



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA NAVE INDUSTRIAL

Autor: Alberto Santiago Salazar

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO PARA UNA NAVE INDUSTRIAL

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño e implementación de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una
nave industrial

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

curso académico 2022/23 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.: Alberto Santiago Salazar

Fecha: 15/07/2023

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke at the bottom.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 17/07/2023

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

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

El autor D. Alberto Santiago Salazar

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA NAVE INDUSTRIAL, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podrían ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 17 de julio de 2023

ACEPTA

Fdo...Alberto Santiago Salazar

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



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA NAVE INDUSTRIAL

Autor: Alberto Santiago Salazar

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Quiero dar las gracias en primer lugar a mi tutora Consuelo Alonso Alonso por haberme ayudado a realizar este proyecto.

A mi familia la cual me ha apoyado en todo momento y me ha dado fuerzas cuando más falta me hacía, especialmente a mis padres.

A Guillermo Santos por sus consejos y ayuda.

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

Autor: Santiago Salazar Alberto.

Director: Alonso Alonso Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto consiste en estudiar la viabilidad del diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red acogida a compensación en una nave industrial localizada en Aranda de Duero, así como un estudio económico de la misma.

Durante las últimas décadas las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) han aumentado constantemente, llegándose en 2021 a emitir 36.000 millones de toneladas de CO₂ en todo el mundo. Dentro de estas emisiones de GEI, según la Agencia Europea del Medio Ambiente, el 76% son debido al sector energético, siendo el subsector de la generación de electricidad la fuente del 32% de las emisiones de GEI mundiales.

Los gases de efecto invernadero son los causantes del aumento de la temperatura media global, lo que conlleva el aumento el nivel del mar y la pérdida de biodiversidad. Con el objetivo de frenar los efectos del cambio climático, la mayoría de países están impulsando medidas y reformas acorto y a largo plazo, entre las que destacan a nivel mundial los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) presentados por la ONU y a nivel nacional en España el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que es una iniciativa planteada para reducir en 2030 las emisiones de GEI en un 23% con respecto a 1990, enfocándose en el autoconsumo como una de las formas principales de conseguir este objetivo.

En cuanto a la normativa de autoconsumo en España el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril regula las condiciones económicas administrativas y técnicas que rigen el autoconsumo de energía eléctrica. Este Real Decreto divide el autoconsumo en dos modalidades distintas, autoconsumo sin excedentes, modalidad en la que se ha de consumir toda la energía que se genera y autoconsumo con excedentes, modalidad en la que se pueden verter a la red la energía producida. Esta última modalidad se puede sub-dividir a su vez en otras dos, acogida a compensación o no acogida a compensación. La modalidad con excedentes acogida a compensación es en la que se el sistema genera energía para ser consumida por el usuario y

en caso de que la energía demandada sea menor que la energía generada esta podrá ser inyectada a la red obteniendo una compensación económica por parte de la compañía eléctrica. La modalidad con excedentes no acogida a compensación es a la que pertenecen las instalaciones que no cumplen los requisitos necesarios o que optan por no acogerse a esta medida. Este RD permite a los pequeños y medianos usuarios formar parte del proceso de descarbonización de la generación de la electricidad de una forma más activa a través del autoconsumo. La prueba de que la sociedad española ha adoptado el autoconsumo se muestra en la Ilustración 1, la cual muestra la potencia solar fotovoltaica instalada en España en los últimos años. Se observa que de 2021 a 2022 la capacidad instalada creció en un 102% pasando de 1.203 MW instalados en 2021 a 2.507 MW instalados en 2022, demostrando que la sociedad española se encuentra conciencada con el medio ambiente.

