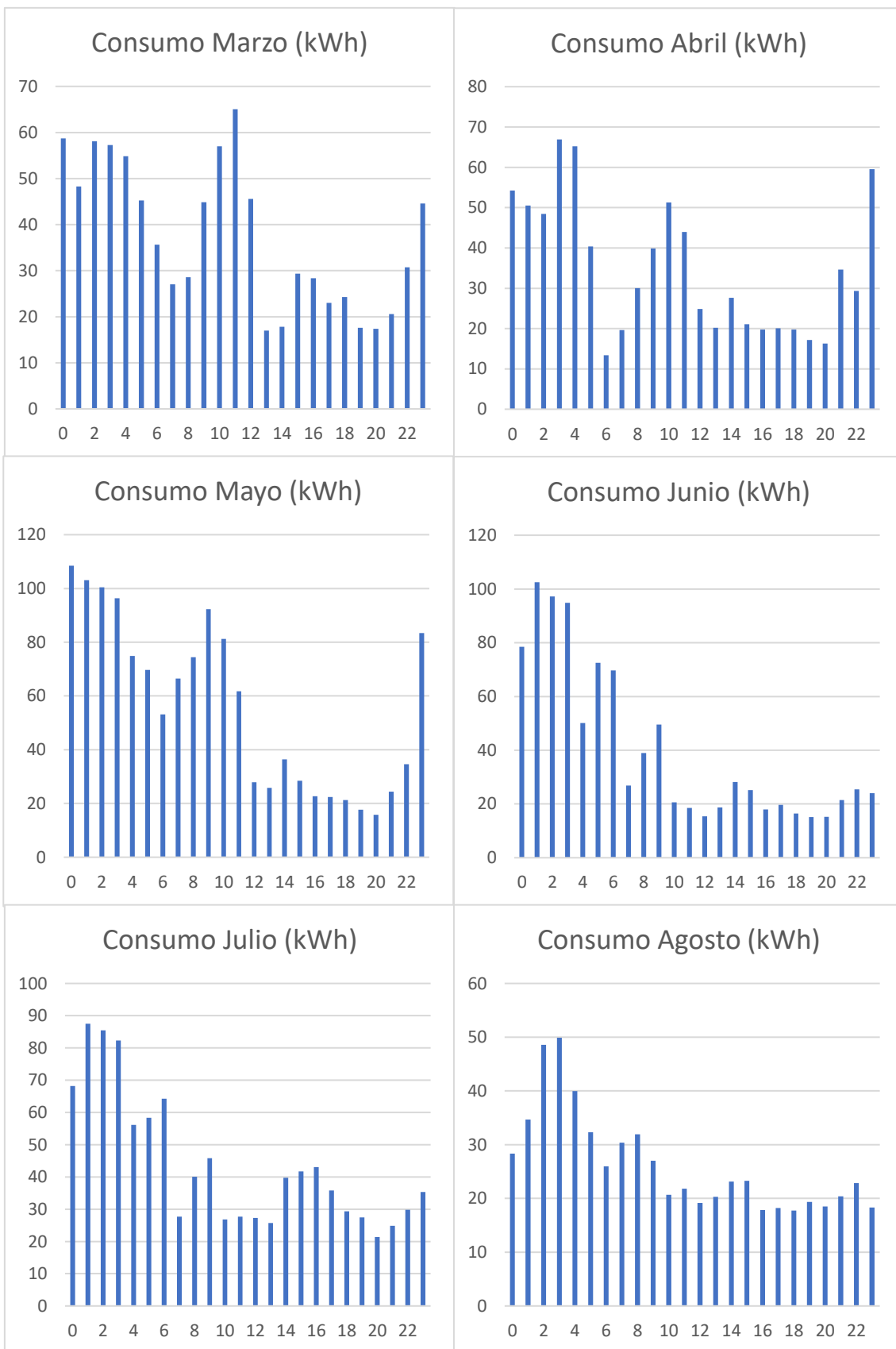
Ilustración 25: Consumo mensual de la vivienda. Fuente: Elaboración propia

A pesar de que existen ciertos picos de consumo, se puede valorar la instalación como un emplazamiento de consumo relativamente constante. Como consumos extraordinarios, en mayo se produce un aumento en el consumo debido a la climatización de la piscina exterior, mientras que en diciembre se observa el incremento por el uso de la calefacción.

Asimismo, se realiza un estudio del consumo por horas, para valorar la cantidad de energía que se consume en cada periodo de facturación.







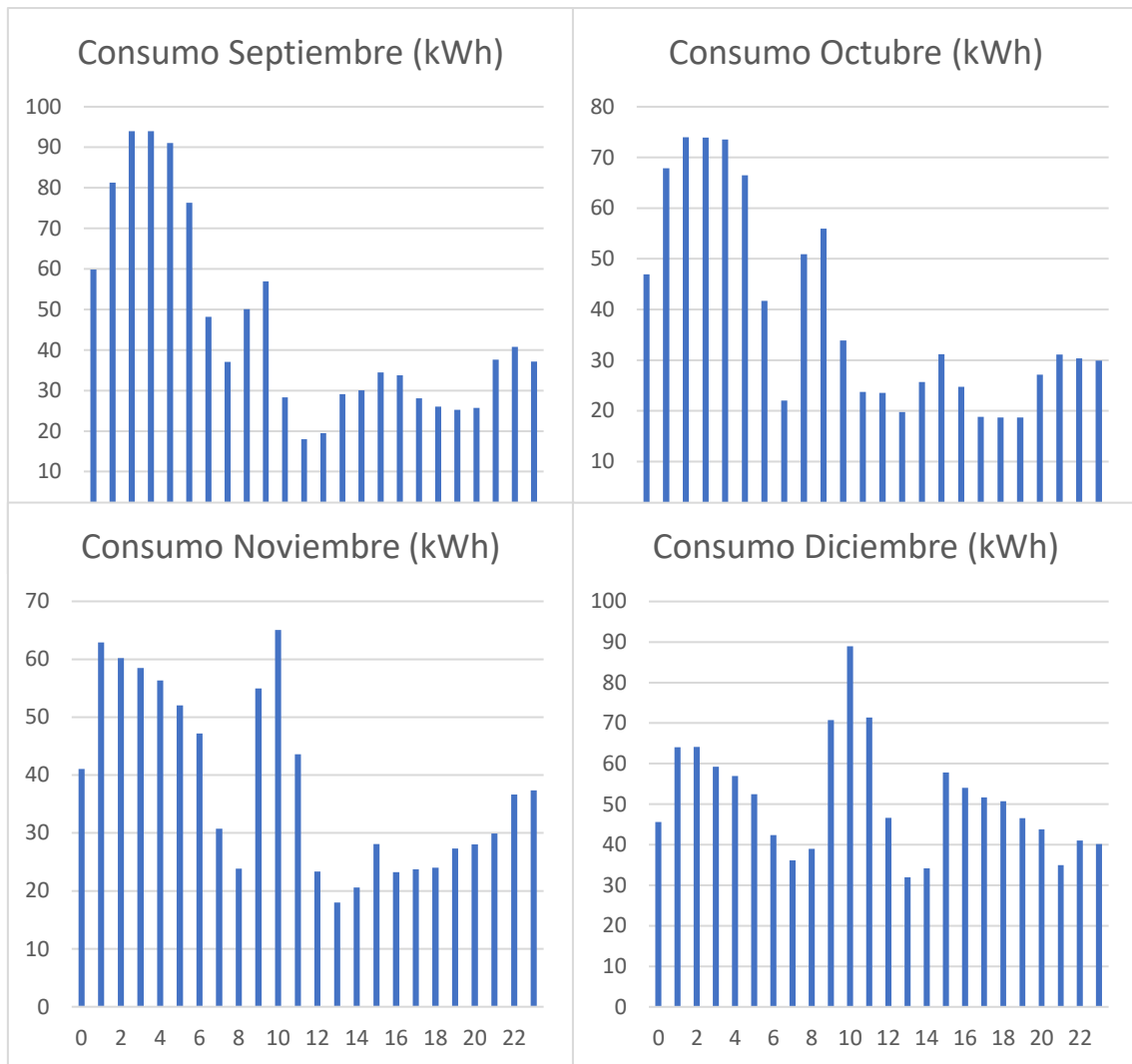


Ilustración 26: Consumo horario mensual de la vivienda. Fuente: Elaboración propia

Se aprecia un patrón de consumo, que varía ligeramente dependiendo de la época del año, siendo diferente en los meses de invierno como enero, febrero, noviembre y diciembre que en el resto del año. A pesar de las mínimas variaciones de consumo, se distingue que el periodo de máximo consumo es entre las 0 y las 8h. Esto se debe a que es el periodo de facturación más barato (P3 o periodo valle), por lo que el consumidor se ha ajustado para reducir los gastos de luz. Tomando como referencia el horario de los distintos periodos de facturación, se elabora el siguiente gráfico donde se muestra el reparto del consumo.

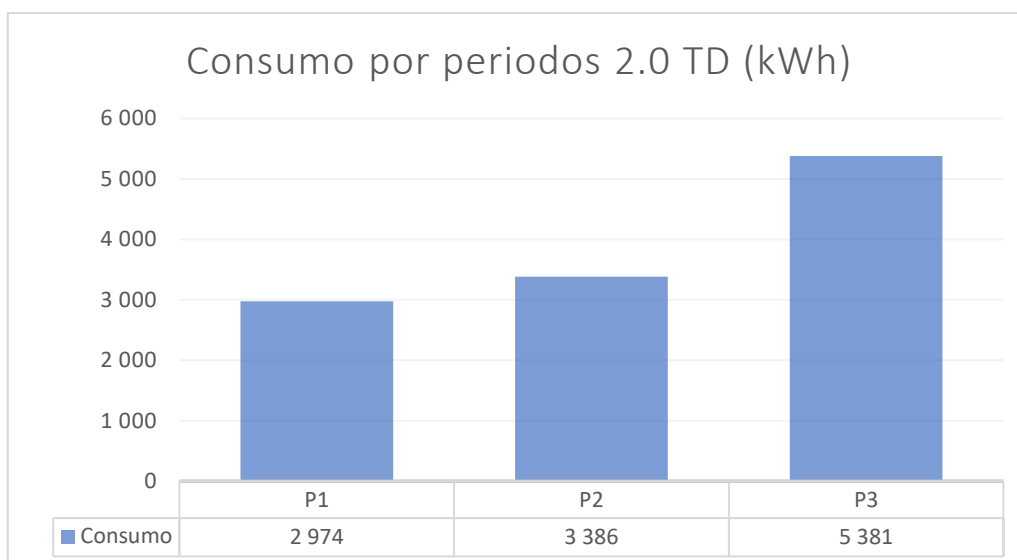


Ilustración 27: Consumo por periodos. Fuente: Elaboración propia

Posteriormente se analiza el consumo de cada aparato eléctrico de la vivienda para compararlo con los datos de la comercializadora y comprobar su concordancia. De esta forma, se obtiene la siguiente tabla:

Aparato	Número	Potencia (kW)	Nº horas anual	Consumo (kWh)
Iluminación	43	0,02	189	162,54
Depuradora	1	0,2	326	65,2
Toldos	1	0,23	30	6,9
Televisión	1	0,276	1350	372,6
Cargador coche eléctrico	2	2,4	1200	2880
Puerta garaje exterior	1	0,34	38	12,92
Puerta garaje interior	1	0,45	20	9
Lavadora	1	1,225	250	306,25
Secadora	1	0,8	30	24
Nevera	1	0,32	8250	2640
Congelador	2	0,45	3750	3375
Termomix	1	0,5	19	9,5
Tostador	1	0,8	84	67,2
Lavavajillas	1	1,45	336	487,2
Horno	1	1,293	168	217,224
Microondas	1	1	193	193
Cafetera	1	0,85	33	28,05
Vitrocerámica	1	0,9	336	302,4
Freidora	1	0,9	12	10,8
Aire acondicionado	4	0,875	84	294
Bomba de calor piscina	1	3,3	65	214,5
Máquina limpia-fondos	1	0,18	26	4,68
Secador pelo	1	1,3	10	13
Máquina de afeitarse	1	0,01	18	0,18

Ordenador	5	0,15	328	246
Móvil	5	0,01	1344	67,2
iPad	1	0,012	67	0,804
Equipo de música	1	0,07	10	0,7
Radio	1	0,03	1240	37,2
				11885,51

Tabla 9: Consumo de la vivienda por aparato eléctrico. Fuente: Elaboración propia

Comparando ambos valores de referencia de consumo, es decir, el que nos aporta la comercializadora, 11740 kWh, y el compuesto por la suma de los aparatos eléctricos, 11885,51 kWh, se observa como son valores muy similares y coherentes, por lo que se consideran métodos de cálculo válidos.

### 8.3. Componentes de la instalación

A continuación, se muestran los equipos principales propuestos, comunes tanto para una instalación aislada como para una instalación conectada a la red.

#### 1. Módulo fotovoltaico:



Ilustración 28: Módulo fotovoltaico JA Solar

Los módulos utilizados en la instalación serán de silicio Monocristalino, con una potencia nominal de 455 W. Este tipo de módulos presenta una eficiencia superior al resto de

módulos convencionales obteniendo una eficiencia mínima del módulo del 20,4% en Condiciones Estándar de Medida (CEM). Las condiciones CEM se definen como:

- Irradiancia: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Espectro AM: 1,5
- Temperatura de célula: 25 °C

Bajo estas condiciones, la tolerancia en potencia de los módulos fotovoltaicos será de entre 0 y + 5 W. La garantía de potencia de los módulos a los 25 años será, como mínimo, del 80 %.



Ilustración 29: Garantía módulo fotovoltaico JA Solar

La tensión de aislamiento de los módulos será tal que soporte una tensión máxima del sistema de 1 500 V. Los módulos fotovoltaicos utilizados cumplirán la normativa vigente, y tendrán las certificaciones necesarias para su uso. En concreto:

- IEC61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules.
- IEC61730: Photovoltaic module safety qualification.
- Certificado de seguridad TÜV clase II.
- ISO 14001: Environmental management systems.
- ISO 9001: Quality management systems.

Todos los módulos fotovoltaicos utilizados serán de la misma potencia, mismo modelo y fabricante, y se conectarán en serie y paralelo hasta conseguir, por un lado, la tensión de entrada al inversor, y por otro, la potencia de campo generador que maximiza el rendimiento del mismo. En los anexos del presente documento se encuentran las fichas técnicas de los equipos utilizados para los cálculos. [9]

Las características principales del módulo fotovoltaico son:

<b>Modelo</b>	JA Solar JAM72S20 455/MR
<b>Potencia pico</b>	455 W
<b>Eficiencia</b>	20,4%
<b>Temperatura Nominal de Operación (TONC)</b>	45 +/- 2 °C
<b>Coefficiente de variación de Potencia con la Tª</b>	-0,35 %/°C
<b>Coefficiente de variación de Voc con la Tª</b>	-0,27 %/°C
<b>Nº de células</b>	144
<b>Dimensiones</b>	2120x1052x40 mm
<b>Peso</b>	25,00 kg

Los parámetros eléctricos de funcionamiento en condiciones estándar de medida (STC):

<b>Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmpp)</b>	41,82 V
<b>Intensidad Punto de Máxima Potencia (Impp)</b>	10,88 A
<b>Tensión de Circuito Abierto (Voc)</b>	49,85 V
<b>Intensidad de Cortocircuito (Isc)</b>	11,41 A

Si consideramos las condiciones de medida de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC), definidas por:

- Irradiancia: 800 W/m<sup>2</sup>
- Espectro AM: 1.5
- Temperatura ambiente: 20° C
- Velocidad del viento: 1 m/s

Los parámetros de funcionamiento del módulo fotovoltaico bajo estas condiciones son:

<b>Tensión de Circuito Abierto Máxima (Voc)</b>	47,15 V
<b>Tensión Punto de Máxima Potencia Mínima (Vmpp)</b>	39,44 V

## 2. Inversor



Ilustración 30: Inversor fotovoltaico Huawei

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas actúan como una fuente de corriente sincronizada con el punto de interconexión al que están conectados, y con la misma secuencia de fases, de manera que adaptan la potencia generada por los módulos fotovoltaicos (corriente continua) a las condiciones impuestas por el punto de interconexión (corriente alterna). De esta forma, el consumidor es capaz de utilizar la energía generada por los módulos fotovoltaicos para consumo propio.

Las curvas de salida (tensión e intensidad) serán senoidales con una distorsión armónica  $< 3\%$  (THD). El inversor asegurará un funcionamiento automático de la instalación garantizando el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) en cualquier condición de operación.

Además, los inversores permitirán la conexión y desconexión automática de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, evitando el funcionamiento en isla de la instalación de energía solar fotovoltaica. Los inversores también actuarán como controlador permanente de aislamiento para la conexión desconexión automática de la instalación en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Por tanto, las protecciones incorporadas en el inversor son:

- Contra polarización inversa
- Contra sobretensiones transitorias de la entrada y la salida
- Contra cortocircuitos y sobre cargas en la salida
- Contra fallos de tensión y frecuencia
- Contra fallos de aislamiento
- Protección Anti-Isla
- LVRT (apoyo a la red contra hueco de tensión)
- Control de la potencia reactiva y factor de potencia

Cabe destacar la importancia de proteger la instalación frente a las corrientes en sentido inverso mediante la instalación de fusibles en el lado DC. En el supuesto de poder conectar varias cadenas o strings en paralelo, es posible que ante fallo de una de ellas, circule una corriente resultante de la suma del resto de strings.

En este caso no es necesario porque la configuración de strings disponible para este inversor permite un máximo de dos cadenas distintas, conectando cada una de ellas a entradas MPPT distintas. Se debe cumplir con la normativa IEC 62548, donde se indica que los módulos fotovoltaicos tienen que ser capaces de soportar el paso de una corriente

de cortocircuito al menos igual a la que son capaces de generar, siendo en este caso 11,5 A aproximadamente. Según define el fabricante, la corriente inversa que soporta el módulo es de 20 A, quedando justificada la conexión de dos strings en paralelo sin protecciones adicionales, ya que la máxima intensidad que va a circular por el string va a ser siempre inferior a 20 A.

El inversor seleccionado es el modelo SUN2000-5-KTL-L1 del fabricante HUAWEI, una de las marcas líderes del mercado de inversores de string. Se ha escogido un inversor que presenta la capacidad de conexión a batería.

Estos inversores tienen un período de garantía de 5 años. [15]

Como características principales presenta:

<b>Modelo</b>	SUN2000-5-KTL-L1
<b>Potencia nominal</b>	5000 W
<b>Rango de tensión MPP</b>	90 – 560 V
<b>Eficiencia</b>	97,8 %
<b>Factor de potencia</b>	1
<b>Distorsión armónica (intensidad)</b>	< 3 %
<b>Conexión AC</b>	Conexión a cuadro de BT

Los parámetros de entrada del inversor son:

<b>Máxima tensión de entrada</b>	600 V
<b>Máxima intensidad por MPPT</b>	12,5 A
<b>Máxima intensidad de cortocircuito por MPPT</b>	18 A
<b>Rango de tensión de entrada</b>	90 – 560 V
<b>Tensión nominal de entrada</b>	360 V
<b>Nº de entradas por MPPT</b>	1
<b>Nº de MPPTs</b>	2

Los parámetros de salida del inversor son:

<b>Potencia nominal activa CA</b>	5000 W
<b>Máxima potencia aparente CA</b>	5500 VA
<b>Máxima potencia activa CA</b>	5500 W
<b>Tensión nominal de salida</b>	230 V
<b>Conexión a la red</b>	Monofásica
<b>Máxima intensidad de salida</b>	25 A



### 3. Estructura soporte

A modo de soporte de los módulos fotovoltaicos seleccionados, se decide usar una estructura diseñada para ser instalada sobre superficies de teja, con varilla roscada como fijación, adaptándose a la inclinación de la cubierta existente. Además de una fácil instalación, ésta estructura es modular, es decir, puede ampliarse en cualquier momento dependiendo de las necesidades. Este sistema denominado Gulpiyuri Teja + Varilla Roscada, pertenece al fabricante Alusin Solar, uno de los mayores proveedores de estructuras fotovoltaicas a nivel nacional. El proveedor proporciona una garantía de materiales de 25 años.

Entre sus características técnicas, cabe destacar el sistema de perfiles, grapas y accesorios de aluminio de primera fusión. En cuanto a la tornillería, según la agresividad del ambiente, se fabrica en acero inoxidable A2 o A4. Con objeto de garantizar la estanqueidad, se realizará la fijación con Juntas EPDM y adhesivo a doble cara, aportando resistencia a gradientes térmicos y a los rayos UV. [16]

La estructura soporta las siguientes cargas climáticas:

- Viento: 150 km/h
- Nieve: 1 kN/m<sup>2</sup>

## 8.4. Cálculos justificativos del sistema fotovoltaico - CTE

---

Una vez seleccionados los elementos que componen la instalación, se debe comprobar que se cumplen los requisitos técnicos recogidos en el Código Técnico de la Edificación (CTE), donde se recoge la sobrecarga máxima admitida.