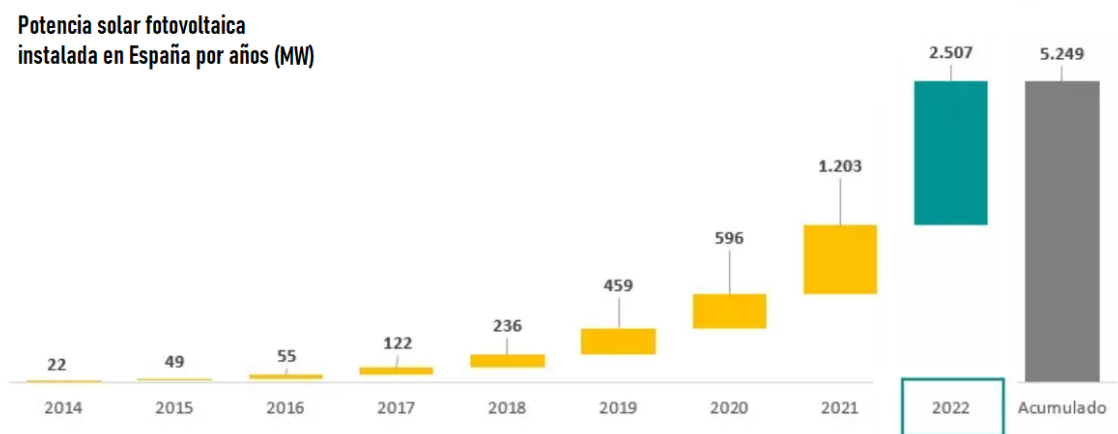


Ilustración 1. Evolución del autoconsumo en España [UNEF]

La instalación que se va a realizar va a estar conectada a red y va a pertenecer a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Para comenzar a dimensionar la instalación se han de conocer los consumos de la nave industrial al igual que el recurso solar del emplazamiento del proyecto los cuales serán fundamentales para el modelado de la instalación.

A través de la distribuidora de energía se han obtenido los datos de los consumos de la nave por horas, los cuales se usarán para tener un modelo bastante preciso. Con esos datos también se puede obtener el consumo anual, que es de 41.198 kWh. En cuanto al recurso solar se han estudiado tres bases de datos climáticos distintas, siendo estas Meteonorm 8.1 y PVGIS TMY y NASA, y finalmente se ha realizado una media de los valores de las bases de datos

climáticos Meteonorm 8.1 y PVGIS TMY, ya que son los que mejor representan los datos del emplazamiento. La radiación solar global anual es de 1652,3 kWh/m².

Para el modelado de la instalación se ha utilizado el programa PVsyst, que permite realizar el diseño, la simulación y el análisis de sistemas fotovoltaicos. Se han planteado dos escenarios de diseño, el de “mínimos excedentes” y el de “20% de excedentes”. El caso de mínimos excedentes tendrá una potencia nominal de 8,2 kW nominales y una potencia pico de 9 kW pico, por lo que el ratio $P_{\text{pico}}/P_{\text{nominal}}$ será de 1,1. El sistema estará conformado por 17 paneles solares. El caso del 20% de excedentes tendrá una potencia nominal de 12 kW nominales y una potencia pico de 12,7 kW pico, teniendo un ratio de 1,06. La instalación contará con 24 paneles solares.

En el programa PVsyst se han ajustado distintos parámetros para simular la instalación. Los principales parámetros se comentarán brevemente a continuación. Se utilizan los datos meteorológicos y del recurso solar mencionados anteriormente. En cuanto a la orientación, los paneles tendrán un azimut de 81° y una inclinación de 10°. En el diseño del sistema se han elegido el modelo y número de paneles, así como el inversor, en ambos casos los paneles serán el modelo CS6W-530MS de Canadian Solar. Se han ajustado las pérdidas que tendrá la instalación. Se han añadido los datos de consumo horarios de la nave y por último se han modelado los sombreados cercanos que podrán proyectar sombras sobre los paneles.

Los resultados que se han obtenido para ambos escenarios se muestran en la Tabla 1.

Escenarios	Energía producida (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía inyectada a la red (kWh)	Energía obtenida de la red (kWh)
Mínimos excedentes	12337,2	11448	889,2	29750
20% de excedentes	17359,6	13823	3536,6	27395

Tabla 1. Resultados de PVsyst para el año 1

El caso de mínimos excedentes genera 12.337,2 kWh mientras que el caso del 20 % de excedentes generará 17.359,6 kWh. Esto se debe a que la potencia pico con la que se ha dimensionado el primer caso (9 kWp) es menor que la que se ha usado para dimensionar el segundo (12.7 kWp).

Se ha realizado un análisis económico de ambos escenarios en el que se ha obtenido el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el pay-back. Para ello se han

analizado los flujos de caja anuales del sistema, en los que se tiene en cuenta la inversión inicial y el ahorro en la factura de la luz de cada año de vida de la instalación, que es 25 años, al igual que la vida útil de los paneles solares.