Para ello, se calcula la sobrecarga producida por cada componente y se comprueba que se encuentra dentro de los márgenes recogidos en la tabla descrita en el Documento Básico de Seguridad de la Edificación (CTE DB SE-AE, tabla 3.1):

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 <sup>(1)</sup>
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(2)</sup>			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación <sup>(3)</sup>	G1 <sup>(7)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(4)(8)</sup>	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(5)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Tabla 10: Valores característicos de las sobrecargas de uso.

La cubierta de la vivienda está ocupada por los siguientes equipos que generan una cierta sobrecarga:

Elemento	Peso (kg por módulo)	Sobrecarga (kg/m <sup>2</sup> )
Módulo fotovoltaico (2,2 m <sup>2</sup> )	24,7	11,23
Perfiles de aluminio, tornillería y juntas EDPM	3	1,37
Bandeja porta-cables + cableado	1,7	0,77
<b>TOTAL</b>	<b>29,4</b>	<b>13,37</b>

Tabla 11: Sobrecarga cubierta de la vivienda. Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, puesto que, para el tipo de cubierta del proyecto de referencia corresponde a la categoría G - subcategoría de uso G1, se permite una sobrecarga de uso de 102.04 kg/m<sup>2</sup> (1 kN/m<sup>2</sup>), el sistema propuesto estará siempre por debajo de los valores de sobrecarga de uso establecidos.

## 8.5. Cableado de baja tensión

Los cálculos del cableado de BT se realiza de conformidad con el Reglamento de Baja Tensión en su instrucción ITC 40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”, en su punto 5, donde se indica que los cables deben estar dimensionados para una intensidad

superior al 125% de la nominal y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no será superior al 1,5%.

La identificación de los cables aparece reflejada en el plano del esquema unifilar de B.T.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente los dos criterios siguientes:

a) Criterio térmico: Este apartado limita la corriente máxima admisible por el cable, aplicando el dimensionamiento del 125% de la intensidad nominal del módulo empleado.

b) Criterio de la caída de tensión: La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados reglamentariamente en cada parte de la instalación, es decir, menor a un 1,5%.

En el caso de corriente continua, es decir, la conexión de los módulos al inversor, se calcula la sección de los cables unipolares de cobre con cubierta de elastómeros termoestables tipo ZZ-F y aislamiento 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC, empleando la siguiente expresión de caída de tensión monofásica:

$$\Delta V = \frac{2 * L * P}{\gamma * S * V}$$

Para el cálculo del tramo que recorre el cable de tipo RZ1-K (AS), desde el inversor al centro general de baja tensión de la vivienda (C.G.B.T.), se emplea la expresión anterior para el caso de conexión monofásica, o la siguiente expresión si es trifásica:

$$\Delta V = \frac{L * P}{\gamma * S * V}$$

Siendo:

$\gamma$  = conductividad a 70°C (Cu= 48 m/Ω\*mm<sup>2</sup>, Al=30 m/Ω\*mm<sup>2</sup>)

L = longitud del cable en metros

S = sección del cable en mm<sup>2</sup>

P = Potencia máxima de la línea en vatios (W)

V = Tensión de la línea en voltios (V)

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables. [17]

Según el reglamento, se obtiene una sección de 4mm<sup>2</sup>, tanto para el tramo de continua como para el de alterna. Los cálculos realizados para determinar la sección de cable utilizada se recogen en el anexo II: Cálculos Eléctricos.

## 8.6. Cálculo de la inclinación y número de paneles óptimos

La disposición y configuración óptima de los módulos está condicionada por la orientación e inclinación que presenta la propia cubierta sobre la que se instalan. De esta manera, la superficie tiene una inclinación de 10° y una orientación de 55° con respecto al sur. En términos de energía solar, el azimut es el ángulo que forma el módulo con respecto al sur (0°), siendo positivo de sur a este y negativo de sur a oeste, hasta el norte. Por lo tanto, a la hora de dimensionar la instalación, puede presentarse la opción de situar los módulos fotovoltaicos en una posición más favorable para el funcionamiento del sistema, pero se debe tener en cuenta estas condiciones predeterminadas. [18]

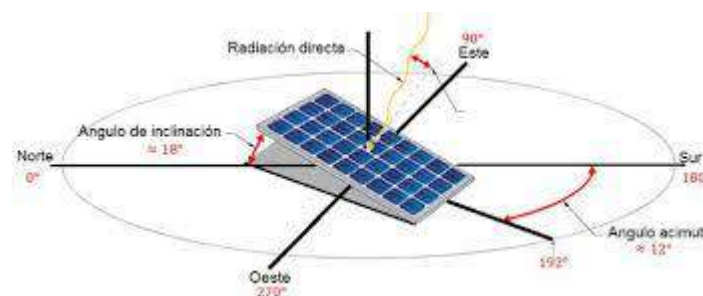


Ilustración 31: Ángulos solares. Fuente: Sector Electricidad, 2022

Se calculará la configuración óptima siguiendo dos procedimientos: el método analítico y el método computacional con PVsyst.

## 8.6.1 Método analítico

Si no se dispone de un programa de análisis fotovoltaico, como PVsyst, es posible estimar la inclinación y número de módulos óptimos para la instalación que se va a realizar.

En primer lugar, en referencia con la inclinación apropiada, se debe tener en cuenta los valores calculados anteriormente de la radiación global horizontal del emplazamiento, en este caso según la base de datos escogida, PVGIS. Los datos son:

Mes	Irradiación Global Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /mes)
Enero	66,6
Febrero	93
Marzo	110,8
Abril	175,8
Mayo	221,7
Junio	231,5
Julio	243,9
Agosto	215,4
Septiembre	161,9
Octubre	118,5
Noviembre	69
Diciembre	70,9
<b>Año</b>	<b>1779</b>

Tabla 12: Irradiación Global Horizontal PVGIS. Fuente: Elaboración propia

A partir de la radiación global horizontal, equivalente a 0° de inclinación, se calculan los valores para superficies de 10°, 20°, 30° y 40°.

Mes	GlobHor (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	GlobInc10 (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	GlobInc20 (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	GlobInc30 (kWh/m <sup>2</sup> /mes)	GlobInc40 (kWh/m <sup>2</sup> /mes)
Enero	66,6	76,1	84,1	90,1	93,9
Febrero	93	103,4	111,3	117,4	120,6
Marzo	110,8	115,4	118,1	118,3	117,0
Abril	175,8	181,5	183,9	183,4	179,2
Mayo	221,7	223,4	221,1	215,1	205,4
Junio	231,5	232,7	229,7	222,8	212,5
Julio	243,9	244,9	241,6	234,5	223,3
Agosto	215,4	220,1	220,9	218,4	211,6
Septiembre	161,9	170,1	174,7	176,2	174,1
Octubre	118,5	129,0	137,2	142,3	144,4
Noviembre	69	77,5	84,3	89,2	92,4
Diciembre	70,9	84,3	95,9	105,4	112,2
<b>Año</b>	<b>1779</b>	<b>1858,5</b>	<b>1902,7</b>	<b>1913,1</b>	<b>1886,5</b>

Tabla 13: Irradiación Global dependiendo de inclinación de la cubierta. Fuente: Elaboración propia

Observando los resultados obtenidos, la inclinación óptima en caso de tener espacio ilimitado en la cubierta, sería de 30°. Sin embargo, inclinar el módulo fotovoltaico implica dejar una distancia de separación entre filas, denominada pitch, para evitar que se produzcan sombras que afecten al rendimiento de la implantación. Como en este caso se dispone de 31.68 m<sup>2</sup>, tener que dejar una distancia de aproximadamente 1,6 m entre filas de paneles, supone reducir la cantidad de módulos implantados y, por consiguiente, de potencia instalada. De esta forma, se escoge la inclinación de 10°, debido a que es la propia inclinación de la cubierta y no es necesario calcular el pitch. Además, la estructura coplanar es considerablemente más barata en comparación con la inclinada, por lo que el coste y el tiempo de recuperación de la inversión serán menores, aumentando la rentabilidad del proyecto.

Para determinar el número de módulos óptimos, se utiliza el criterio de máxima potencia, ya que se trata de una instalación conectada a la red. Según este método, el número de módulos se calculan mediante la expresión:

$$N_t = \frac{L_{mdc}}{P_{mpp, stc} * G_d * PR}$$

Siendo:

N<sub>t</sub>: número total de módulos fotovoltaicos

L<sub>mdc</sub>: Consumo medio diario mensual para el mes crítico = 11885,51 kWh/día

P<sub>mpp, stc</sub>: Potencia pico del módulo en condiciones estándar = 455 Wp

G<sub>d</sub>: Radiación global sobre el plano inclinado = 1858,5 kWh/m<sup>2</sup>

PR: Performance Ratio o rendimiento del campo generador = 0,867 (calculado posteriormente)

Por consiguiente, el número de módulos será N<sub>t</sub> = 16. Sin embargo, se recuerda que el número máximo de paneles a instalar debido a la limitación de la cubierta existente es de 11 módulos. Por esta razón, para los siguientes cálculos, se considera **N<sub>t</sub> = 11** módulos, lo que supone una potencia pico de la instalación de 5 kW.

Para poder determinar el número de módulos en serie, hay que tener en cuenta tanto la tensión del módulo como la del inversor al que se conectarán, para que no supere el valor establecido. Tomando como referencia los datos de las fichas técnicas se obtiene:

- $V_{inv}$ : Tensión máxima de entrada al inversor = 560 V
- $V_{mp}$ : Tensión máxima módulo en punto de máxima potencia = 41,82 V

Por lo tanto, el número de módulos en serie ( $N_s$ ) que admite el inversor seleccionado es:

$N_s = \frac{V_{inv}}{V_{mod}} = 13,4$  *módulos*. A causa de que la implantación consta de 11 módulos, se conectarán en serie en su totalidad, por lo que será una rama o string con 11 módulos en serie.

<b><math>N_t</math> (total módulos)</b>	<b><math>N_s</math> (módulos en serie)</b>	<b><math>N_p</math> (módulos en paralelo)</b>
11	11	1

*Tabla 14: Configuración módulos de la instalación. Fuente: Elaboración propia*

Se comprueba que la tensión de la instalación en circuito abierto no supera la máxima tensión de entrada del inversor, que en este caso es 600 V. Para ello, se tiene en cuenta la tensión máxima del módulo en circuito abierto, 49,85V. De esta manera:

$$49,85 * 11 = 548,35 V < 600 V$$

Además, se verifica que la máxima intensidad que circula por la rama de módulos no supera la máxima admitida por el inversor. En este caso el inversor soporta una corriente de 12,5 A por cada entrada MPPT, por lo que la intensidad máxima que generan los módulos escogidos, en condiciones nominales, 10,88 A y en caso de cortocircuito, 11,41 A, siempre será inferior. Asimismo, como ya se ha explicado anteriormente, no es necesaria la instalación de fusibles para proteger el sistema de una posible corriente inversa ante un determinado fallo.

El parámetro que define la eficiencia de la instalación es el índice de producción de un sistema fotovoltaico con respecto a lo que produciría un sistema ideal, es decir, el Performance Ratio (PR). Para su cálculo se tienen en cuenta las siguientes pérdidas y factores que afectan a toda instalación fotovoltaica:

- Nivel de irradiancia en el generador: aproximadamente 4-5%
- Incidence Angle Modifier (IAM): al no estar con la inclinación y orientación ideal, se obtiene una pérdida entre 1,5% y 2%
- Pérdidas por temperatura: en torno al 7% al ser una instalación coplanar

- Dispersión en la potencia del módulo al fabricarlo: se refiere a la calidad del módulo, siendo aproximadamente un 3% para el panel seleccionado.
- Dispersión en parámetros (mismatch): ocasionadas por la conexión de módulos que inyectan potencias ligeramente distintas, produciendo pérdidas del 2%
- Polvo o suciedad en el panel: se definen automáticamente en un valor de 3%
- Caída de tensión del cableado: definidas en 1,5%
- Rendimiento del inversor: para el inversor elegido es inferior al 2%
- Sombreado: establecidas en 2,5%

En base a los datos anteriores, se calcula el PR de la instalación, y se obtiene un valor de 0,867.

Para poder estimar la rentabilidad que aporta la instalación al cliente, se compara la energía producida, con la energía demandada anualmente, 11885,51 kWh, calculada a partir de los consumos anuales de la vivienda. Para obtener la energía inyectada a la red por parte de la planta de generación, se tiene en cuenta la irradiación global sobre el plano inclinado y el PR. La estimación de la energía vertida se calcula con la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm} * P_p * \eta}{G_{cem}}$$

Siendo:

$E_p$ : Energía producida

$P_p$ : Potencia pico de la instalación

$\eta$ : Rendimiento, PR

$G_{dm}$ : Irradiación solar en el plano receptor

$G_{cem}$ : Irradiación solar en condiciones estándar de medida = 1 kWh/m<sup>2</sup>

Se propone una potencia pico de la instalación de 5 kW, y de esta forma, se obtiene una energía anual inyectada de 8056,6 kWh. Se compara el resultado con la energía consumida y se obtiene que la instalación cubre el 67,78% de la demanda. Cabe destacar que dicha energía no se consumirá completamente, sino que un porcentaje se verterá a la



red y se compensará a modo de excedentes en la factura eléctrica, debido a que únicamente la instalación producirá electricidad durante las horas solares, mientras que el consumo de la vivienda se distribuye a lo largo del día.

### 8.6.2 Método computacional - PVsyst

---

En este apartado se analiza la optimización de la instalación a partir del programa fotovoltaico denominado PVsyst. Se trata del software con mayor reconocimiento a nivel mundial, mediante el cual se dimensiona, analiza y estudian sistemas fotovoltaicos para su posterior instalación. Toma datos meteorológicos como radiación, temperatura o velocidad del viento, a partir de diferentes bases de datos disponibles. A través del análisis de ciertos datos, el sistema proporciona un estudio completo y visual, incorporando gráficos y diagramas, para poder determinar su viabilidad.

Para poder dimensionar correctamente el sistema, se introducen las coordenadas geográficas del emplazamiento y se establecen las características principales, que son la inclinación, el acimut y el tipo de estructura. Posteriormente, el programa cuenta con una serie de módulos, e inversores generales ya instalados para su uso, pero en el caso de que se requiera estudiar otro distinto, se debe obtener un archivo .PAN o .OND del componente a descargar de cualquier fabricante. En este caso, se selecciona el módulo JA Solar 455 Wp y el inversor Huawei 5 KTL L1. El propio programa determina, a partir de las características tanto del módulo como del inversor, el número de paneles en serie y paralelo que se puede instalar, para que no se sobrepase ningún límite establecido. En el supuesto de que sea necesario, se puede posicionar el campo fotovoltaico generador y los elementos que podrían producir sombras. El programa, a través de un archivo .hor que genera la base de datos, calcula las sombras cercanas y de horizonte. Observando la orientación y disposición de la cubierta objeto de estudio, no se precisa de cálculo de sombras, debido a que no tiene obstáculos en las zonas por las que incide el sol sobre los paneles. Por último, PVsyst permite incorporar las pérdidas por distintos parámetros como el deterioro de módulos, nivel de irradiancia, temperatura del conjunto, cableado, inversor... resumiéndose todas estas pérdidas en un diagrama de Sankey. Este diagrama es un tipo de diagrama de flujo, en el que hay diversas flechas, y la anchura de estas se muestra proporcional a la cantidad de pérdidas en la instalación.

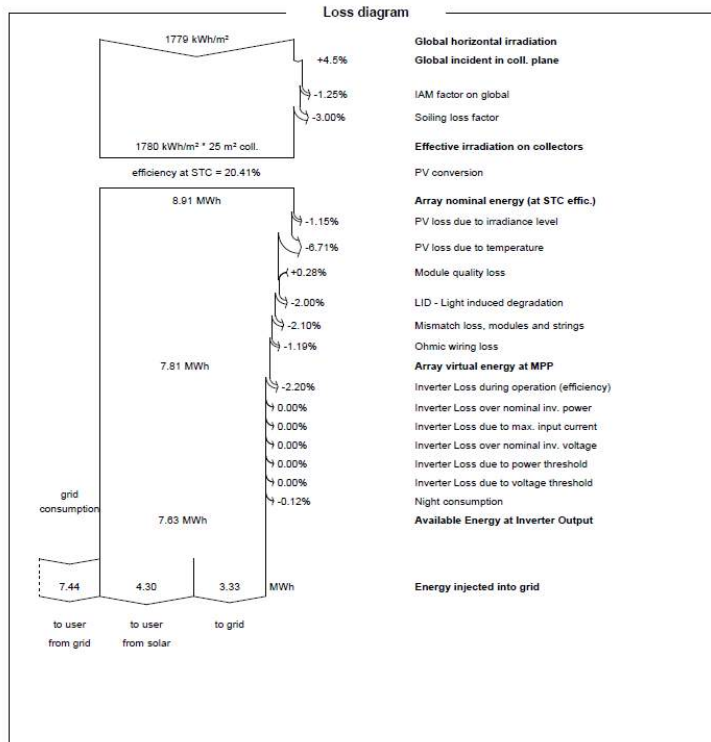


Ilustración 32: Diagrama de Sankey Instalación fotovoltaica 5kW. Fuente: PVsyst

Una vez se han introducido todos los datos de la instalación, el programa realiza una simulación anual por horas, calculando producción, rendimiento, tablas resumen con gráficos diarios y tablas mensuales. Estos valores se recogen en un informe de 6 páginas y una hoja de cálculo con los valores de producción de energía horarios de la instalación.

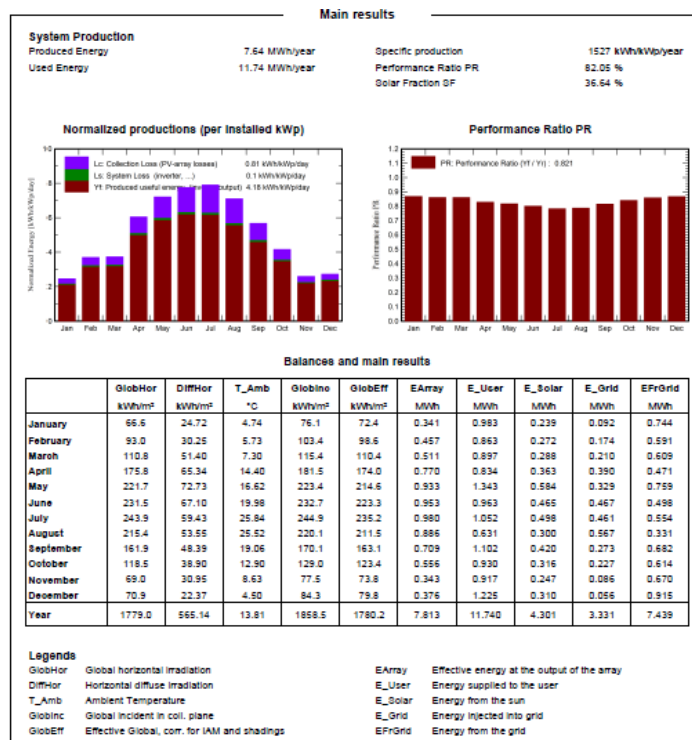


Ilustración 33: Energía instalación fotovoltaica 5kW. Fuente: PVsyst

Los parámetros objeto de estudio son los siguientes:

1. Energía autoconsumida: hace referencia a la cobertura de la demanda de la instalación fotovoltaica.
2. Energía comprada a la Red: referente a la parte de la demanda de la industria que la instalación fotovoltaica no puede cubrir y por tanto deberá comprar a la red.
3. Energía autoconsumida en horas solares: referente a la cobertura de la demanda de la instalación fotovoltaica entre las 8 hrs y las 18 hrs.
4. Excedentes: hace referencia a la parte de la energía generada por la instalación fotovoltaica que no se consume al no haber demanda por parte de la industria.
5. Ahorro en el año 1: referente al ahorro que supondría incluir la instalación fotovoltaica respecto a no tenerla.
6. Payback: también llamado período de recuperación de capital, hace referencia al período de tiempo requerido para recuperar la inversión inicial.

Para el método computacional, se toman diferentes valores de potencia pico para la instalación, y tomando como referencia el consumo de la vivienda, se obtiene la siguiente tabla comparativa:

	10 kW	9 kW	8 kW	7 kW	6 kW	5 kW	4 kW	3 kW	2 kW	1 kW
<b>1.- E. Autoconsumida</b>	35%	35%	34%	33%	32%	30%	28%	26%	21%	13%
<b>2.- E. Comprada a la Red</b>	65%	65%	66%	67%	68%	70%	72%	74%	79%	87%
<b>3.- E. Autoconsumida h.s.</b>	30%	33%	37%	43%	50%	60%	75%	100%	100%	100%
<b>4.- Excedentes</b>	73%	71%	68%	64%	60%	54%	46%	35%	19%	1%
<b>5.- Ahorro en Euros año 1</b>	1.678 €	1.593 €	1.455 €	1.309 €	1.178 €	1.007 €	845 €	655 €	436 €	174 €
<b>6.- Presupuesto</b>	13.092 €	11.783 €	10.474 €	9.164 €	7.855 €	6.546 €	5.237 €	3.928 €	2.618 €	1.309 €
<b>7.- Payback (años)</b>	8,2	7,9	7,7	7,5	7,2	7,0	6,7	6,5	6,5	7,5

Tabla 15: Comparativa entre distintas potencias instaladas. Fuente: Elaboración propia

Para la confección de la tabla 15, se ha analizado la energía producida, autoconsumida y excedentaria para las distintas potencias pico de la instalación. En cuanto a la elaboración del ahorro anual obtenido en el primer año, se trata del ahorro que percibiría el cliente en la factura eléctrica en caso de instalar cada una de las potencias planteadas, basándose en un precio referencia actual de la electricidad, por lo que es bastante elevado, siendo para el periodo punta 0,33 €/kWh, llano 0,28 €/kWh y valle 0,25 €/kWh. En cuanto a la determinación del periodo de recuperación capital, se evalúa el presupuesto en cada uno de los casos. Para ello se tiene en cuenta, el precio unitario de los módulos fotovoltaicos,

145,45 €/módulo, el precio del inversor, dependiendo de la potencia pico instalada se supone, teniendo en cuenta los precios del mercado, que varía en torno a 80-120 € por cada kW instalado, partiendo de un precio de 420 €. Es decir, para 2 kW, se supone que el inversor cuesta 500 €, para el de 5 kW, 770 € y 1300 € para el de 10 kW. Para la obtención del payback se ha tenido en cuenta el precio de los excedentes, fijado en 0,03 €/kWh.

De esta forma, el dimensionado del campo generador para cada uno de los casos es:

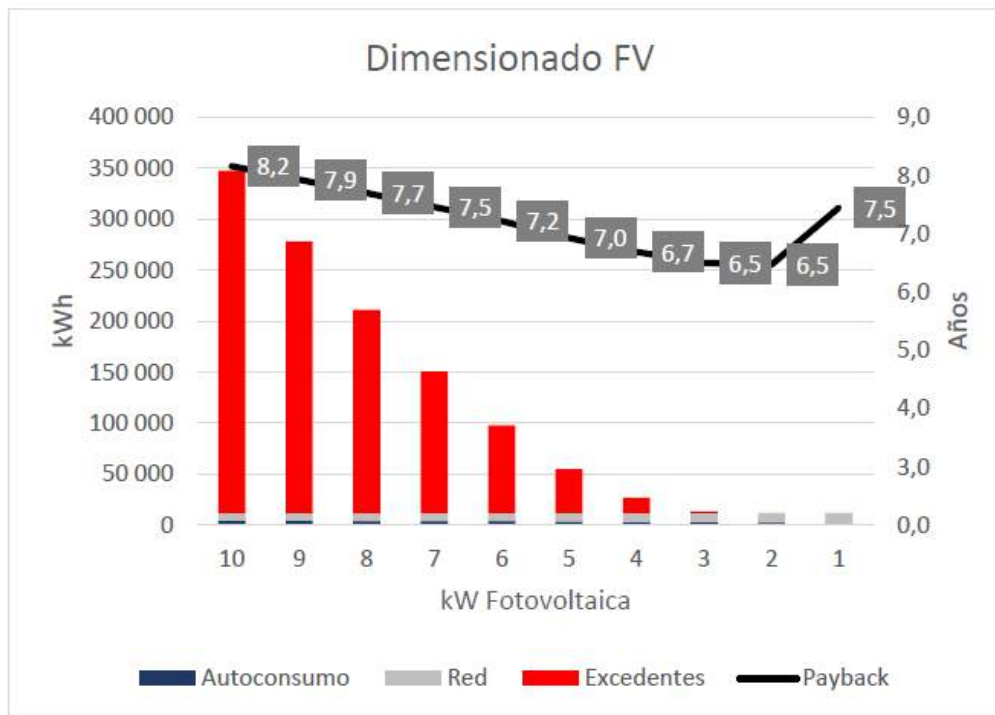


Ilustración 34: Dimensionado fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

La potencia óptima instalada debe contener un porcentaje de excedentes, que permita abaratar la factura eléctrica, y que en caso de que aumente el consumo, no sea necesario realizar una ampliación o nueva instalación, es decir, que permita una cierta flexibilidad por parte del consumidor. Por esta razón, se descartan las opciones de instalar 1 o 2 kW y las potencias superiores a 6 kW. En referencia al payback, se seleccionaría el proyecto de 3 kW, pero se descarta debido a que las ganancias futuras, pasado el periodo de recuperación del capital invertido es menor. Para obtener una mayor rentabilidad se escoge el sistema de 5 kW, que requiere una inversión moderada, una pronta recuperación de la cantidad invertida y unos beneficios considerables a largo plazo.

## 9. Impacto de la instalación

Una vez escogida la potencia instalada, se determina el impacto que tendrá sobre el consumo de la vivienda a lo largo del año.

Para ello, se calcula la potencia generada de forma mensual por la instalación:

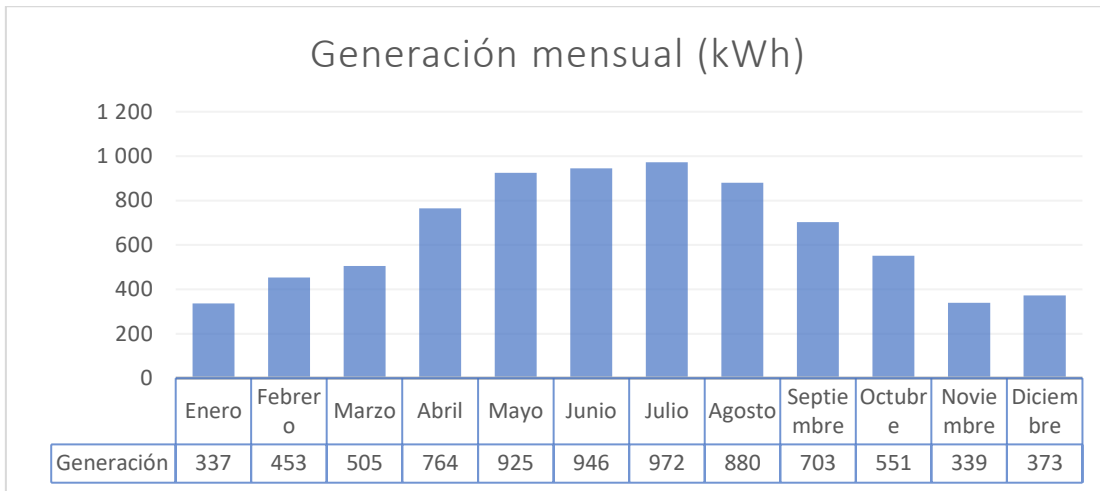
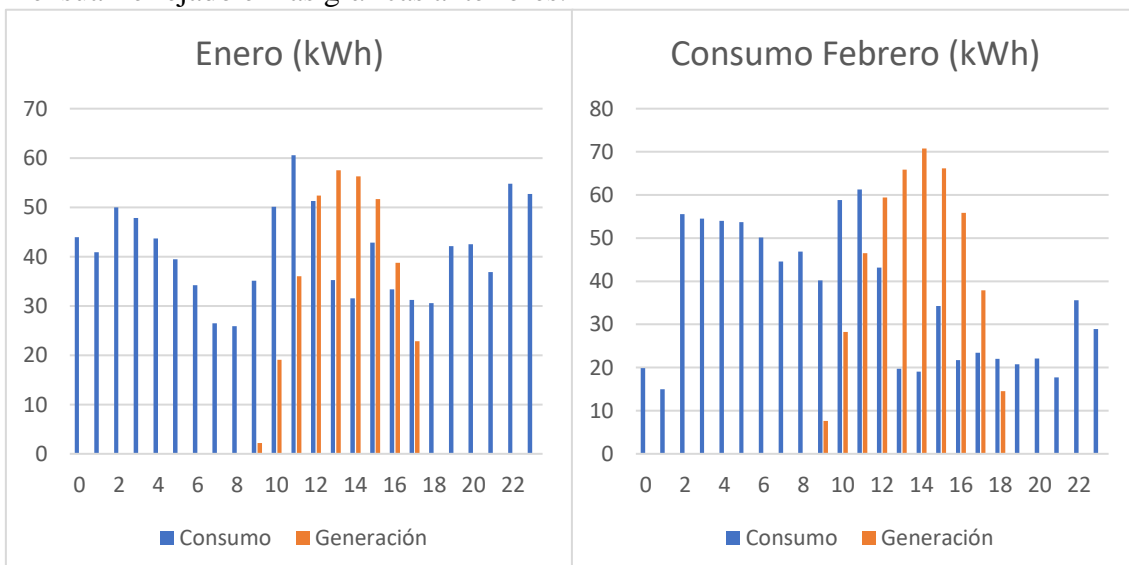
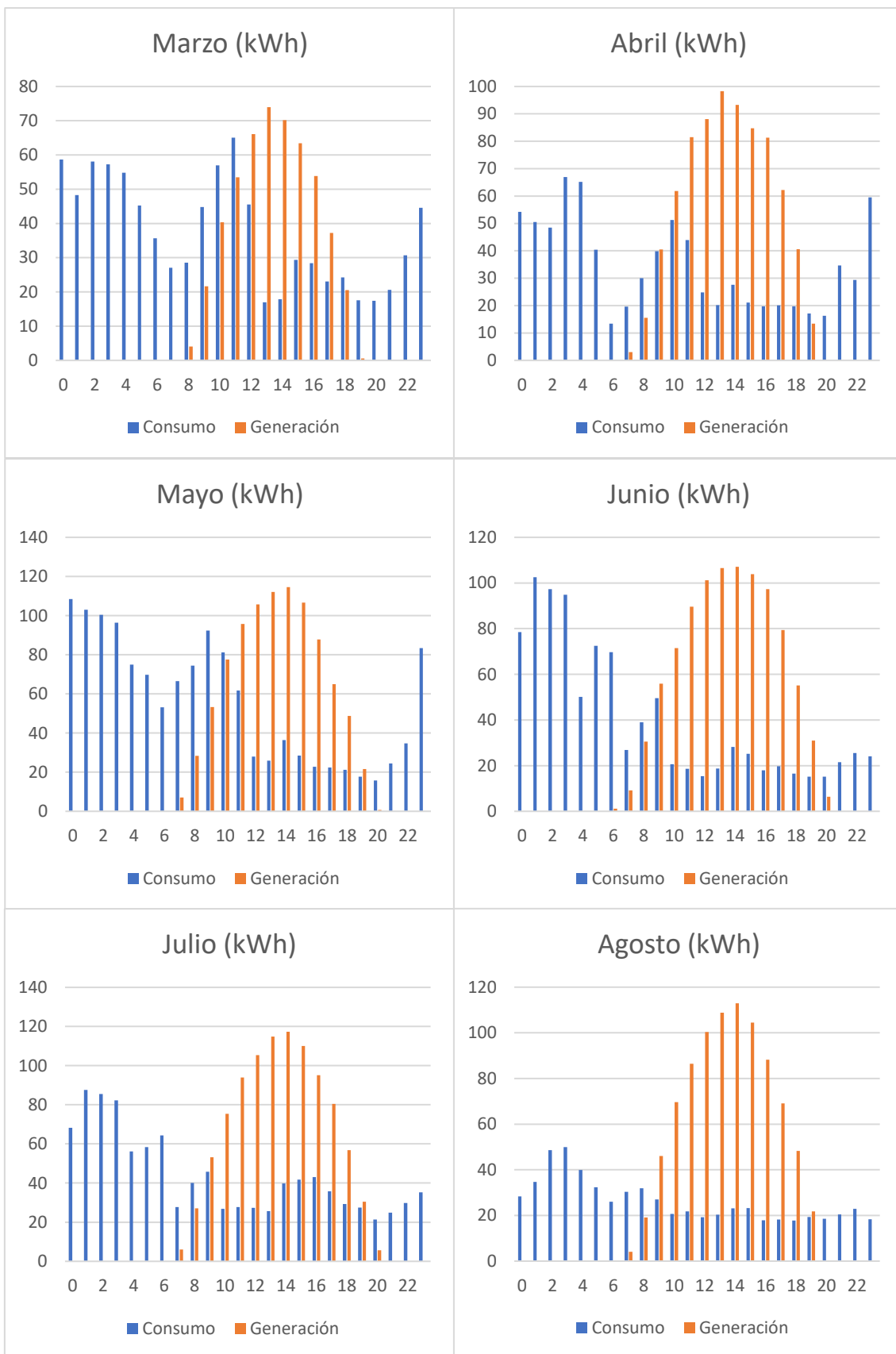


Ilustración 35: Generación mensual. Fuente: Elaboración propia

La curva de generación tiene una forma característica, con los meses de verano como principales periodos de generación. Si se desea equilibrar estos valores, para que no sean tan dispares entre meses dependiendo de la estación, se debe inclinar más el módulo fotovoltaico, favoreciendo la generación en los meses de invierno.

Para poder valorar si la generación está bien dimensionada, se compara con el consumo mensual reflejado en las gráficas anteriores.





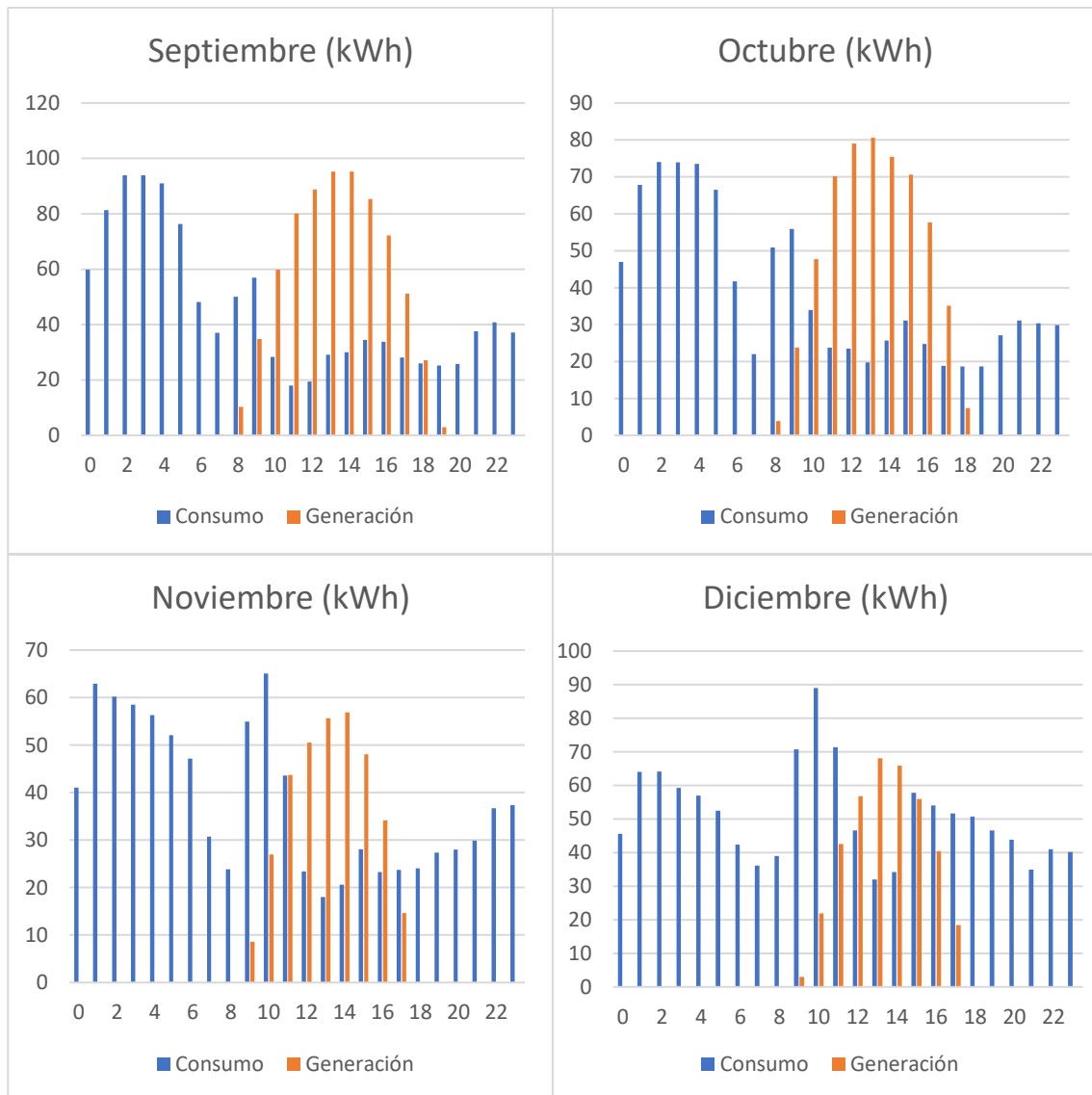
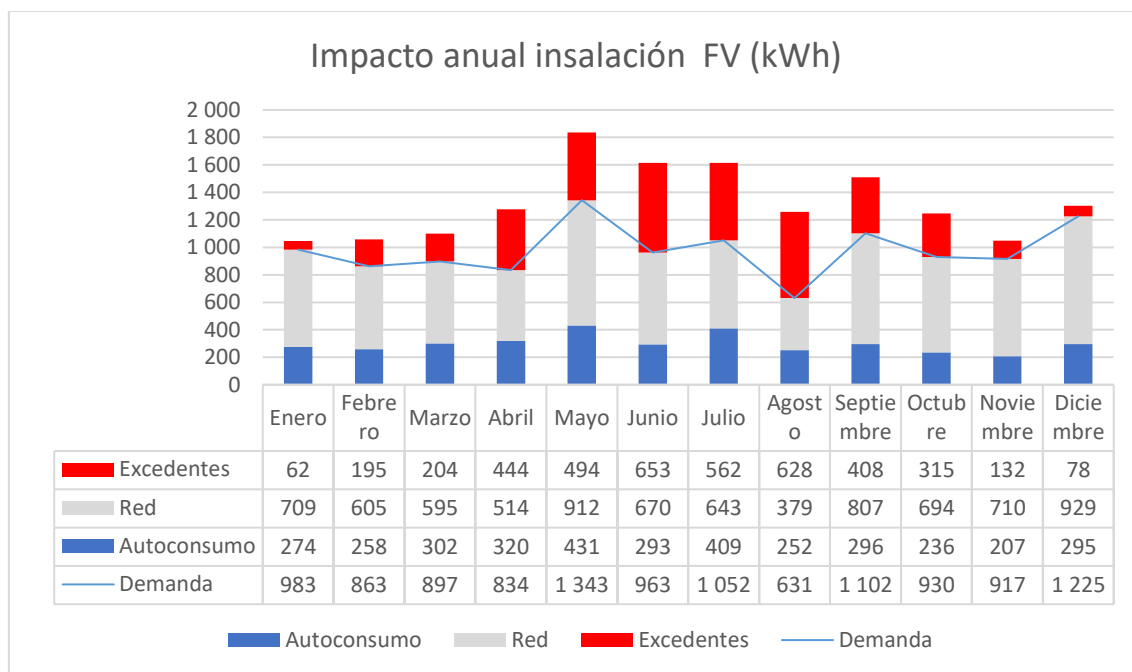


Ilustración 36: Generación horaria mensual. Fuente: Elaboración propia

Las gráficas muestran claramente que el consumo de la vivienda se ha llevado a cabo durante los periodos baratos de facturación, por lo que la generación se produce en momentos en los que la demanda es baja. Sin embargo, para comprobar el correcto dimensionamiento de la instalación, se supone que el consumidor se ajusta de la manera más adecuada posible a la generación. Por esta razón, lo que se compara es que los niveles máximos de consumo y generación no sean muy dispares. En este caso, se observa como ambos valores son parecidos, por lo que es coherente considerar que se ha calculado adecuadamente la potencia instalada óptima.

Para poder visualizarlo de forma más sencilla, se elabora el siguiente gráfico, teniendo en cuenta el porcentaje de energía autoconsumida, comprada de la red y excedentaria en cada mes del año:



*Ilustración 37: Impacto anual de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia*

Se puede observar como la energía autoconsumida se encuentra siempre en el rango comprendido entre el 20 % y el 50 % de la demanda de la vivienda. Además, se produce energía excedentaria en todos los meses del año, lo que proporciona la flexibilidad necesaria ante cualquier fluctuación del consumo. Como es lógico, la mayor producción es en los meses de verano, debido a la radiación solar, temperatura y la inclinación de los módulos favorable en dichos meses.

Toda la energía autoconsumida reflejada en el gráfico supondrá un descenso en el gasto mensual de electricidad, siendo aún mayor si el consumidor se ajusta a los periodos de producción fotovoltaicos, disminuyendo la energía excedentaria, y de la misma forma, la energía consumida de la red que es la que supone el gasto facturado. Se considera mucho más favorable y beneficioso aumentar la energía autoconsumida a costa de los excedentes, ya que la comercializadora compensa a un precio considerablemente bajo en comparación con el coste actual de la energía.

Por estas razones, se puede concluir que, a la vista de los resultados obtenidos, el dimensionado de la instalación fotovoltaica ha sido el idóneo.



## 10. Subvenciones y eficiencia energética

---

Hoy en día, existen numerosas ayudas por parte del Estado y comunidades autónomas en forma de reducción de impuestos, como el IBI o IRPF, además de subvenciones que tienen lugar entre el 2021 y el 2023 en las cuales se subvenciona un porcentaje determinado de los gastos de la instalación si se cumplen una serie de requisitos.