Para la inversión inicial se ha restado el 25 % del coste de la instalación, ya que esta puede optar a subvenciones que ofrece el estado, aprobadas por el Real Decreto 477/2021. En el cálculo del ahorro que producen los paneles se ha tenido en cuenta la degradación que sufre la planta anualmente, la cual reduce la energía, el aumento del coste de la electricidad con el paso de los años y la compensación obtenida por los excedentes inyectados a la red eléctrica.

En la Tabla 2 se muestran los resultados del análisis económico.

	VAN (Tasa de descuento del 2%)	TIR	Payback
Caso de mínimos excedentes	17026 €	15%	año 8
Caso del 20% de excedentes	24663,19 €	17%	año 7

Tabla 2. Resultados del análisis económico

La solución de autoconsumo adoptada ha sido el escenario del 20% de excedentes, ya que el VAN y la TIR son mayores y el payback es menor.

La instalación final tendrá una potencia nominal de 12 kW y una potencia pico de 12,7 kW y la energía anual media producida será de 15.948,37 kWh, de los cuales 12.697,74 kW serán autoconsumidos y 3250.63 kW serán inyectados a la red eléctrica. Los beneficios (VAN) de la inversión serán de 24.663,19 € y la inversión se amortizará en el año 7. En cuanto a las emisiones de CO₂, con esta instalación se han evitado emitir 89.846 toneladas de CO₂ alineándose este resultado con el objetivo de no solo realizar un proyecto rentable, sino también concienciado con el medio ambiente.

Referencias

- 1)- <https://unfccc.int/es/news/las-emisiones-mundiales-de-co2-repuntaron-en-2021-hasta-su-nivel-mas-alto-de-la-historia#:~:text=Las%20emisiones%20mundiales%20de%20di%C3%B3xido,del%20carb%C3%B3n%20para%20impulsar%20ese>
- 2)- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- 3)- <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION SYSTEM

Author: Santiago Salazar Alberto.

Supervisor: Alonso Alonso Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The objective of this project is to study the feasibility of the design of a grid-connected solar photovoltaic installation under compensation in an industrial building located in Aranda de Duero, as well as an economic study.

During the last decades, greenhouse gas (GHG) emissions have steadily increased, reaching 36 billion tons of CO₂ emissions worldwide in 2021. Within these GHG emissions, according to the European Environment Agency, 76% are due to the energy sector, with the electricity generation sub-sector being the source of 32% of global GHG emissions.

Greenhouse gases are responsible for the increase in the average global temperature, which leads to a rise in sea level and the loss of biodiversity. In order to curb the effects of climate change, most countries are promoting measures and reforms in the short and long term, among which the 17 Sustainable Development Goals (SDGs) presented by the UN stand out at a global level, and at a national level in Spain, the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), which is an initiative designed to reduce GHG emissions by 23% by 2030 compared to 1990, focusing on self-consumption as one of the main ways to achieve this goal.

With regard to the regulation of self-consumption in Spain, Royal Decree 244/2019 of April 5 regulates the economic, administrative and technical conditions for the reduction of GHG emissions. This Royal Decree divides self-consumption into two different modalities, self-consumption without surpluses, in which all the energy generated must be consumed, and self-consumption with surpluses, in which the energy produced can be fed into the grid. This last mode can be subdivided into two other modes, one with compensation and the other without compensation. The surplus mode is where the system generates energy to be consumed by the user and in the event that the energy demanded is less than the energy generated, this can be injected into the grid, obtaining economic compensation from the electricity company. The modality with surpluses that are not subject to compensation is the one to which the installations that do not meet the necessary requirements or that choose not

to take advantage of this measure belong. This RD allows small and medium-sized users to be part of the process of decarbonization of electricity generation in a more active way through self-consumption. The proof that Spanish society has adopted self-consumption is shown in Illustration 2, which shows the solar photovoltaic capacity installed in Spain in recent years. It can be seen that from 2021 to 2022 the installed capacity grew by 102% from 1,203 MW installed in 2021 to 2,507 MW installed in 2022, demonstrating that Spanish society is environmentally conscious.