La Comunidad de Madrid pone a disposición una subvención que puede ascender hasta el 40 % del coste de la instalación, para fomentar la implantación de paneles solares, baterías de acumulación y sistemas térmicos renovables, siendo las propias empresas instaladoras las encargadas de su tramitación. El proceso consiste en cumplimentar unos documentos y tramitarlos en el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía). La instalación que desee obtener la subvención debe contar con un porcentaje de autoconsumo con respecto de la energía producida de al menos el 80%. De esta forma se le asignan unos fondos proporcionales al coste de la instalación, dependiendo de las características propias del proyecto, y más adelante, tras la comprobación y aprobación de la documentación, se procede al pago de la cantidad solicitada. [19]

En cuanto al ingreso por la cuota del IBI, desde el 1 de enero de 2019 el Ayuntamiento de Madrid impuso una medida para aquellos que se sumen al plan de energías limpias, como la instalación de paneles solares, reduciendo el 50% de la cuota del IBI durante 3 años. El IBI es el Impuesto sobre Bienes Inmuebles que tendrán que pagar de forma anual al Ayuntamiento todos aquellos propietarios que tengan a su nombre cualquier inmueble

El término de eficiencia energética, se refiere usar inteligentemente la energía, reduciendo el consumo sin reducir la calidad de vida. A pesar de que parezca complicado, realizar un uso eficiente de la energía es relativamente sencillo. El principal objetivo de la eficiencia energética es disminuir la dependencia energética de otros países por fuentes externas, y obtener un ahorro considerable al consumir menor cantidad de energía. La reducción de gases de efecto invernadero por parte de las fuentes de energía renovable, es la consecuencia más importante de este proceso. En este caso de estudio, la instalación de los paneles solares proporciona una reducción considerable del consumo, aproximadamente un 20% en el concepto de eficiencia energética, es decir, el consumo de energía primaria no renovable. Actualmente, si se obtiene una reducción del 30% del

mismo, o si se alcanza una etiqueta de eficiencia energética A o B, se obtiene una deducción del 40% del IRPF.

## Etiqueta de Eficiencia Energética

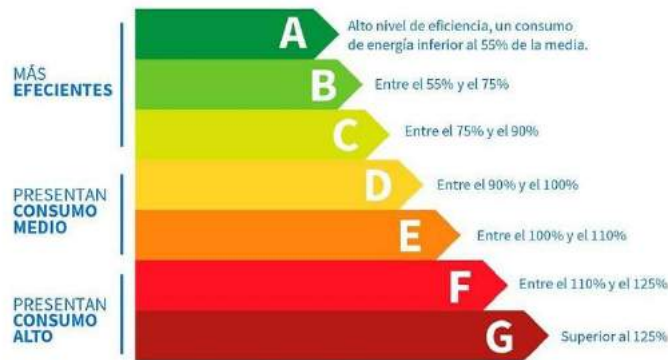


Ilustración 38: Etiquetas eficiencia energética

Todas estas ayudas, se consideran a modo informativo, pero no se tienen en cuenta para el análisis económico de la instalación, debido a que son variables que pueden cambiar dependiendo del año. Sin embargo, a la hora de valorar la rentabilidad y viabilidad del proyecto, es imprescindible tener en consideración las ayudas económicas existentes en el momento de la tramitación de la instalación.

## 11. Presupuesto

En el siguiente apartado se presenta el presupuesto de ejecución para la instalación de 5kWp:

Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario	Precio Total
<b>CAPÍTULO 1: MATERIALES</b>				
11	Uds.	Módulo FV JA Solar 455 W	145,45 €	1600 €
1	Ud.	Inversor Huawei 5 KTL – L1	727 €	727 €
11	Uds.	Estructura Coplanar Alusín Solar	30 €	330 €
40	m.	Topsolar PV 1500 V 1x4 Negro CC	0,63 €	25,2 €
40	m.	Topsolar PV 1500 V 1x4 Rojo CC	0,63 €	25,2 €
2	Uds.	Conectores MC4	1,5 €	3 €
100	m.	Cable Tierra H07Z1-K (As) 1x4	0,477 €	47,7 €
2	m.	Cableado CA 1000V RZ1-K (As) 5G4mm	2,65 €	5,3 €
20	m.	Tubo PVC	2,54 €	50,8 €
2	Uds.	Equipos de protección individual (EPIs)	65 €	130 €
TOTAL MATERIALES			2944,2 €	
<b>CAPÍTULO 2: GASTOS GENERALES</b>				
1	Día	Transporte	210 €	210 €
2	Oper.	Salario mano de obra	75 €	150 €
2	Oper.	Manutención y hospedaje	20,5 €	41 €
-	-	Ingeniería, tramitación, dirección obra	550 €	
-	-	Logística y seguro Todo Riesgo	218 €	
-	-	Montaje monitorización, P. en marcha	395 €	
TOTAL GASTOS GENERALES			1564 €	
<b>CAPÍTULO 3: BENEFICIO INDUSTRIAL</b>				
Beneficio Industrial 20%			901,6 €	
<b>Presupuesto Total (SIN IVA)</b>			<b>5410 €</b>	
<b>Presupuesto Total (CON IVA)</b>			<b>6546 €</b>	

Tabla 16: Presupuesto de la instalación. Fuente: Elaboración propia

## 12. Estudio económico

En esta sección se expone el modelo económico llevado a cabo para determinar la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto. El estudio económico, junto con las características técnicas de la instalación, son los factores más influyentes a la hora de tomar una decisión sobre la aprobación del proyecto.

Por un lado, el hecho de producir y consumir energía de origen renovable aporta un análisis positivo, tanto sostenible como económico, puesto que dicha energía autoconsumida carece de peajes y cargos, según la Ley 24/2013, del 26 de diciembre. Sin embargo, por otro lado, realizar una instalación fotovoltaica requiere una elevada inversión inicial, que con el paso de los años se amortiza, y, por lo tanto, el objetivo de este apartado es estudiar dicho periodo de amortización junto con el ahorro energético que supone. [22]

En primer lugar, se recuerdan los datos técnicos de la instalación:

Datos técnicos	Unidades	Valor
Año inicio operación	-	2023
Vida útil	Años	25
Capacidad	kWp	5
Producción específica	kWh/kWp	1525
Degradación anual paneles	%/año	0,5
Energía consumida	kWh/año	11740
Energía producida	kWh/año	7748

Tabla 17: Datos técnicos de la instalación. Fuente: Elaboración propia

En segundo lugar, se expone el coste de la inversión (CAPEX):

Módulo FV	Euros	1600 €
Inversor	Euros	727 €
Estructura	Euros	330 €
Montaje electromecánico	Euros	825 €
Suministro material eléctrico	Euros	600 €
Medios auxiliares y de seguridad y salud	Euros	165 €

Ingeniería, tramitación y dirección de obra	Euros	550 €
Logística y seguro Todo Riesgo construcción	Euros	218 €
Montaje sistema monitorización y puesta en marcha	Euros	395 €
Total		5410 €
IVA (21%)	Euros	1136 €
<b>TOTAL A PAGAR</b>		<b>6546 €</b>

Tabla 18: Coste de la inversión. Fuente: Elaboración propia

Además, se estiman los costes de la empresa instaladora, para poder determinar el margen de la empresa y sus beneficios por realizar la instalación. De esta forma, no solo se valora la inversión del consumidor, sino que también se refleja la ganancia obtenida por la empresa instaladora. En el presupuesto detallado en el apartado anterior, se desglosan los gastos que le supondrá la instalación a la empresa, incluyendo un valor denominado beneficio industrial, equivalente a lo que ingresa por las actuaciones. El beneficio industrial es un 20% respecto al coste total, tanto de materiales como de mano de obra y trámites necesarios, y en este estudio se trata de 901,6 €.

En tercer lugar, se comentan los parámetros variables durante la vida útil de la instalación, que en este caso será la energía producida y excedentaria debido a la degradación del módulo fotovoltaico, y el coste del kWh en cada periodo de facturación debido a la variación del IPC (Índice de Precios al Consumidor).

En referencia a la energía, se toman los valores horarios de generación obtenidos de PVsyst, y comparándolos con los valores de consumo, se determina tanto los valores horarios de autoconsumo, como los excedentes. Según el Real Decreto 244/2019, el valor económico de la energía excedentaria deberá de ser inferior al valor económico de la energía consumida.

De esta manera, se elabora una tabla resumen, distinguiendo los diferentes periodos de facturación, ya que cada uno precisa de un precio €/kWh distinto. Realmente, la energía excedentaria, se compensa a un precio fijo a final de mes, por lo que no sería necesario distinguir la cantidad por periodos de facturación.

	Energía Autoconsumida				Energía Excedentaria			
	P1	P2	P3	TOTAL	P1	P2	P3	TOTAL
Enero	142	133	0	274	23	39	0	62
Febrero	152	106	0	258	62	132	0	194
Marzo	177	124	0	302	78	125	0	203
Abril	173	144	3	320	211	235	0	446
Mayo	233	192	7	431	230	264	0	494
Junio	111	171	10	293	351	302	0	653
Julio	170	233	6	409	312	250	0	562
Agosto	119	129	4	252	317	311	0	628
Septiembre	124	172	0	296	230	177	0	407
Octubre	108	128	0	236	176	138	0	314
Noviembre	112	95	0	207	65	67	0	132
Diciembre	143	152	0	295	46	32	0	78
<b>Total</b>	<b>1765</b>	<b>1778</b>	<b>31</b>	<b>3574</b>	<b>2101</b>	<b>2072</b>	<b>0</b>	<b>4173</b>

Tabla 19: Energía autoconsumida y energía excedentaria. Fuente: Elaboración propia

Si se compara ambos valores totales con la energía anual consumida, se observa como la energía autoconsumida supone el 30 %, mientras que la energía excedentaria el 54 %. Esto se debe a que el consumidor no se ajusta a las horas solares, ya que la energía generada durante las horas de sol supone un 167 % de la consumida durante dicho periodo.

El otro parámetro variable a lo largo del tiempo es el que corresponde a la inflación anual de la electricidad. Este valor se ve influenciado por el IPC (Índice de Precios al Consumidor), baremo que tiene como objetivo evaluar el nivel de precios de los bienes y servicios del país.

En el pasado año (2021), el IPC ha aumentado en torno a un 5 %, y este año (2022) sigue subiendo hasta llegar a valores que rondan el 9 %. No obstante, para el estudio del proyecto, no se va a considerar que este valor se va a mantener durante la vida útil (próximos 25 años), debido a que sería una suposición sin fundamento. De esta manera, para establecer el valor de la inflación anual de la electricidad se ha aplicado un promedio del IPC de los últimos 10 años:

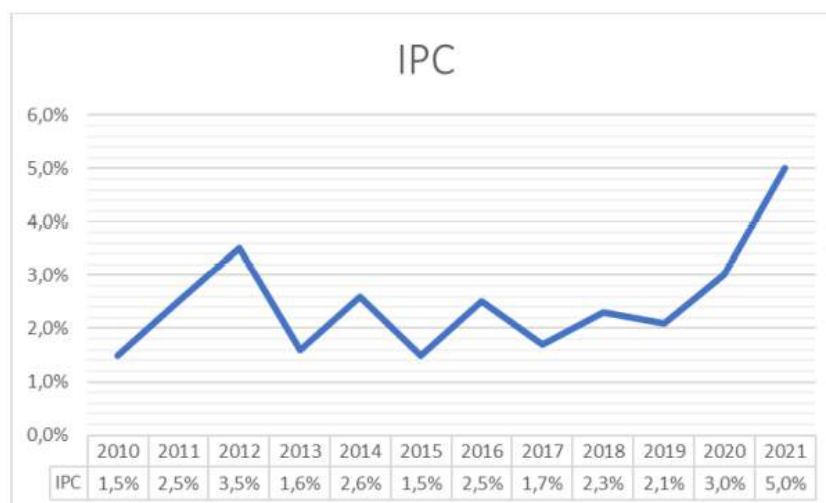


Ilustración 39: IPC anual de los últimos 10 años. Fuente: Elaboración propia

Para el proyecto se supone un valor de la inflación anual de la electricidad del 2 %. Suponemos un valor relativamente bajo en comparación con el actual, por si en el futuro vuelve a valores más constantes en torno a esa cifra.

El precio sobre el cual se aplicará la inflación depende del periodo de facturación, punta (P1), llano (P2) o valle (P3). Estos precios también han variado en gran medida durante el último año, aumentando considerablemente. Por ejemplo, en enero de 2022 la factura media fue de 111,64 €, siendo el precio medio 0,295542 €/kWh, frente a los 69,88 € registrados en enero de 2021, con un precio medio de 0,126392 €/kWh. Por esta razón, se escogen los siguientes precios por periodo:

Períodos	Precio (€/kWh)
P1	0,32
P2	0,27
P3	0,25

Tabla 20: Precios por periodo de facturación. Fuente: Elaboración propia

Por último, una vez definidas todas las variables que afectan al desarrollo del análisis económico, se puede determinar la rentabilidad del proyecto, calculando el VAN, la TIR y el Payback de la instalación. Para ello se tiene en cuenta el coste de mantenimiento anual que se fija en 300 €. Es un coste fijo invariable a lo largo de los años pero que optimiza el rendimiento de la instalación.

A continuación, se muestra el resultado del estudio económico de los primeros 8 años:

			0	1	2	3	4	5	6	7	8
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Detalles técnicos</b>											
Vida útil	Años	25									
Inflación anual electricidad	%	2%									
Degradación Instalación FV	%	0,5%									
<b>Entradas</b>											
Periodo 1	kWh	1 765	0	1 765	1 756	1 747	1 738	1 730	1 721	1 712	1 704
Precio P1	Euro/kWh	0,3200 €	0,00	0,32640	0,33293	0,33959	0,34638	0,35331	0,36037	0,36758	0,37493
<b>Ahorro P1</b>	<b>Euro</b>		<b>0,00</b>	<b>575,98</b>	<b>584,57</b>	<b>593,28</b>	<b>602,12</b>	<b>611,09</b>	<b>620,19</b>	<b>629,43</b>	<b>638,81</b>
Periodo 2	kWh	1 778	0,00	1 778,41	1 769,52	1 760,67	1 751,87	1 743,11	1 734,40	1 725,72	1 717,10
Precio P2	Euro/kWh	0,2700 €	0,00	0,2754 €	0,2809 €	0,2865 €	0,2923 €	0,2981 €	0,3041 €	0,3101 €	0,3163 €
<b>Ahorro P2</b>	<b>Euro</b>			<b>489,78</b>	<b>497,07</b>	<b>504,48</b>	<b>512,00</b>	<b>519,62</b>	<b>527,37</b>	<b>535,23</b>	<b>543,20</b>
Periodo 3	kWh	31	0,00	31,01	30,85	30,70	30,54	30,39	30,24	30,09	29,94
Precio P3	Euro/kWh	0,2500 €	0,00	0,2550 €	0,2601 €	0,2653 €	0,2706 €	0,2760 €	0,2815 €	0,2872 €	0,2929 €
<b>Ahorro P3</b>	<b>Euro</b>			<b>7,91</b>	<b>8,02</b>	<b>8,14</b>	<b>8,27</b>	<b>8,39</b>	<b>8,51</b>	<b>8,64</b>	<b>8,77</b>
<b>Resultado</b>	<b>euros</b>		<b>0,00</b>	<b>1 073,67</b>	<b>1 089,66</b>	<b>1 105,90</b>	<b>1 122,38</b>	<b>1 139,10</b>	<b>1 156,07</b>	<b>1 173,30</b>	<b>1 190,78</b>
<b>Gastos mantenimiento</b>	<b>euros</b>	<b>300</b>	<b>0,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>
<b>Inversión Total (CAPEX)</b>	<b>Euros</b>	<b>6 546 €</b>	1,31								
<b>Flujo de caja (FC)</b>	<b>Euros</b>		<b>-6 546,00</b>	<b>773,67</b>	<b>789,66</b>	<b>805,90</b>	<b>822,38</b>	<b>839,10</b>	<b>856,07</b>	<b>873,30</b>	<b>890,78</b>
<i>Flujo de caja acumulado</i>	<i>Euros</i>		<i>-6 546,00</i>	<i>-5 772,33</i>	<i>-4 982,67</i>	<i>-4 176,77</i>	<i>-3 354,39</i>	<i>-2 515,29</i>	<i>-1 659,21</i>	<i>-785,91</i>	<i>104,87</i>

Ilustración 40: Estudio económico de la instalación. Fuente: Elaboración propia

El primer parámetro que evaluar es el flujo de caja, que comienza en el valor de la inversión inicial que debe realizar el cliente en el año 0, -6546,1 €. A partir de este momento, el flujo de caja es siempre positivo y corresponde al ahorro que le supone al consumidor autoconsumir la energía generada por la instalación fotovoltaica. Se observa como este valor aumenta cada año, debido a que la influencia de la inflación de la electricidad es mayor que las pérdidas que se producen por la disminución de energía generada debida a la degradación de los módulos.

El Valor Neto Actual (VAN) corresponde a las ganancias o pérdidas de un proyecto y es la suma de todos los valores de los flujos de caja esperados a lo largo de los años de vida útil, restando la inversión inicial.

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

Siendo:

$I_o$ : Inversión inicial

$F_t$ : Flujo de caja total

$td$ : Tasa de descuento. Corresponde al riesgo que supone invertir en un tipo de proyectos en un determinado país.

$n$ : Años de vida útil del proyecto



En este caso, la tasa de descuento aplicada es del 5 %, ya que, en España, los proyectos renovables carecen prácticamente de riesgo. Teniendo en cuenta que la vida útil es de 25 años, el VAN obtenido es **8.032,7 €**. Cuando el VAN es positivo, mayor que 0, el proyecto es rentable, lo que significa que a lo largo de la vida útil del proyecto no solo se recupera la inversión inicial, sino que también se obtienen beneficios.

Otra forma de determinar la rentabilidad del proyecto es comparar la Tasa Interna de Retorno (TIR) con la tasa de descuento aplicada en el análisis económico. Si la TIR es superior a la tasa de descuento, el proyecto es rentable, debido a que la TIR hace referencia a la tasa de descuento necesaria para que se recupere la inversión inicial, es decir, el interés que hace que el VAN sea 0. Se calcula la TIR de la siguiente forma:

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

Siendo los mismos términos anteriores, cambiando la tasa de descuento por la TIR que es el valor que se quiere despejar.

Se obtiene que la **TIR** del proyecto es de **13%**, por lo que se puede concluir que el proyecto es rentable, ya que 13 % > 5 % (tasa de descuento establecida para este tipo de proyectos renovables en España).

Una vez se ha concluido que el proyecto es rentable, se calcula el Payback del mismo para determinar el plazo de recuperación del capital inicial. Para ello, se observa la variación del flujo de caja acumulando, ya que, se establece que la recuperación de la inversión se produce para un flujo de caja acumulado de valor 0.

El Payback obtenido es de 7,04 años, por lo que, al ser menos de 7 años y 1 meses, se establece el valor en 7 años para el análisis.

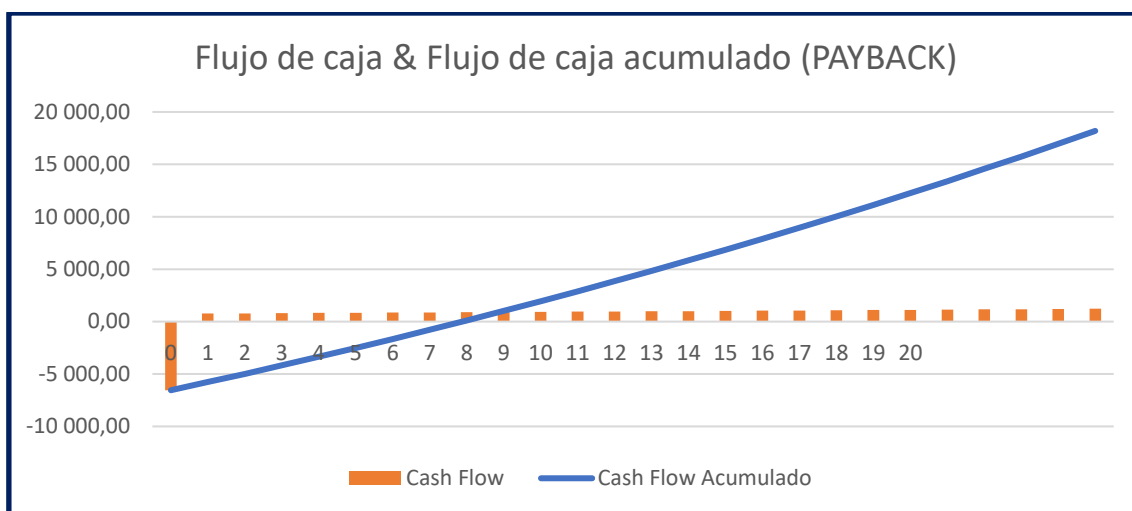


Ilustración 41: Flujo de caja de la instalación. Fuente: Elaboración propia

A modo resumen, se elabora la siguiente tabla, donde se recogen los distintos parámetros calculados para determinar la rentabilidad del proyecto fotovoltaico:

VAN	TIR	Payback
8032,7 €	13 %	7 años

Tabla 21: Parámetros rentabilidad instalación 5kW. Fuente: Elaboración propia

## 12.1. Análisis de sensibilidad

Tras haber elaborado el estudio económico realizado para la instalación seleccionada, empleando las condiciones propuestas, es decir, el precio por periodo de facturación, el precio de los excedentes y la inflación anual estimada del IPC, se procede a realizar un análisis de sensibilidad en función de los posibles cambios que pudiesen sufrir los diferentes parámetros variables del proyecto.

En primer lugar, se varía el valor del precio de la electricidad, estableciendo como valor superior, el precio actual (mayo 2022). Se recuerda que los valores tomados como referencia para el estudio económico han sido 0,25 €/kWh para el periodo valle (P3), 0,27 €/kWh para el llano (P2), y 0,32 €/kWh para el periodo punta (P1).

Por lo tanto, se fijan los precios de los diferentes periodos de facturación en:

- Valle (P3): 0,2914 €/kWh
- Llano (P2): 0,3105 €/kWh
- Punta (P1): 0,3635 €/kWh

De esta forma, una vez introducidos los valores actualizados, se elabora de nuevo el estudio económico correspondiente, obteniendo:

VAN	TIR	Payback
10985,16 €	15 %	6,5 años

Tabla 22: Parámetros rentabilidad con precio elevado. Fuente: Elaboración propia

Seguidamente, se realiza la misma modificación que anteriormente, pero en este caso se fija el posible precio inferior, por ejemplo, el precio que presentaba la luz hace un año, en junio de 2021.

- Valle (P3): 0,1129 €/kWh
- Llano (P2): 0,1393 €/kWh
- Punta (P1): 0,2368 €/kWh

Introduciendo estos datos en el modelo económico se obtienen los valores de los parámetros económicos objeto de estudio:

VAN	TIR	Payback
5857,7 €	8 %	9,1 años

Tabla 23: Parámetros rentabilidad con precio barato. Fuente: Elaboración propia

De esta manera, se comprueba que, modificando el precio del kWh, los indicadores de rentabilidad del proyecto cambian. La tabla comparadora correspondiente será:

	VAN	TIR	Payback
<b>Precio €/kWh caro</b>	10985,16	15	6,5
<b>Precio €/kWh referencia</b>	8032,7	13	7
<b>Precio €/kWh barato</b>	5857,7	8	9,1

Tabla 24: Comparación rentabilidad dependiendo del precio de electricidad. Fuente: Elaboración propia

Los parámetros sugieren que el proyecto será rentable independientemente del precio de la luz en el momento en el que se instale y los años posteriores. Como la instalación tiene una vida útil de 25 años, se puede afirmar que se recupera la inversión para cualquiera de los supuestos, junto con beneficios futuros.

En segundo lugar, se valora la posibilidad de que, en un futuro, no se compensen los excedentes por parte de las comercializadoras. En este caso, se analiza el estudio económico sin la compensación de excedentes, lo que corresponde a el estudio

individualizado de la instalación. Con esto se consigue evaluar la rentabilidad de la instalación a partir del precio referencia de la energía y la inflación de la electricidad.

Con la siguiente suposición se obtiene que la inversión destinada a la instalación es rentable con un periodo de recuperación capital bastante reducido, como se puede observar:

<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback</b>
7307,7 €	11 %	8 años

Tabla 25: Parámetros rentabilidad sin excedentes. Fuente: Elaboración propia

Por último, se analiza el cambio en los parámetros económicos que supone variar la inflación que sufre la electricidad durante la vida útil del proyecto. En el caso general, se estableció un valor referencia del 2 %, por lo que ahora se analiza el supuesto de que sea 1 % y 4 %. De esta forma se obtiene:

Para el caso de 1 %:

<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback</b>
7411,6 €	11 %	8 años

Tabla 26: Parámetros rentabilidad 1% IPC. Fuente: Elaboración propia

Para el caso de 4 %:

<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback</b>
14421,5 €	20 %	5,1 años

Tabla 27: Parámetros rentabilidad 4% IPC. Fuente: Elaboración propia

Comparativa de los tres supuestos:

	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback</b>
<b>IPC 1 %</b>	7411,6	11	8
<b>IPC 2 %</b>	8032,7	13	7
<b>IPC 4 %</b>	14421,5	20	5,1

Tabla 28: Comparativa parámetros rentabilidad según IPC. Fuente: Elaboración propia

A modo de conclusión, se elaboran dos tablas resúmenes, tomando los valores más favorables de todos los factores que influyen y otra con los más desfavorables.

Para el precio de luz más económico, el índice de precios de consumo bajo y la existencia de compensación de excedentes, se obtienen los siguientes parámetros:

VAN	TIR	Payback
17023,1 €	21 %	5 años

Tabla 29: Parámetros rentabilidad para el caso más favorable. Fuente: Elaboración propia

Para el precio de la energía elevado, el índice de precios de consumo del 4 % y sin compensación de excedentes, se obtiene:

VAN	TIR	Payback
5154,1 €	7 %	9,55 años

Tabla 30: Parámetros rentabilidad para el caso más desfavorable. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar analizando los parámetros económicos, la instalación fotovoltaica residencial es rentable para el caso más desfavorable y es muy beneficiosa para el caso más favorable, por lo que se puede concluir que es un proyecto viable.

## 12.2. Subvención

En primer lugar, se describe la subvención aplicable para los proyectos de instalaciones fotovoltaicas en la Comunidad de Madrid. Se trata de una subvención de hasta 3000 €, siendo aproximadamente el 40% del coste de la instalación hasta llegar a dicha cifra. Para poder obtener la ayuda, es necesario cumplir una serie de requisitos entre los que se encuentra que el porcentaje de autoconsumo con respecto a la producción fotovoltaica sea del 80% por lo menos. Este valor no se obtiene con la instalación propuesta, por lo que se realiza el estudio de una instalación menor para el residencial en el que se autoconsume al menos el 80% de lo producido.

Para llevar a cabo el estudio, se utiliza el programa PVsyst para analizar la energía producida, autoconsumida y excedentaria que se obtiene con la instalación. Si no se desea cambiar de fabricante para los componentes fotovoltaicos, se debe utilizar el inversor Huawei 3KTL de 3kVA y los módulos JA Solar de 455Wp como anteriormente. La potencia de la instalación es de 2.7 kWp compuesta de 6 paneles en serie. De esta manera, se obtienen los siguientes resultados referentes a la energía producida:

Energía producida	Energía Autoconsumida	Energía Excedentaria
4090	3475	615

Tabla 31: Energía producida, autoconsumida y excedentaria para 2.7kW. Fuente: Elaboración propia

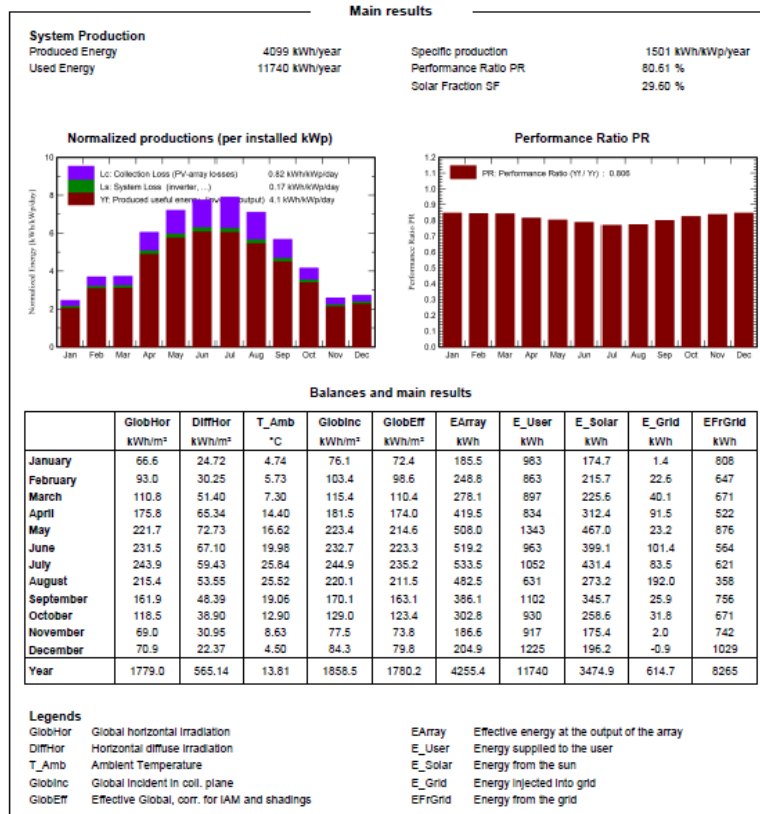


Ilustración 42: Energía instalación 2.7 kW. Fuente: PVsyst

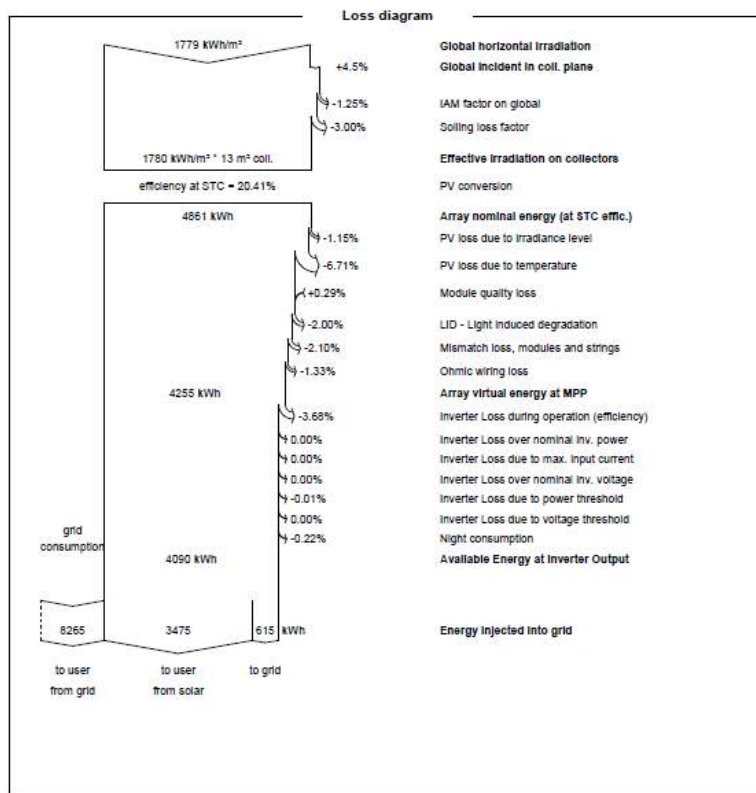


Ilustración 43: Diagrama de Sankey instalación 2.7 kW. Fuente: PVsyst

El porcentaje de energía autoconsumida sería del 85% aproximadamente, lo que cumple con el requisito de la subvención. Sin embargo, se puede observar que con respecto al consumo anual de la vivienda, establecido en 11740 kWh, se trata de un valor de autoconsumo bastante reducido, siendo 8265 kWh la energía importada de la red.

Teniendo en cuenta el consumo del emplazamiento, esta opción no sería aparentemente la opción más apropiada para hacer frente al consumo de la manera más rentable y eficiente posible, pero sí que es muy interesante a la hora de evaluar la rentabilidad del proyecto considerando la ayuda económica proporcionada por la Comunidad de Madrid.

De esta forma, el presupuesto se ajusta de manera que el inversor utilizado es más barato ya que es de menor potencia y hay un número menor de módulos fotovoltaicos instalados. Por esta razón, teniendo en cuenta el precio del inversor, 580 €, y el precio unitario de los módulos, 145,45 € se obtiene que el presupuesto total de la instalación manteniendo los otros valores constantes, sería de 5671.7 €. Aplicando el 40% al presupuesto total, se obtiene que la ayuda es de 2268.7 €, quedando el presupuesto final a pagar por el propietario 3406 €.

Finalmente, se procede a evaluar los parámetros económicos que determinan la rentabilidad del mismo.

<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Payback</b>
7854,1 €	12 %	4,8 años

*Tabla 32: Parámetros rentabilidad instalación de 2.7 kW. Fuente: Elaboración propia*

Se puede observar cómo es un planteamiento interesante para evaluar en caso de tener menos consumo, gracias a la ayuda proporcionada por la subvención.

## 13. Plazo de ejecución

---

Al tratarse de una instalación residencial de poca potencia, el tiempo de instalación es bastante corto. Sin embargo, hay que tener en cuenta distintos plazos desde que el cliente firma el contrato hasta que se pone en marcha la instalación. El proceso que se lleva a cabo es el siguiente:

1. Firma de contrato: En el cual se puede pagar la totalidad de la instalación o una parte de la misma en torno al 30-40 %.
2. Inicio del montaje: Se produce cuando el material eléctrico está disponible y se comienza la instalación. En caso de no haber pagado la totalidad del presupuesto, en este momento se abonaría el 30-40 % del coste.
3. Finalización del montaje: En caso de ser necesario, se paga en torno al 20% del precio de la instalación.
4. Puesta en marcha: Se comprueba que la instalación funciona correctamente y que se produce la energía previamente calculada. Se finaliza el pago completo del presupuesto.

En este caso, el inicio, fin y puesta en marcha de la instalación se realiza el mismo día, dependiendo del número de operarios que la instalen. [20]

Para determinar el tiempo de ejecución, hay que tener en cuenta el plazo de suministro de material eléctrico, que suele ser de entre 1 y 2 semanas, dependiendo del proveedor. Más adelante, el plazo de ejecución será de 1 o 2 días, contando con 2 o 3 montadores en la obra. En dicho plazo de ejecución se incluye el montaje y la puesta en marcha de la instalación.

Además, hay que tener en consideración la solicitud de permisos para proceder a la instalación y, una vez finalizada la instalación, se procede a legalizarla en el ayuntamiento del emplazamiento y se solicitan las ayudas que se apliquen a dicho proyecto.

De esta manera, el proceso completo de instalación de un residencial ronda los 2 meses de duración, a pesar de que la instalación se realice en 1 día.



## 14. Solución de autoconsumo adoptada y conclusiones

---

El principal objetivo del proyecto es realizar una instalación de autoconsumo en un residencial de Pozuelo de Alarcón, Madrid. En particular, se han analizado las características principales de la vivienda, para posteriormente dimensionar la instalación óptima.

En primer lugar, se describen los consumos que debe abastecer la generación fotovoltaica, mediante dos métodos diferentes. El consumo estimado mediante la suma de consumos individuales de cada aparato eléctrico es 11885,51 kWh, mientras que el proporcionado por la comercializadora es 11740 kWh.

Más adelante, se estudian los factores que influyen en la generación de la instalación, es decir, los parámetros que limitan la potencia óptima a instalar, teniendo en cuenta los componentes que favorecen la generación de energía solar, como los datos de radiación del lugar, orientación e inclinación de la superficie y los elementos de la instalación. En este proyecto, el factor limitante ha sido la cubierta sobre la que se implantan los módulos, debido a que, a pesar de que se podría generar más energía para autoconsumir, el área de la cubierta acepta un máximo de 11 módulos del fabricante JA Solar con una potencia de 455 Wp. Para esta potencia fotovoltaica, se determina que el inversor a emplear es de 5 kVA, del fabricante Huawei modelo SUN2000 5KTL-L1. Para proporcionar el soporte necesario, se escoge la estructura coplanar del fabricante Alusín Solar. Se escoge este tipo de estructura debido a que es el más económico, y el que menos espacio ocupa de la cubierta. Con los elementos principales de la instalación definidos, se procede a analizar el cableado y protecciones necesarios para su correcto funcionamiento, de forma segura y eficiente.

Tras haber definido los aspectos técnicos de la instalación, se estudia la viabilidad económica del proyecto. Para este análisis, no se valoran, aunque se citen, las ayudas que existen hoy en día para fomentar el desarrollo sostenible y las energías renovables en particular. El estudio se realiza para la vida útil del proyecto, definida en 25 años, teniendo en cuenta tanto la degradación de los módulos como la inflación de la electricidad. El resultado obtenido es muy favorable, analizando los diferentes parámetros que definen la viabilidad económica, VAN, TIR y Payback. Es cierto que los proyectos de energías renovables, y en particular, las instalaciones fotovoltaicas, requieren una alta inversión

inicial, pero presentan un periodo de recuperación de capital bajo, lo cual supone beneficios al final de la vida útil establecida.

La siguiente tabla muestra un resumen de las características tanto técnicas como económicas de la instalación propuesta:

Nº módulos	Potencia instalada (kWp)	Energía anual consumida (kWh)	Energía anual producida (kWh)	Consumo anual neto (kWh)	VAN (€)	TIR (%)	Inversión (€)
11	5	11740	7632	4108	8032,7	13	6546

Tabla 33: Características técnicas y económicas instalación 5 kW. Fuente: Elaboración propia

Aparte de obtener un análisis económico positivo, se realiza una estimación de la reducción de los gastos en la factura eléctrica, tras descontar la energía autoconsumida, pero sin tener en cuenta la venta de excedentes (en estos momentos se compensan los excedentes, pero tal vez en el futuro no), y se obtiene:

	Factura Anual sin FV		Factura Nueva	
	Consumo (kWh)	Facturación	Consumo (kWh)	Facturación
P1	2.974	951,6 €	P1	386,9 €
P2	3.386	914,1 €	P2	433,9 €
P3	5.381	1.345,2 €	P3	1.337,4 €
<b>Total</b>	<b>11.740</b>	<b>3.210,8 €</b>		<b>2.158,2 €</b>

Tabla 34: Factura eléctrica con y sin fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Esto supone un ahorro considerable para el consumidor, por lo que la instalación fotovoltaica, además de ser una fuente de energía limpia y renovable, supone una ayuda económica, lo que hace que el proyecto sea atractivo, viable y sostenible.

## Bibliografía y referencias

Apuntes Profesora Consuelo Alonso. (2021).

[1] La importancia de las energías renovables | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL.(s. f.)

Energías renovables. Obtenido de

[https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?_adin=02021864894)

[2] Departamento Solar del IDAE y Grupo de Trabajo de autoconsumo de ENERAGEN.

(2019). *Guía de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid. Obtenido de

[https://www.appa.es/wpcontent/uploads/2019/04/2019\\_04\\_10\\_guia\\_autoconsumo\\_v1\\_IDAE.pdf](https://www.appa.es/wpcontent/uploads/2019/04/2019_04_10_guia_autoconsumo_v1_IDAE.pdf)

[3] Carbonell, M. (2022, 26 enero). *El autoconsumo en España es ya una realidad*.

Obtenido de

<https://www.hogarsense.es/placas-solares/autoconsumo-espana#:~:text=Situaci%C3%B3n%20actual%20del%20autoconsumo%20en%20Espa%C3%B1a,-Desde%20la%20aparici%C3%B3n&text=En%202019%20se%20instalaron%20459,con%20respecto%20al%20a%C3%B1o%20anterior>

[4] *Radiación solar: ¿Cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?* (s. f.). Iberdrola.

Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>

[5] S. (2020, 21 diciembre). *Qué es y cómo funciona un inversor de corriente*. Blog de energía solar. Obtenido de

<https://solarplak.es/energia/que-es-y-como-funciona-un-inversor-de-corriente/>

[6] E. (2021, 16 junio). *¿Qué es el inversor en una instalación fotovoltaica? Diferentes tipos de inversores fotovoltaicos o de aislada. ¿Qué inversor necesito?* Blog Ecofener. Obtenido de

<https://ecofener.com/blog/que-es-un-inversor-de-corriente-conversor-de-corriente-continua-a-corriente-alterna-diferentes-tipos-de-inversores-que-inversor-fotovoltaico-necesito/>

[7] *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Peajes de acceso y cargos asociados*. (s. f.). Energía Eléctrica.

<https://energia.gob.es/electricidad/Peajes/Paginas/Index.aspx>

- [8] Larrosa Ingenieros. (21 de octubre de 2019). *Situación actual del autoconsumo en España*. Obtenido de <https://larrosaingenieros.es/situacion-actual-del-autoconsumo-en-espana/>
- [9] JA Solar. (2021). *jasolar.com*. Obtenido de <https://www.jasolar.com/uploadfile/2020/0508/20200508101149946.pdf>
- [10] Pv magazine. (s.f.). *pv-magazine.es*. Obtenido de [www.pv-magazine.es](http://www.pv-magazine.es)
- [11] Teknosolar. (s.f.). *www.teknosolar.com*. Obtenido de [www.teknosolar.com](http://www.teknosolar.com)
- [12] Gamez, M. J. (2019, 30 agosto). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. Desarrollo Sostenible. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [13] El Mundo. (3 de Noviembre de 2020). El Gobierno aprueba el plan para descarbonizar España y lograr la neutralidad climática en 2050. Obtenido de <https://www.elmundo.es/ciencia-ysalud/ciencia/2020/11/03/5fa14b0621efa095138b467d.html>
- [14] Red Eléctrica. (2020). *Un papel protagonista en la transición energética*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/red21/un-papel-protagonista-en-la-transicion-energetica>
- [15] Huawei Solar. (2021). *Productos Fusion Solar Residencial*. Obtenido de <https://solar.huawei.com/es/Products/FusionSolarResidencial>
- [16] Alusin Solar. (s.f.). *Estructuras para paneles solares*. Obtenido de <https://alusinsolar.com/estructuras-paneles-solares/>
- [17] SunFields Europe. (s.f.). *¿Cómo calcular la sección de conductores para instalaciones de paneles solares?*. Obtenido de

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares/>

[18] MPPT Solar. (2022). *Orientación e inclinación de los paneles*. Obtenido de

<https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

[19] Fundación de la Energía. (2021). *Programas de ayudas para Renovables en Autoconsumo, Almacenamiento y Sistemas Térmicos*. Obtenido de

<https://www.fenercom.com/actuacion/praast-programas-de-ayudas-para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-sistemas-termicos/>

[20] Otovo. (2022). *Permisos necesarios para la instalación de las placas solares*.