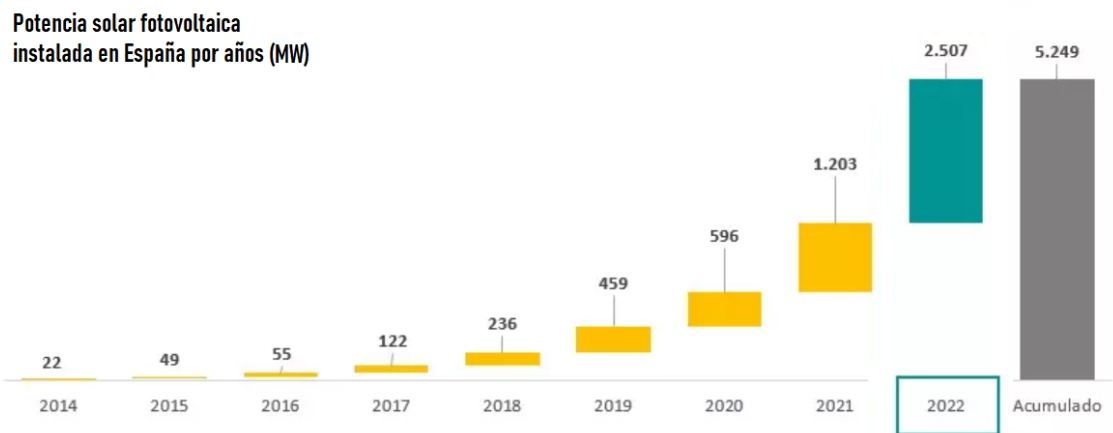


Illustration 2. Evolution of self-consumption in Spain [UNEF]

The installation to be carried out will be connected to the grid and will belong to the self-consumption modality with surpluses under compensation.

To start sizing the installation, we have to know the consumption of the industrial building as well as the solar resource of the project site, which will be essential for the modeling of the installation.

Through the energy distributor we have obtained the data of the consumption of the building by hours, which will be used to have a fairly accurate model. With this data we can also obtain the annual consumption, which is 41,198 kWh. Regarding the solar resource, three different climatic databases have been studied, these being Meteonorm 8.1 and PVGIS TMY and NASA, and finally an average of the values of the climatic databases Meteonorm 8.1 and PVGIS TMY has been made, since they are the ones that best represent the data of the site. The annual global solar radiation is 1652.3 kWh/m².

The PVsyst program was used to model the installation, which allows the design, simulation and analysis of photovoltaic systems. Two design scenarios have been considered, "minimum surplus" and "20% surplus". The minimum surplus case will have a nominal power of 8.2 kW nominal and a peak power of 9 kW peak, so the Peak/Pnominal ratio will be 1.1. The system will consist of 17 solar panels. The 20% surplus case will have a nominal power of 12 kW nominal and a peak power of 12.7 kW peak, having a ratio of 1.06. The installation will have 24 solar panels.

Different parameters have been set in the PVsyst program to simulate the installation. The main parameters will be briefly discussed below. The meteorological and solar resource data mentioned above are used. Regarding the orientation, the panels will have an azimuth of 81° and an inclination of 10°. In the design of the system, the model and number of panels have been chosen, as well as the inverter, in both cases the panels will be the CS6W-530MS model from Canadian Solar. The losses that the installation will have have been adjusted. The hourly consumption data of the building has been added and finally, the shading that may cast shadows on the panels has been modeled.

The results obtained for both scenarios are shown in Table 1.

Design scenario	Produced Energy (kWh)	Self-consumed Energy (kWh)	Energy injected into the grid (kWh)	Energy obtained from the grid (kWh)
Minimum surplus	12337,2	11448	889,2	29750
20% surplus	17359,6	13823	3536,6	27395

Table 3. PVsyst results for year 1

The minimum surplus case generates 12,337.2 kWh while the 20% surplus case will generate 17,359.6 kWh. This is due to the fact that the peak power with which the first case has been sized (9 kWp) is lower than that used to size the second (12.7 kWp).

An economic analysis of both scenarios has been carried out in which the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and pay-back have been obtained. For this purpose, the annual cash flows of the system were analyzed, taking into account the initial investment and the savings in the electricity bill for each year of the life of the installation, which is 25 years, as well as the useful life of the solar panels.

For the initial investment, 25% of the cost of the installation has been subtracted, since it is eligible for subsidies offered by the state, approved by Royal Decree 477/2021. In calculating the savings produced by the panels, we have taken into account the degradation that the plant suffers annually, which reduces energy, the increase in the cost of electricity over the years and the compensation obtained for the surpluses injected into the electricity grid.

Table 2 shows the results of the economic analysis.