Obtenido de

<https://www.otovo.es/blog/placas-solares/permisos-placas-solares/>

[21] E4e. (2021). *8 elementos que componen una instalación fotovoltaica*. Obtenido de

<https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/8-elementos-que-componen-una-instalacion-fotovoltaica>

[22] Voltiosol Autoconsumo. (2019). *Rentabilidad de la instalación fotovoltaica de autoconsumo*. Obtenido de

<https://www.voltiosol.com/post/rentabilidad-de-la-instalacion-fotovoltaica-de-autoconsumo>

[23] PVsyst. (s.f.). *Simulación del sistema solar fotovoltaico conectado a red*.

---

# ANEXO I

---

## ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

---

## 1. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

---

En la búsqueda de construir un mundo mejor, la ONU aprobó en 2015 la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible, para combatir a la pobreza, conseguir la igualdad de la mujer y disminuir la contaminación del medio ambiente. Se trata de 17 objetivos que proporcionan una oportunidad de crecimiento para ciertos países y sociedades, además de ofrecer medidas para proteger el medio ambiente para frenar el cambio climático. Para ello, se deben involucrar todos los sectores de la sociedad, incluyendo al gobierno, sector privado y todo individuo que pueda aportar de alguna manera. [12]

En concreto, en este proyecto se cumplen, en mayor o menor medida, varios de los objetivos planteados:

- Objetivo 7: “Energía asequible y no contaminante”
- Objetivo 11: “Ciudades y comunidades sostenibles”
- Objetivo 12: “Producción y consumo responsables”
- Objetivo 13: “Acción por el clima”

Este proyecto está altamente relacionado con el objetivo 7, por la forma de producción de energía y su coste. Las energías de origen renovable suponen una fuente de producción limpia, y en concreto, en este proyecto no se requiere una alta inversión. Al autoconsumir parte de la electricidad demandada, se disminuye la recibida de la red, y por consiguiente, se reduce parte de la energía obtenida a partir de medios tradicionales mucho más contaminantes. En cuanto a las metas que satisface dicho proyecto se encuentran:

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

Asimismo, el proyecto está vinculado con el objetivo 11, aumentando la sostenibilidad de la ciudad en la que se instala. En particular el proyecto participa en la consecución de la meta:

- La meta 11.6: Se busca, de aquí a 2030, 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

En este caso, la relación entre el objetivo y la instalación fotovoltaica consiste en el uso de una fuente de energía renovable, la solar, que implica la reducción de producción de energía mediante combustibles fósiles y de esta manera, se mejora considerablemente la calidad del aire.

Igualmente, se consigue favorecer el objetivo 12 y en concreto la siguiente meta:

- La meta 12.2: Expone que, de aquí a 2030, se logre la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales

Es cierto que no es la única meta que se consigue satisfacer, pero sí la que se produce de manera directa. Hay otras que pretenden disminuir la cantidad de desechos generados, y mediante la reducción de los métodos tradicionales de generación de energía, se lograría.

Y, por último, el objetivo 13, este proyecto ayuda a combatir el cambio climático, sustituyendo tecnologías de alta contaminación, por sistemas de producción renovable no contaminante.



Producción y edición: FRODO BACKE COMPANY | Teléfono: +34 912 264 811 |  
Foto: Getty Images / iStockphoto.com, Shutterstock.com, iStockphoto.com

Como conclusión, este proyecto consiste en el diseño de una instalación solar sobre cubierta de una vivienda residencial, favoreciendo de esta forma al desarrollo del sistema eléctrico de forma sostenible.



---

## ANEXO II

---

### CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

---

## 2. Cálculos Justificativos

---

### Tabla de Contenidos.

---

1. Objeto
2. Antecedentes
3. Cableado DC: String- Inversor
4. Cableado CA: Inversor - punto de conexión
5. Cálculo de protecciones
6. Puesta a tierra

## 1. Objeto

---

El objeto del siguiente documento se basa en recoger los resultados obtenidos en los cálculos eléctricos de baja tensión y el cálculo de protecciones del lado DC y AC, que se han realizado para el diseño de la planta fotovoltaica residencial. Se exponen los criterios y normas aplicadas para que la instalación cumpla con el reglamento electrotécnico para baja tensión.

## 2. Antecedentes

---

La instalación fotovoltaica está compuesta por 1 inversor monofásico de 5 kVA, que ofrece la posibilidad de conexión a batería, aunque no se estudie dicho caso en el proyecto. A este inversor, se conecta 1 string de módulos 11 en serie:

- Entrada MPPT 1: 11 en serie

Los cálculos aquí presentados se corresponden al cableado de DC y AC correspondientes a cada una de las líneas y al cálculo de protecciones y puesta a tierra de la instalación. Para los cálculos necesarios, se establece un porcentaje de aumento del 10% en las distancias medidas en plano, para no cometer ningún fallo en el dimensionamiento del cableado.

Los datos obtenidos se encuentran reflejados en el plano correspondiente al esquema unifilar.

## 3. Cableado DC: String- Inversor

---

Para la selección del cableado, tanto de la parte de corriente continua como de corriente alterna, se deben cumplir los criterios de máxima intensidad admisible (criterio térmico) y máxima caída de tensión permitida, que establece el REBT.

### 3.1. Criterio térmico

---

Para cumplir el criterio térmico, como se indica en el apartado 6 Cableado de B.T. el cable seleccionado debe estar su corriente nominal por encima del 125 % de la corriente de la línea (REBT – ITC-40):

$$I_{max} = I_{cc} = 11.41 \text{ A}$$

In cable (4mm<sup>2</sup>) = 44 A (ficha técnica fabricante, instalación adyacente a superficie)

$$S = 4 \text{ mm}^2: \quad I_{\text{máx string}} * 125\% = 11,41 * 125\% = 14,26 \text{ A} < 44 \text{ A}$$

Nº inversor	Nº String	Polaridad	Sección (mm <sup>2</sup> )	I máx. string (A)	I máx. admisible por cable (A)	Factor corrección	Iz máx. admisible por el cable (A)
1	1	+	4	14,26	44	n/a	44
1	1	-	4	14,26	44	n/a	44

Como el cable de 4 mm<sup>2</sup> cumple con la normativa, no se considera la utilización de un cable de mayor sección, debido a que el coste será más elevado.

### 3.2. Criterio de caída de tensión

Para el cumplimiento de la normativa, hay que comprobar también el criterio de caída de tensión, que para este proyecto será el criterio que limite la sección del cable conductor. Según apartado 6.4 Cableado de B.T. y en lo referente a la ITC-BT 40, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no será superior a 1,5%. A continuación, se detallan los cálculos del cableado correspondiente a la parte entre los módulos y el inversor de corriente, comprobando que quede por debajo del límite permitido.

Para el cálculo de la caída de tensión, existen diferentes expresiones para instalaciones monofásicas y trifásicas. En el proyecto objeto de estudio se realiza una instalación monofásica.

- Monofásica:

$$\Delta U = \frac{2 \times L \times P}{\gamma \times S \times U}$$

$\Delta U$  = caída de tensión (V)

$L$  = longitud de línea (m)

$P$  = Potencia máx (ficha técnica inversor)

$\gamma$  = Conductividad eléctrica en  $m/(\Omega \cdot \text{mm}^2) = 45,49$

$S$  = sección (mm<sup>2</sup>)

$U$  = tensión nominal

Nº inversor	Nº String	Polaridad	Longitud total (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Potencia máx. (W)	Tensión máx (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
1	1	+	38,5	4	5005	460,02	4,60	1,00
1	1	-	38,5	4	5005	460,02	4,60	1,00

Estos valores quedan dentro del margen establecido por el criterio de caída de tensión, y para poder comprobar que, ante cualquier aumento de la distancia, la sección del cable no varía, se determina la longitud límite para cada sección, en la cual la caída de tensión sería límite, es decir, 1,5%.

Potencia Módulo (Wp)	Nº módulos en serie	Potencia string	Longitud límite (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Tensión máx (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
455	11	5005	57,5	4	460,02	6,88	1,49
455	11	5005	86,0	6	460,02	6,86	1,49
455	11	5005	144,0	10	460,02	6,89	1,50

De esta forma se comprueba que hasta que la distancia no sea superior a 57,5 m la sección de cable no pasa de 4 mm<sup>2</sup> a 6 mm<sup>2</sup>. Por esta razón, se puede concluir que el cableado empleado para la parte de continua es de 4 mm<sup>2</sup> siguiendo ambos criterios.

#### 4. Cableado CA: Inversor - punto de conexión

---

Se vuelve a recordar que, para la selección del cableado, tanto de la parte de corriente continua como de corriente alterna, se deben cumplir los criterios de máxima intensidad admisible (criterio térmico) y máxima caída de tensión permitida, que establece el REBT.

##### 4.1. Criterio térmico

---

Para cumplir el criterio térmico, como se indica en el apartado 6.4 Cableado de B.T. el cable seleccionado debe estar su corriente nominal, por encima del 125 % de la corriente de la línea:

Imáx inversor = 25 A (ficha técnica)

$$I_{\text{máx}} * 125\% = 25 \text{ A} * 125\% = 31,3 \text{ A} < 32 \text{ A} \text{ (4 mm}^2\text{: ITC-BT-19)}$$

Inversor	Fase	Sección cable (mm <sup>2</sup> )	I máx. por fase (A)	I máx. admisible catálogo cable (A)	Factor corrección	Iz máx. admisible por el cable (A)
Inv 1 - CGBT	2F+N+TT	4	31,3	32	1,00	32

La intensidad admisible se calcula según la ITC-BT-19, para cables XLPE instalados sobre tubo o canales, aplicando factores de corrección por agrupamiento, que en este caso es 1,00 debido a que se trata de un único circuito. Además, según la norma, no se considerarán los factores de reducción cuando la distancia en la que discurren paralelos los circuitos sea inferior a 2 m.

#### 4.1.1. Criterio de caída de tensión

Según apartado 6.4 Cableado de B.T. y en lo referente a la ITC-BT 40, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no será superior a 1,5%.

A continuación, se muestran los cálculos del cableado correspondiente a la parte entre el inversor y el cuadro de protecciones AC.

- Monofásica:

$$\Delta U = \frac{2 \times L \times P}{\gamma \times S \times U}$$

$\Delta U$  = caída de tensión (V)

$L$  = longitud de línea (m)

$P$  = Potencia máx (ficha técnica inversor)

$\gamma$  = Conductividad eléctrica en  $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2) = 45,49$

$S$  = sección (mm<sup>2</sup>)

$U$  = tensión nominal

Inversor	Fase	Longitud total	Sección cable (mm <sup>2</sup> )	Potencia máx. (VA)	Tensión máx (V)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Inv 1 - CGBT	F+N+TT	2,1	4	5500	230	0,28	0,12

## 5. Cálculo de protecciones

---

### 5.1. Protecciones en corriente continua

---

#### 5.1.1. Protecciones contra sobreintensidades

---

Los inversores seleccionados no necesitan la instalación de fusibles en el lado DC, ya que son inversores que ya precisan de dichas protecciones. En el caso de que el fabricante no especificase que el producto contiene protecciones contra corriente inversa, siempre que sea posible, se debe diseñar dos strings como máximo en paralelo. En sistemas con varios strings en paralelo, en caso de fallo en uno de ellos, puede circular una corriente inversa por el string equivalente a la suma de las intensidades del resto de strings de la agrupación.

En el tipo de inversor seleccionado solo se realiza una agrupación de strings, pero en el caso de que se agrupasen 2 strings en paralelo por cada MPPT, se consigue que, en caso de fallo en uno de ellos, la máxima corriente de cortocircuito que podría circular por esta es de 11,41 A en condiciones STC. Cumpliendo con la normativa IEC 62548, donde se indica que los módulos fotovoltaicos tienen que ser capaces de soportar el paso de una corriente de cortocircuito al menos igual a la que son capaces de generar.

En este caso el fabricante define la corriente inversa que soporta el módulo es de 20 A, quedando justificada la conexión de dos strings en paralelo sin protecciones adicionales, ya que la máxima intensidad que va a circular por el string va a ser siempre inferior a 20 A.

#### 5.1.2. Protecciones integradas en el inversor

---

Los inversores actuarán como controlador permanente de aislamiento para la conexión desconexión automática de la instalación en caso de pérdida de resistencia de aislamiento.

También cuentan con dispositivos de protección contra polarización inversa.

### 5.1.3. Protección contra sobretensiones

---

Los strings cuentan con una protección frente a sobretensiones Categoría II mediante descargadores integrados en el inversor

## 5.2. Protecciones en corriente alterna

---

Todos los elementos que integran las protecciones de corriente alterna, en baja tensión, se van a integrar en un armario de protecciones existente, común con la instalación receptora.

### 5.2.1. Protección contra sobreintensidad

---

Se colocará un interruptor magnetotérmico para proteger el sistema contra sobreintensidades.

Según ITC-BT 22 la condición para dimensionar las protecciones de las líneas es la siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$I_b$  = Corriente de diseño (máx inversor) A

$I_n$  = Corriente designada del equipo de protección (A)

$I_z$  = Corriente admisible del cable en las condiciones de instalación de diseño.

Inversor	Fase	Sección cable (mm <sup>2</sup> )	$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)
Inv 1 - CGBT	2F+N+TT	4	25	25/32	32

Se puede emplear un magnetotérmico de intensidad nominal 25 A o 32 A, pero se escoge el de 32 A para asegurarnos que en el supuesto en que el inversor supere ligeramente su intensidad nominal, no salte la protección, interrumpiendo el funcionamiento de la instalación.



### 5.2.2. Protección contra derivaciones

Se instalará un interruptor diferencial tipo A con una corriente diferencial residual de 30 mA de 2 polos de una intensidad nominal igual o superior a la corriente máxima de salida del inversor. Se recomienda utilizar un interruptor diferencial superinmunizado, ya que de esta manera se evita que salte frecuentemente sin ninguna causa justificada.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$I_b$  = Corriente de diseño (máx inversor) A

$I_n$  = Corriente designada del equipo de protección (A)

Inversor	Fase	Sección cable (mm <sup>2</sup> )	$I_n$ (A)
Inv 1 - CGBT	2F+N+TT	4	25/32

### 5.2.3. Protección contra sobretensiones

El inversor de corriente contiene una protección de sobretensiones Tipo II Tanto en el lado AC como en el DC tal y como indica en su ficha técnica.

## 6. Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

El conductor de tierra seleccionado es de 4 mm<sup>2</sup> desde la estructura del campo fotovoltaico al inversor.

En cuanto a los conductores de protección, en todos los casos en los que no formen parte de una canalización serán de cobre con una sección mínima de:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Como la sección del cable de alterna utilizado es menor que  $16 \text{ mm}^2$ , la sección mínima del cable de protección será igual que la sección empleada en el conductor de fase de la instalación. En este caso se realiza el cableado de tierra con  $4 \text{ mm}^2$ .

---

## ANEXO III

---

### INFORME PVsyst

---



Version 7.2.15

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Pintura 49

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5.01 kWp

Colonia Alta - España



PVsyst V7.2.15  
VCO, Simulation date:  
16/05/22 12:51  
with v7.2.15

## Project: Pintura 49

Variante: Nueva variante de simulación

SICE Renovables SL (Spain)

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Colonia Alta España	<b>Situation</b> Latitude 40.45 °N Longitude -3.81 °W Altitude 682 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Colonia Alta PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 55 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values	
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 11 units Pnom total 5.01 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 1 unit Pnom total 5.00 kWac Pnom ratio 1.001		

### Results summary

Produced Energy 7.64 MWh/year	Specific production 1527 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.05 %
Used Energy 11.74 MWh/year		Solar Fraction SF 36.64 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6



PVsyst V7.2.15  
 VCO, Simulation date:  
 16/06/22 12:51  
 with V7.2.15

## Project: Pintura 49

Variante: Nueva variante de simulación

SICE Renovables SL (Spain)

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>											
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>									
Orientation		No 3D scene defined		Transposition								Perez	
Fixed plane				Diffuse								Imported	
Tilt/Azimuth		10 / 55 °		Circumsolar								separate	
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>									
Free Horizon		No Shadings		Monthly values									
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
0.98	0.86	0.90	0.83	1.34	0.96	1.05	0.63	1.10	0.93	0.92	1.23	11.7	MWh/mth

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer		Manufacturer	
JA Solar		Huawei Technologies	
Model		Model	
JAM72S20-455/MR/1500V		SUN2000-5KTL-L1	
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power		Unit Nom. Power	
455 Wp		5.00 kWac	
Number of PV modules		Number of inverters	
11 units		1 unit	
Nominal (STC)		Total power	
5.01 kWp		5.0 kWac	
Modules		Operating voltage	
1 String x 11 In series		80-600 V	
At operating cond. (50°C)		Max. power (↔40°C)	
Pmpp		5.50 kWac	
4566 Wp		Pnom ratio (DC:AC)	
U mpp		1.00	
416 V			
I mpp			
11 A			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)		Total power	
5 kWp		5 kWac	
Total		Number of inverters	
11 modules		1 unit	
Module area		Pnom ratio	
24.5 m²		1.00	
Cell area			
22.2 m²			

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		
Loss Fraction		Module temperature according to irradiance		Global array res.		
3.0 %		Uc (const)		626 mΩ		
		20.0 W/m²K		Loss Fraction		
		Uv (wind)		1.5 % at STC		
		0.0 W/m²K/m/s				
<b>Series Diode Loss</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		
Voltage drop		Loss Fraction		Loss Fraction		
0.7 V		2.0 %		-0.3 %		
Loss Fraction						
0.2 % at STC						
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>				
Loss Fraction		Loss Fraction				
2.0 % at MPP		0.1 %				
<b>IAM loss factor</b>						
Incidence effect (IAM): User defined profile						
0°	30°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.760	0.000



PVsyst V7.2.15  
 VCO, Simulation date:  
 16/06/22 12:51  
 with v7.2.15

Project: Pintura 49

Variante: Nueva variante de simulación

SICE Renovables SL (Spain)

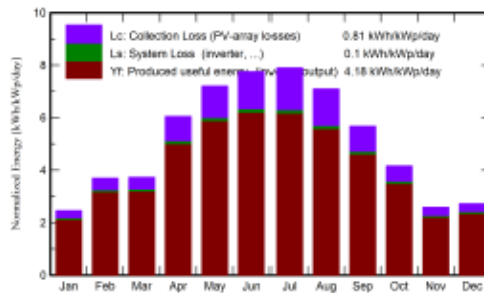
Main results

System Production

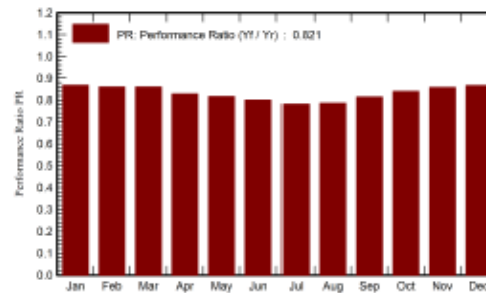
Produced Energy 7.64 MWh/year  
 Used Energy 11.74 MWh/year

Specific production 1527 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 82.05 %  
 Solar Fraction SF 36.64 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
January	66.6	24.72	4.74	76.1	72.4	0.341	0.983	0.239	0.092	0.744
February	93.0	30.25	5.73	103.4	98.6	0.457	0.863	0.272	0.174	0.691
March	110.8	51.40	7.30	115.4	110.4	0.511	0.897	0.288	0.210	0.609
April	175.8	65.34	14.40	181.5	174.0	0.770	0.834	0.363	0.390	0.471
May	221.7	72.73	16.62	223.4	214.6	0.933	1.343	0.584	0.329	0.759
June	231.5	67.10	19.98	232.7	223.3	0.953	0.963	0.465	0.467	0.498
July	243.9	59.43	25.84	244.9	235.2	0.980	1.052	0.498	0.461	0.554
August	215.4	53.55	25.52	220.1	211.5	0.886	0.631	0.300	0.567	0.331
September	161.9	48.39	19.06	170.1	163.1	0.709	1.102	0.420	0.273	0.682
October	118.5	38.90	12.90	129.0	123.4	0.556	0.930	0.316	0.227	0.614
November	69.0	30.95	8.63	77.5	73.8	0.343	0.917	0.247	0.086	0.670
December	70.9	22.37	4.50	84.3	79.8	0.376	1.225	0.310	0.056	0.915
Year	1779.0	565.14	13.81	1858.5	1780.2	7.813	11.740	4.301	3.331	7.439

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_User Energy supplied to the user
- E\_Solar Energy from the sun
- E\_Grid Energy injected into grid
- EfrGrid Energy from the grid



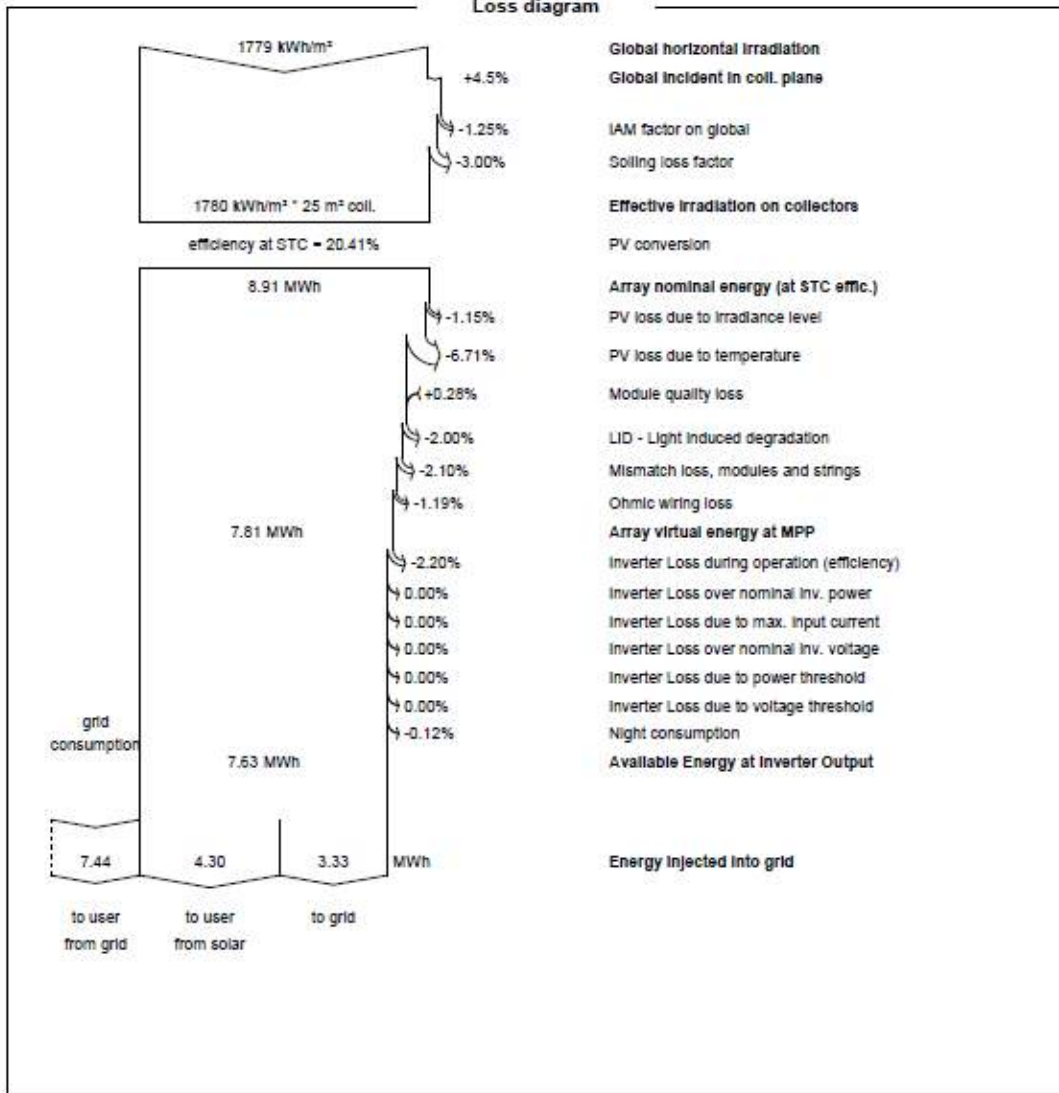
PVsyst V7.2.15  
 VCO, Simulation date:  
 16/06/22 12:51  
 with v7.2.15

Project: Pintura 49

Variant: Nueva variante de simulación

SICE Renovables SL (Spain)

Loss diagram







PVsyst V7.2.15  
VC0, Simulation date:  
16/06/22 12:51  
with v7.2.15

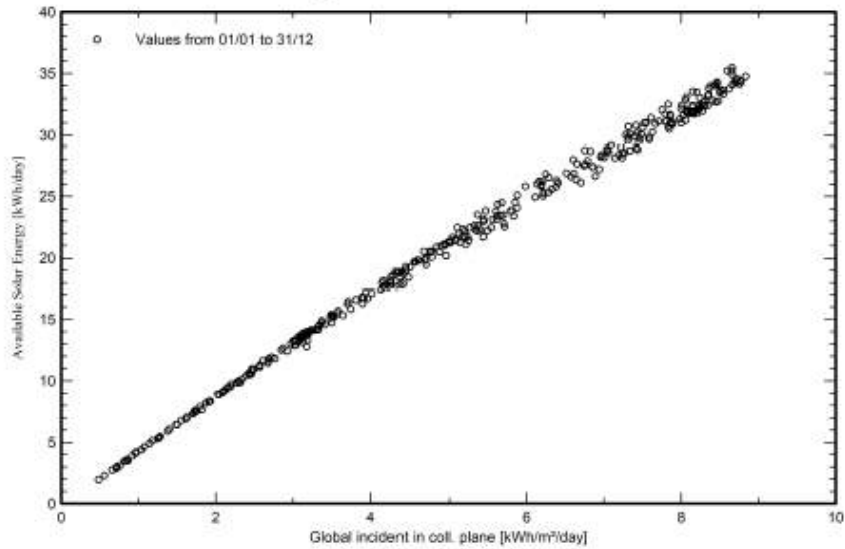
## Project: Pintura 49

Variant: Nueva variante de simulación

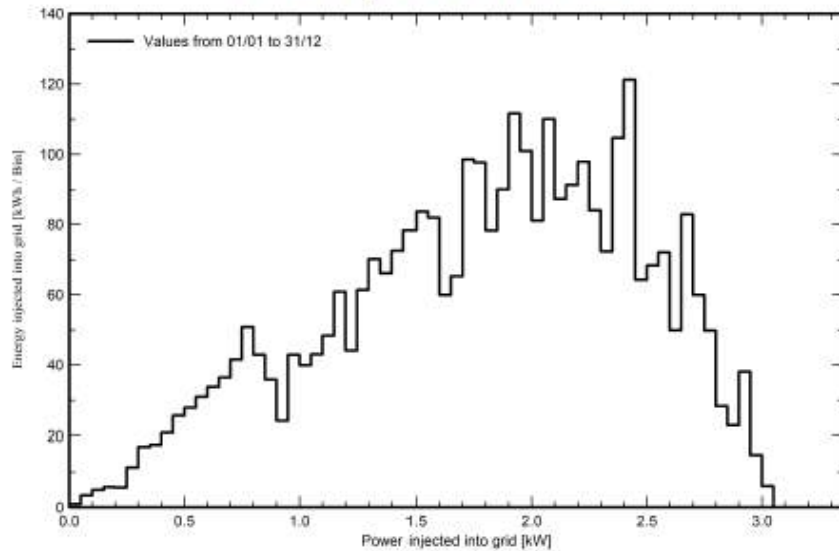
SICE Renovables SL (Spain)

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



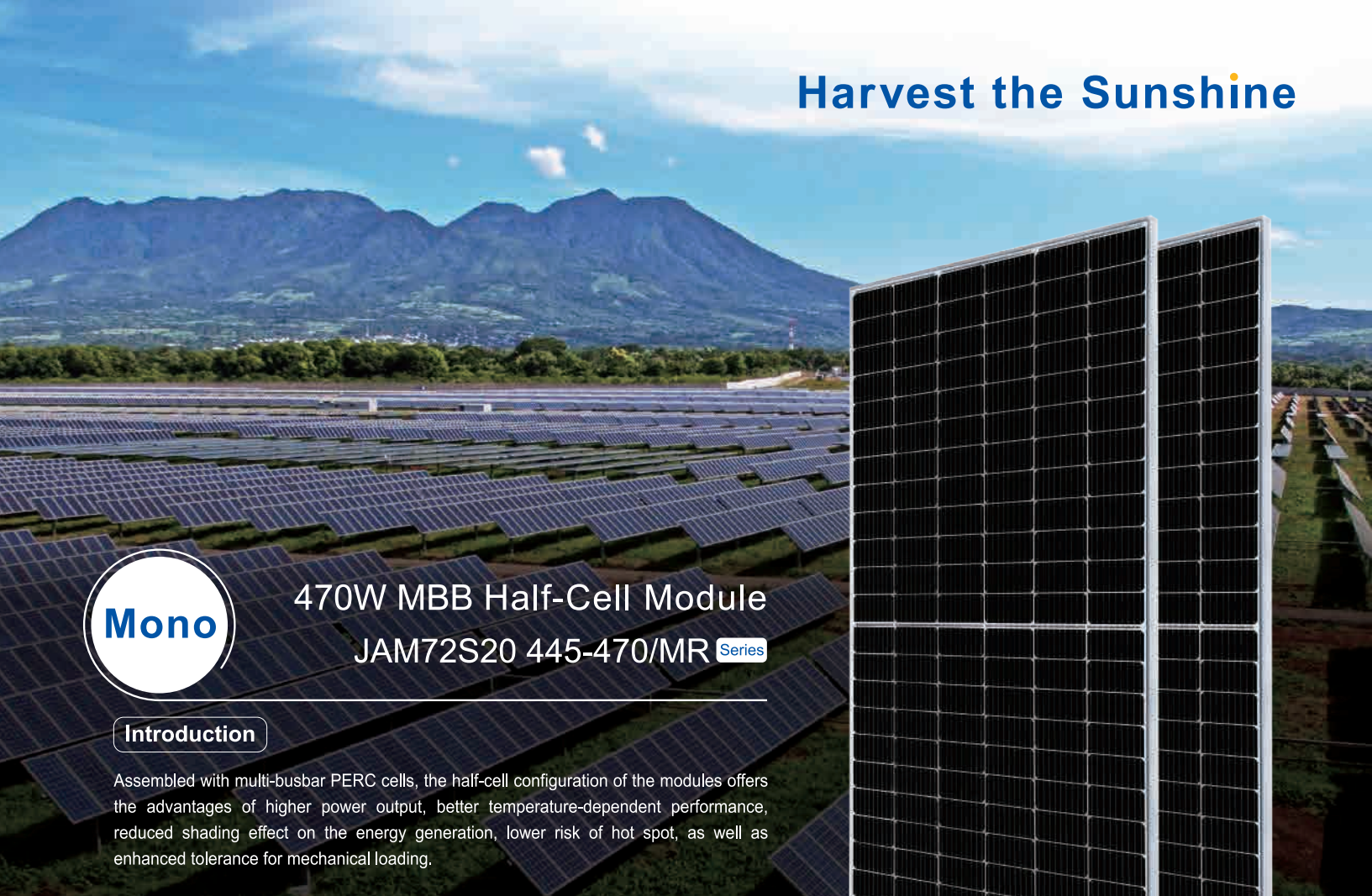
---

## ANEXO IV

---

### FICHAS TÉCNICAS

---



## 470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

### Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

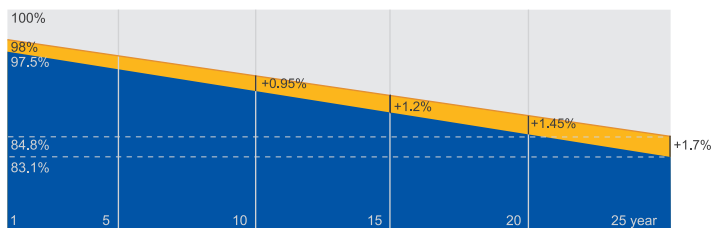


Better mechanical loading tolerance

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



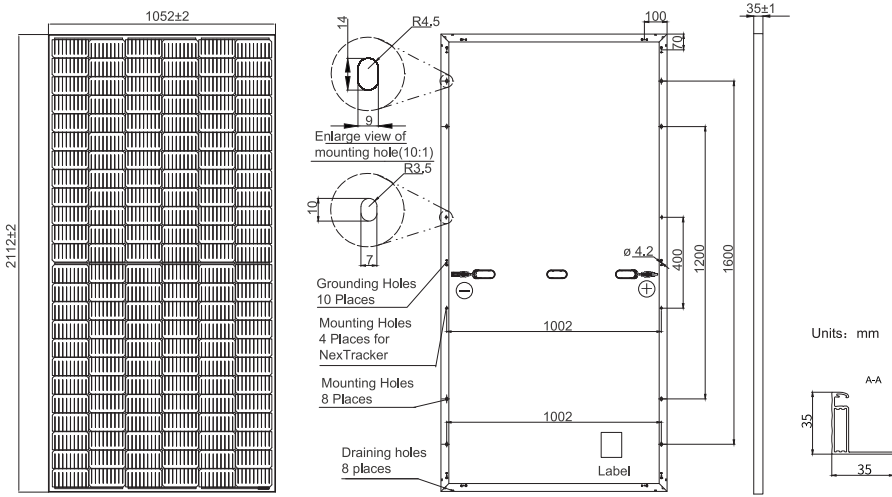
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

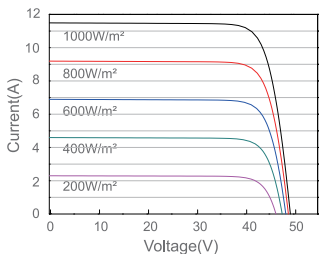
**OPERATING CONDITIONS**

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

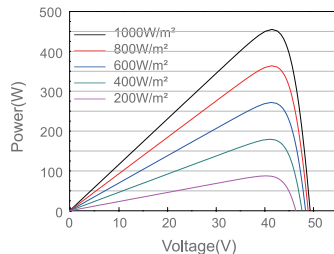
\*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

**CHARACTERISTICS**

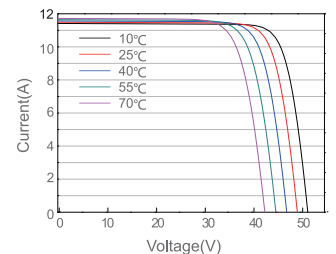
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





## Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos  
active con tecnología de IA



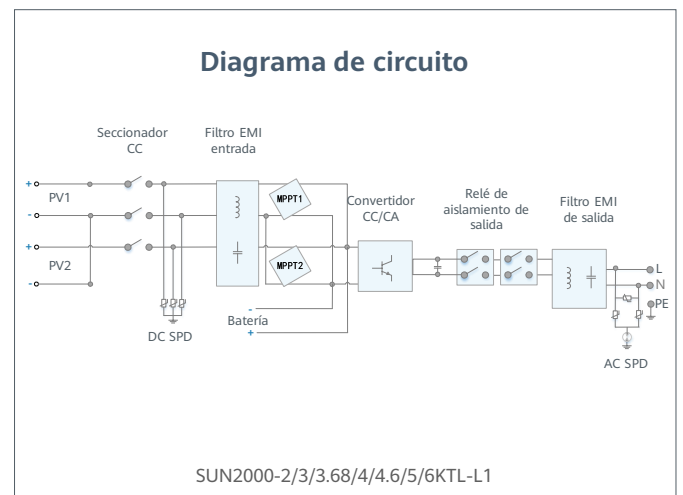
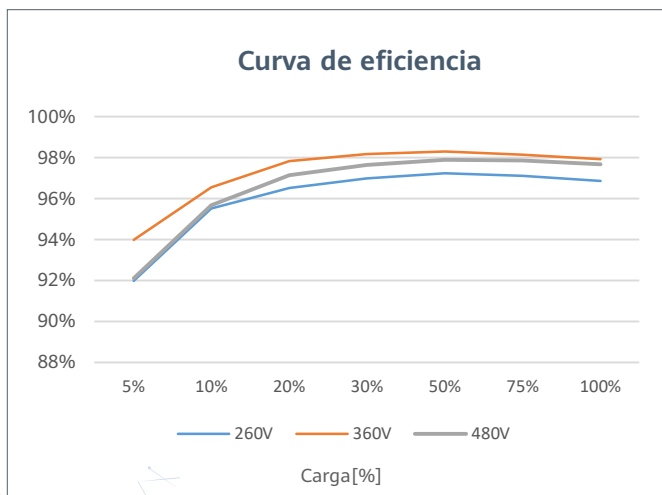
## Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de  
energía con optimizadores



## 2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más  
5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 <sup>1</sup>
---------------------------	---------------------	---------------------	------------------------	---------------------	-----------------------	---------------------	----------------------------------

**Eficiencia**

Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %

**Entrada ( FV )**

Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V <sup>3</sup>						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V <sup>3</sup>						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						

**Entrada ( Batería CC )**

Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

**Salida**

Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						

**Protección & Características**

Protección anti-isla	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de aislamiento	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de la corriente residual	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra sobrecalentamiento	Sí
Protección de falla de arco	Sí
Carga inversa de la batería desde la red	Sí

**Datos generales**

Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C
Humedad relativa de operación	0 %RH ~ 100 %RH
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 2,5 W

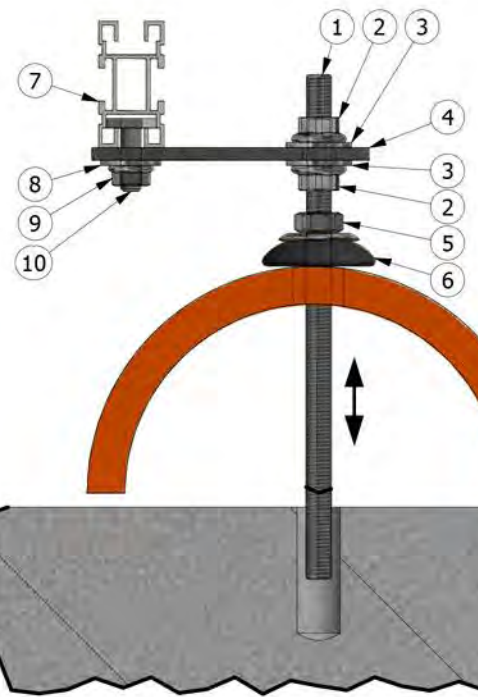
**Compatibilidad con optimizadores**

Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

**Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)**

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

- \* 1 Disponible en Q3 del 2020.  
 \* 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.  
 \* 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.  
 \* 4 2.500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh  
 \* 5 AS4777.2: 4,991W. \* 6. VDE-AR-N 4105: 4,600VA / AS4777.2: 4,999VA. \* 7. AS4777.2: 4,999VA / C10/11: 5,000VA. \* 8. AS4777.2: 21.7A.