	NVP (2% discount rate)	IRR	Payback
Minimum surplus	17026 €	15%	year 8
20% surplus	24663,19 €	17%	year 7

Table 4. Economic analysis results

The self-consumption solution adopted was the 20% surplus scenario, since the NPV and IRR are higher and the payback is lower.

The final installation will have a nominal power of 12 kW and a peak power of 12.7 kW and the average annual energy produced will be 15,948.37 kWh, of which 12,697.74 kW will be self-consumed and 3250.63 kW will be injected into the grid. The benefits of the investment (IRR) will be 24,663.19 € and the investment will be amortized in year 7. In terms of CO2 emissions, this installation has avoided the emission of 89,846 tons of CO2, which is in line with the objective of not only carrying out a profitable project, but also one that is environmentally conscious.

1. References

- 1)- <https://unfccc.int/es/news/las-emisiones-mundiales-de-co2-repuntaron-en-2021-hasta-su-nivel-mas-alto-de-la-historia#:~:text=Las%20emisiones%20mundiales%20de%20di%C3%B3xido,del%20carb%C3%B3n%20para%20impulsar%20ese>
- 2)- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- 3)- <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
Capítulo 2. Contexto del autoconsumo en España	10
2.1 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)	13
2.2 Marco regulatorio del autoconsumo en España.....	14
Capítulo 3. Componentes de una instalación fotovoltaica.....	18
3.1 Análisis de los componentes	22
3.1.1 Panel Fotovoltáico	22
3.1.2 Inversor fotovoltaico	24
3.1.3 Baterías	25
3.1.4 Regulador de carga	26
3.1.5 Medidor bidireccional	27
3.1.6 Protecciones y cableado.....	27
Capítulo 4. Emplazamiento del proyecto	29
Capítulo 5. Diseño de la Instalación.....	40
5.1 Estudio del recurso solar disponible.....	40
5.2 Análisis del consumo a abastecer	46
5.3 Utilización del software PVsyst	49
5.3.1 Escenarios de diseño	49
5.3.2 Ubicación de la instalación.....	49
5.3.3 Datos meteorológicos de la ubicación	50
5.3.4 Orientación.....	51
5.3.5 Sistema.....	53
5.3.6 Perdidas detalladas.....	56
5.3.7 Consumo de la instalación	58
5.3.8 Almacenamiento	58
5.3.9 Horizonte	58
5.3.10 Sombreados cercanos.....	59
5.3.11 Cableado, contador y protecciones.....	61

5.3.12 Simulación	62
5.4 Resultados de la simulación	63
5.4.1 Ahorro y contaminación evitada	70
Capítulo 6. Permisos necesarios para la legalización de la instalación.....	71
Capítulo 7. Estudio económico del proyecto.....	73
Capítulo 8. Solución de autoconsumo adoptada y conclusión	83
Bibliografía	85
ANEXO I. Informe de PVsyst para los dos casos estudiados	88
ANEXO II. Posición de los paneles solares en la cubierta y esquema unifilar.	105
ANEXO III. Objetivos de Desarrollo Sostenible	108
ANEXO IV. Hojas de datos de los elementos principales del sistema.....	111

Índice de figuras

Figura 1. Potencia instalada en España desde 2018 hasta 2022. Fuente (REE).....	10
Figura 2. Autoconsumo en España en 2022. Fuente (APPA Renovables).....	11
Figura 3. Evolución del autoconsumo en España. Fuente (UNEF).....	12
Figura 4. Esquema Instalación fotovoltaica aislada. Fuente (Direnergy).....	19
Figura 5. Esquema Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente (Direnergy).....	20
Figura 6. Instalación solar híbrida. Fuente (Direnergy)	21
Figura 7. Efecto fotoeléctrico. Fuente (Energy Education).....	22
Figura 8. Componentes panel fotovoltaico. Fuente (dsisolar).....	23
Figura 9. Inversor fotovoltaico	24
Figura 10. Batería Li-Ion. Fuente (deltavolt)	25
Figura 11.Regulador de carga. Fuente (Cetronic)	26
Figura 12. Medidor bidireccional. Fuente (maxge).....	27
Figura 13. Protecciones y cableado para una instalación fotovoltaica. Fuente (Topsolar) .	28
Figura 14. Localización de Aranda de Duero en la provincia de Burgos (Google maps)...	30
Figura 15. Localización de la nave industrial dentro de la localidad de Aranda de Duero (Google Earth).....	30
Figura 16. Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales de bien inmueble	31
Figura 17. Datos catastrales de la parcela.....	32
Figura 18. Fachada de la nave	33
Figura 19. Fachada del edificio	34
Figura 20. Taller mecánico.....	34
Figura 21. Almacén	35
Figura 22. Sala de máquinas.....	35
Figura 23. Oficinas de control de calidad.....	35
Figura 24. Nave principal	36
Figura 25. Sala de oficinas	37