LISTA DE PIEZAS	
Nº	COMPONENTE
1	Varilla roscada M10
2	Tuerca collar biselado DIN 6923 - M10
3	Arandela ala ancha DIN 9021 - M10
4	Pletina de apoyo
5	Tuerca DIN 934 - M10
6	Arandela de estanqueidad EPDM/Inox.
7	Perfil correa cubierta V3
8	Arandela ala ancha DIN 9021 - M8
9	Tuerca collar biselado DIN 6923 - M8
10	Tornillo cabeza de martillo M8 x 25

**Conjunto varilla roscada + Pletina de anclaje + Perfil correa**

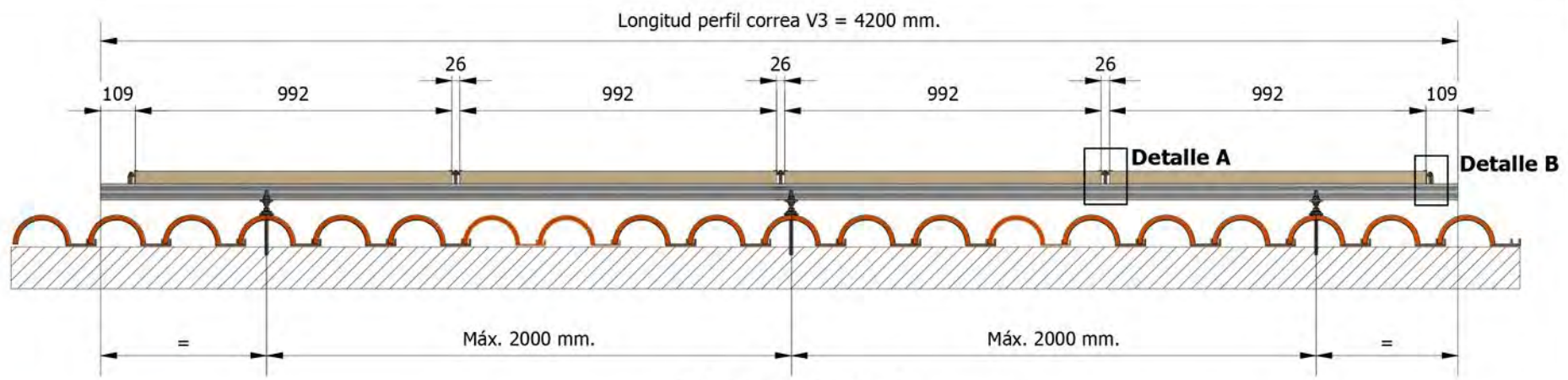


**Grapa intermedia de paneles**

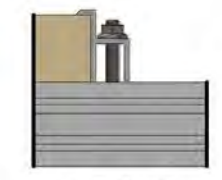


**Grapa final de panel**

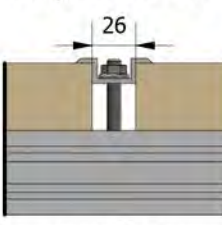
**Vistas 3D**



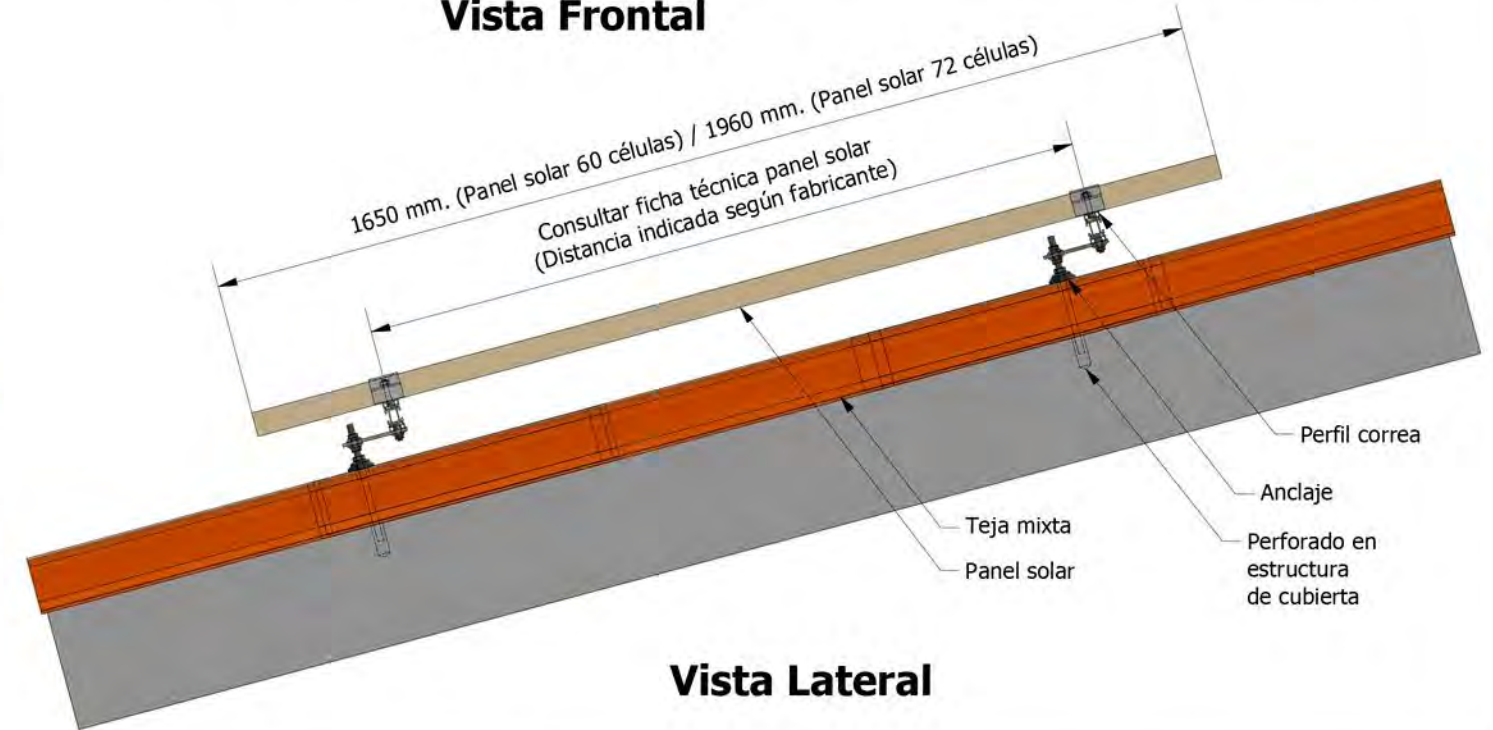
**Vista Frontal**



**Detalle B**  
Grapa intermedia



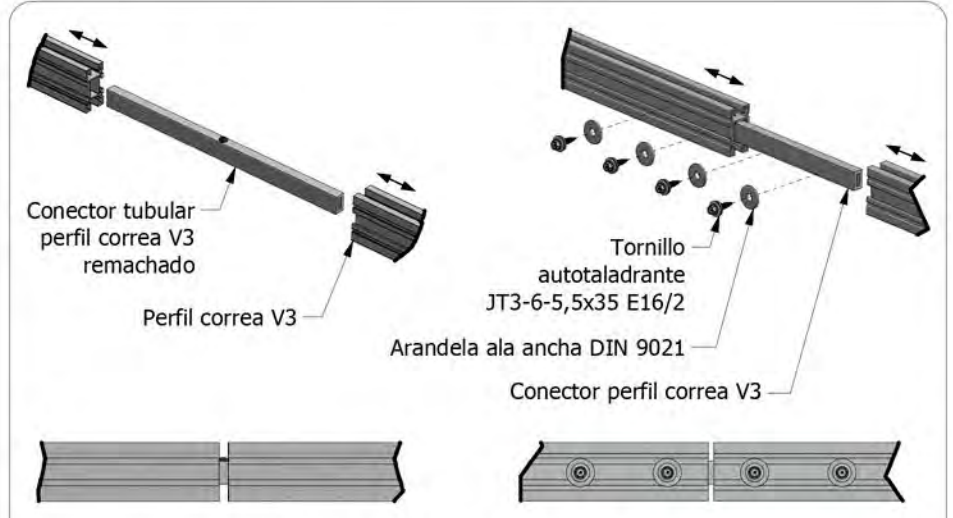
**Detalle A**  
Grapa final de panel



**Vista Lateral**



**Unión entre anclaje y perfil correa**



**Conexiones tipo entre perfiles correa (Tipo de conexión según proyectos o kits)**

\*Para la representación en planos del sistema GULPIYURI con varilla roscada sobre teja, se empleará como ejemplo una mesa tipo de 4 paneles para mostrar al detalle las características del sistema.

Diseñado por M. Guardado	Revisado por M. Palacios	Aprobado por J. Fernández-Font	Fecha 07/08/2019
		SISTEMA DE ESTRUCTURAS COPLANARES	
		SISTEMA COPLANAR GULPIYURI CON VARILLA ROSCADA	

---

# ANEXO V

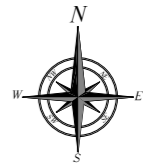
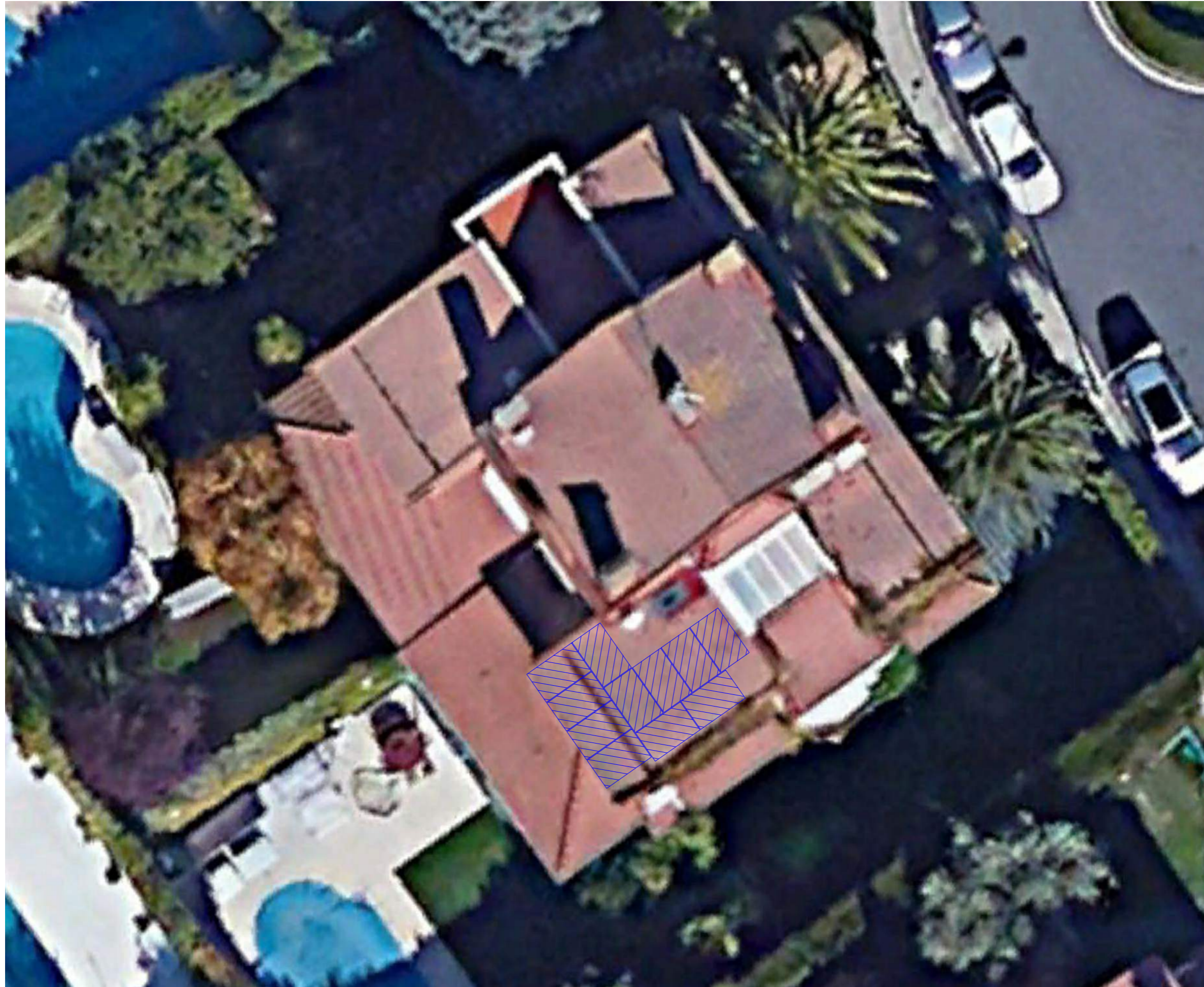
---

## PLANOS

---



**Implantación**  
Escala S/E



**LEYENDA:**



JA Solar 455

Planos provisionales no válidos para construcción.

**CONFIGURACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO:**

Potencia AC:	5 kVA
Potencia DC:	5 kWdc
Inclinación módulos:	10 grados
Acimut:	55 grados
Número de inversores:	1 uds
Potencia de inversores:	5 kVA
Potencia del módulo:	455 - 144 cél. monocristalinas
Pitch:	N/A
Número de módulos:	11 uds

**LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:**

Coordenadas (Gd):	40.4533, -3.8137
Localidad:	Pozuelo de Alarcón
Provincia:	Madrid
País:	España

<b>VERSIÓN:</b> 1	<b>ESCALA:</b> S/E
<b>Nº DE PLANO:</b> 1	<b>FECHA:</b> 03/05/2022

**TAMAÑO DE PAPEL:**  
A3

**PLANO:**  
Implantación

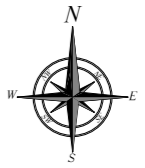
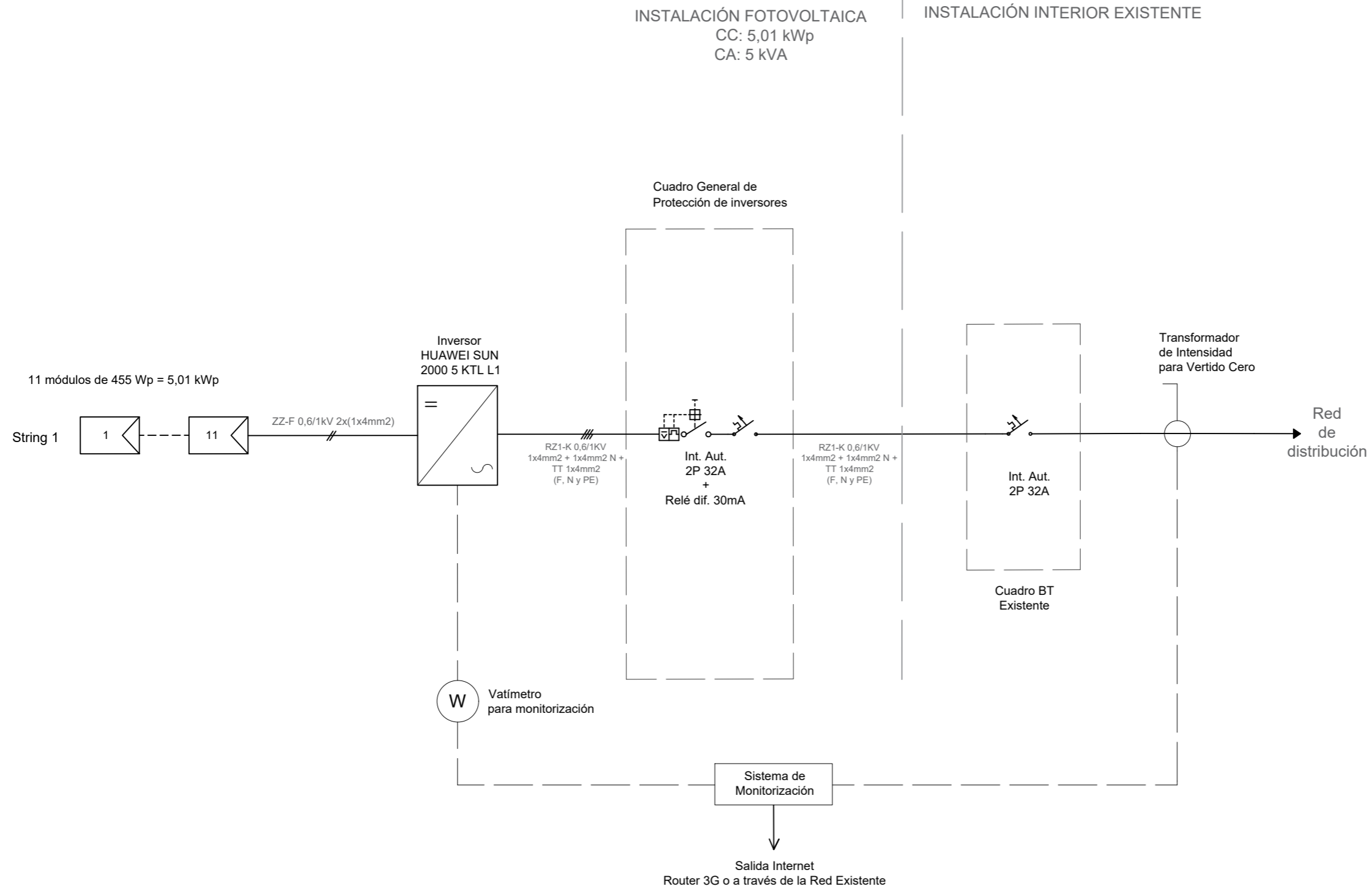
**PROYECTO:**  
SFV - Pintura 49  
Potencia: 5 kW

**Residencial Pintura 49**

**DISEÑA:**

**ICAI**

**Esquema unifilar B.T.**  
S / E



Planos provisionales no validos para construcción.

**CONFIGURACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO:**

Potencia AC:	5 kVA
Potencia DC:	5.01 kWdc
Inclinación módulos:	10 grados
Acimut:	55 grados
Número de inversores:	1 ud
Potencia de inversores:	5 kVA
Potencia del módulo:	455 - 144 cél. monocristalinas
Pitch:	N/A
Número de módulos:	11 uds

**LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO:**

Coordenadas (Gd):	40.4533, -3.8137
Localidad:	Pozuelo de Alarcón
Provincia:	Madrid
País:	España

<b>VERSIÓN:</b>	<b>ESCALA:</b>
1	S/E

<b>Nº DE PLANO:</b>	<b>FECHA:</b>
1	03/05/2022

<b>TAMAÑO DE PAPEL:</b>
A3

<b>PLANO:</b>
Unifilar B.T.

<b>PROYECTO:</b>
SFV - Pintura 49 Potencia: 5.01 kW

**Residencial Pintura 49**

DISEÑA:

**ICAI**

---

## ANEXO VI

---

### ESTUDIO ECONÓMICO

---

			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
<b>Detalles técnicos</b>																
Vida útil	Años															
Inflación anual electricidad	%															
Degradación Instalación FV	%															
<b>Entradas</b>																
Periodo 1	kWh		1 765	0	1 765	1 756	1 747	1 738	1 730	1 721	1 712	1 704	1 695	1 687	1 678	1 670
Precio P1	Euro/kWh		0,3200 €	0,00	0,32640	0,33293	0,33959	0,34638	0,35331	0,36037	0,36758	0,37493	0,38243	0,39008	0,39788	0,40584
<b>Ahorro P1</b>	<b>Euro</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>575,98</b>	<b>584,57</b>	<b>593,28</b>	<b>602,12</b>	<b>611,09</b>	<b>620,19</b>	<b>629,43</b>	<b>638,81</b>	<b>648,33</b>	<b>657,99</b>	<b>667,80</b>	<b>677,75</b>
Periodo 2	kWh		1 778	0,00	1 778,41	1 769,52	1 760,67	1 751,87	1 743,11	1 734,40	1 725,72	1 717,10	1 708,51	1 699,97	1 691,47	1 683,01
Precio P2	Euro/kWh		0,2700 €	0,00	0,2754 €	0,2809 €	0,2865 €	0,2923 €	0,2981 €	0,3041 €	0,3101 €	0,3163 €	0,3227 €	0,3291 €	0,3357 €	0,3424 €
<b>Ahorro P2</b>	<b>Euro</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>489,78</b>	<b>497,07</b>	<b>504,48</b>	<b>512,00</b>	<b>519,62</b>	<b>527,37</b>	<b>535,23</b>	<b>543,20</b>	<b>551,29</b>	<b>559,51</b>	<b>567,84</b>	<b>576,31</b>
Periodo 3	kWh		31	0,00	31,01	30,85	30,70	30,54	30,39	30,24	30,09	29,94	29,79	29,64	29,49	29,34
Precio P3	Euro/kWh		0,2500 €	0,00	0,2550 €	0,2601 €	0,2653 €	0,2706 €	0,2760 €	0,2815 €	0,2872 €	0,2929 €	0,2988 €	0,3047 €	0,3108 €	0,3171 €
<b>Ahorro P3</b>	<b>Euro</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7,91</b>	<b>8,02</b>	<b>8,14</b>	<b>8,27</b>	<b>8,39</b>	<b>8,51</b>	<b>8,64</b>	<b>8,77</b>	<b>8,90</b>	<b>9,03</b>	<b>9,17</b>	<b>9,30</b>
Excedentes	kWh		4 174	0,00	4 152,77	4 132,01	4 111,35	4 132,01	4 111,35	4 090,79	4 111,35	4 090,79	4 070,34	4 090,79	4 070,34	4 049,99
Precio excedentes	Euro/kWh		0,030 €	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
<b>Ahorro excedentes</b>	<b>Euro</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>124,58</b>	<b>123,96</b>	<b>123,34</b>	<b>123,96</b>	<b>123,34</b>	<b>122,72</b>	<b>123,34</b>	<b>122,72</b>	<b>122,11</b>	<b>122,72</b>	<b>122,11</b>	<b>121,50</b>
<b>Resultado</b>	<b>euros</b>		<b>0,00</b>	<b>1 198,25</b>	<b>1 213,62</b>	<b>1 229,24</b>	<b>1 246,34</b>	<b>1 262,44</b>	<b>1 278,80</b>	<b>1 296,64</b>	<b>1 313,51</b>	<b>1 330,63</b>	<b>1 349,26</b>	<b>1 366,92</b>	<b>1 384,85</b>	
<b>Gastos mantenimiento</b>	<b>euros</b>		<b>300</b>	<b>0,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	<b>300,00</b>	
<b>Inversión Total (CAPEX)</b>	<b>Euros</b>	<b>6 546 €</b>	<b>1,31</b>													
<b>Flujo de caja (FC)</b>	<b>Euros</b>			<b>-6 546,00</b>	<b>898,25</b>	<b>913,62</b>	<b>929,24</b>	<b>946,34</b>	<b>962,44</b>	<b>978,80</b>	<b>996,64</b>	<b>1 013,51</b>	<b>1 030,63</b>	<b>1 049,26</b>	<b>1 066,92</b>	<b>1 084,85</b>
<i>Flujo de caja acumulado</i>	<b>Euros</b>			<b>-6 546,00</b>	<b>-5 647,75</b>	<b>-4 734,13</b>	<b>-3 804,88</b>	<b>-2 858,55</b>	<b>-1 896,10</b>	<b>-917,31</b>	<b>79,33</b>	<b>1 092,84</b>	<b>2 123,48</b>	<b>3 172,73</b>	<b>4 239,65</b>	<b>5 324,50</b>