Figura 26. Despacho del jefe de taller	37
Figura 27. Sala de reuniones.....	38
Figura 28. Taller de componentes	38
Figura 29. Precipitación y temperatura de Aranda de Duero por meses. Fuente climate.data.org	39
Figura 30. Tipos de radiación solar	41
Figura 31. Irradiación Global Horizontal según las bases de datos estudiadas.....	43
Figura 32. Irradiación Difusa Horizontal según las bases de datos estudiadas	43
Figura 33. Radiación difusa vs global	45
Figura 34. Temperatura media en Aranda de Duero. NASA	46
Figura 35. Consumo de energía mensual.....	48
Figura 36. Ubicación de la instalación en PVsyst	50
Figura 37. Datos meteorológicos de la ubicación.....	51
Figura 38. Orientación de los paneles	52
Figura 39. Comparación entre paneles orientados al sur y al oeste. Fuente (Pecan Street)	53
Figura 40. Panel solar HiKu6 CS6 530MS	54
Figura 41. Curva I-V del panel.....	55
Figura 42. Horizontes del emplazamiento.....	59
Figura 43. Modelo 3D de la planta	60
Figura 44. Diagrama de Sankey, caso de minimos excedentes	65
Figura 45. Diagrama de Sankey, caso del 20% de excedentes.....	66
Figura 46. Distribución de probabilidad P50-P90, caso de mínimos excedentes.....	69
Figura 47. Distribución de probabilidad P50-P90, caso del 20% de excedentes	69
Figura 48. Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente (ONU)	108

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados de PVsyst para el año 1	13
Tabla 2. Resultados del análisis económico	14
Table 3. PVsyst results for year 1	17
Table 4. Economic analysis results	18
Tabla 5. Recurso solar calculado	44
Tabla 6. Consumo diario de los equipos estimado (kWh/día)	47
Tabla 7. Factores de sombreado	61
Tabla 8. Balance energético del año 1 del caso de mínimos excedentes	63
Tabla 9. Balance energético del año 1 del caso del 20% de excedentes	64
Tabla 10. Producción de energía de la instalación durante su vida útil	67
Tabla 11. Inversión inicial, caso de mínimos excedentes ($P_{nom}=8.2kW$)	74
Tabla 12. Inversión inicial, caso del 20% de excedentes ($P_{nom}=12kW$)	74
Tabla 13. Energía anual producida, caso de mínimos excedentes	75
Tabla 14. Energía anual producida, caso del 20% de excedentes	76
Tabla 15. Ahorro total, caso de mínimos excedentes	77
Tabla 16. Ahorro total, caso del 20% de excedentes	78
Tabla 17. Estudio del VAN, la TIR y el Pay-Back para el caso de mínimos excedentes ...	80
Tabla 18. Estudio del VAN, la TIR y el Pay-Back para el caso del 20% de excedentes	81
Tabla 19. Resultados del estudio económicos para ambos casos	82
Tabla 20. Resultados PVsyst de ambos casos para el año 1	83
Tabla 21. Resultados económicos	84

Lista de Acrónimos

CO₂: Dióxido de Carbono

GEI: Gases de Efecto Invernadero

AENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

IRENA: Agencia Internacional de las Energías Renovables

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

UNEF: Unión Española Fotovoltaica

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas que estamos viviendo las emisiones de gases que contribuyen al calentamiento global y al efecto invernadero han aumentado de manera significativa, llegando en 2021 a 36.300 millones de toneladas de CO₂ emitidas en todo el mundo, el nivel más alto registrado en toda la historia. Este dato es bastante preocupante, ya que si las cosas siguen así podemos llegar a un punto en el que los efectos del CO₂ en la tierra, como el calentamiento global, el aumento del nivel del mar y la pérdida de biodiversidad sean irremediables y sea imposible volver a los niveles normales de CO₂ en la atmósfera.

Según la Agencia Europea del Medio Ambiente el 76% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son debido al sector energético, que incluye los sectores de generación y transporte de esa energía, la industria de la construcción y manufacturera y la quema de otros combustibles durante el proceso productivo, siendo el sector de generación de electricidad la principal fuente de emisiones con un 32% de las emisiones de GEI mundiales.

En este contexto la energía solar fotovoltaica se presenta como una gran solución para el problema de las emisiones de CO₂ debido a la producción de energía, ya que la energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación del sol para, a través de paneles solares, obtener energía eléctrica, la cual es totalmente renovable y limpia ya que no se emite ningún gas nocivo para la atmósfera durante su obtención. Si bien en la producción de las placas solares se utilizan materiales que son contaminantes como el telurio de cadmio o el dióxido de silicio, que pueden ser negativos para el medio ambiente si no se reciclan de manera correcta al final de la vida útil del panel, pero el impacto global que tiene la producción de energía solar fotovoltaica en el medio ambiente es positivo.

Según datos de AENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) el aumento de la capacidad instalada de energías renovables en 2022 fue de 295 GW en todo el mundo, haciendo que el total de capacidad acumulada de energías renovables sea 3.372 GW. De los 295 GW de capacidad instalados el año pasado 192 GW son debido a la energía solar

fotovoltaica y está previsto que estas cifras sigan aumentando durante los próximos años. En cuanto al coste de producción de los paneles solares y de la energía en general durante los últimos años se ha reducido de manera exponencial, rondando los 35€ por MWh actualmente cuando en 2009 el coste de la energía era alrededor de 340€ por MWh, lo que hace que la energía solar fotovoltaica sea la energía renovable más competitiva económicamente. Esto prueba que la energía solar fotovoltaica está creciendo y tiene mucho futuro durante los próximos años.

Una de las formas de aprovechar la energía solar fotovoltaica es el autoconsumo, el cual permite a los individuos y a las empresas emplear las tecnologías de obtención de energía solar fotovoltaica para generar su propia electricidad a través del uso de paneles solares que se encuentran cerca del consumo que se quiere abastecer. La energía generada por los paneles puede abastecer total o parcialmente al consumo, lo que hace que no se dependa tanto de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. El autoconsumo no solo tiene un impacto positivo en el medio ambiente, sino que también beneficia a la red eléctrica, ya que al reducir el consumo de energía proveniente de la red hace que esta esté menos cargada, reduciendo las pérdidas de transmisión y de transformación en los generadores. Pero el mayor incentivo para los pequeños y medianos consumos de instalar paneles fotovoltaicos dedicados al autoconsumo viene motivado por el ahorro económico que supone en la factura de la electricidad, ya que esta se ve reducida de manera considerable a largo plazo.

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado consiste en diseñar una instalación de autoconsumo mediante la energía solar fotovoltaica de una nave industrial perteneciente a la empresa C.E. Aranda, localizada en Aranda de Duero, una ciudad de Burgos. Las principales fases del proyecto serán un estudio del recurso solar en la zona, el estudio del consumo que se deberá abastecer, el diseño de la planta solar fotovoltaica de autoconsumo con la herramienta PVsyst y el estudio económico de la planta.

Capítulo 2. CONTEXTO DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Actualmente en España al igual que en todo el mundo la energía solar fotovoltaica se encuentra en auge. Esto se puede comprobar con los datos que publica IRENA en ‘Renewable Capacity Statistics 2023’ donde se indica que en España se instalaron 4499 MW de capacidad de energía solar fotovoltaica en 2022, sumándose a los 13.715 MW ya existentes, haciendo un total de 18.214 GW. Esto supone un crecimiento del 29.4% respecto a 2021. En la Figura 1, se muestra la potencia instalada total desde el año 2018 hasta el 2022, siendo la energía solar fotovoltaica representada con el color naranja se aprecia como es la que más crecimiento tiene, llegando incluso a triplicarse en los 5 años de la figura, mientras que otras energías como la nuclear (color morado) o la hidráulica (color azul) se mantienen constantes o incluso disminuyen como es el caso de la energía proveniente del carbón (color marrón). Gracias a toda la potencia solar fotovoltaica que se ha ido instalando durante los últimos años, en la actualidad la solar fotovoltaica representa un 16.6% de la potencia nacional instalada. Estos datos han sido obtenidos de Red Eléctrica Española (REE).

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2018 al 2023

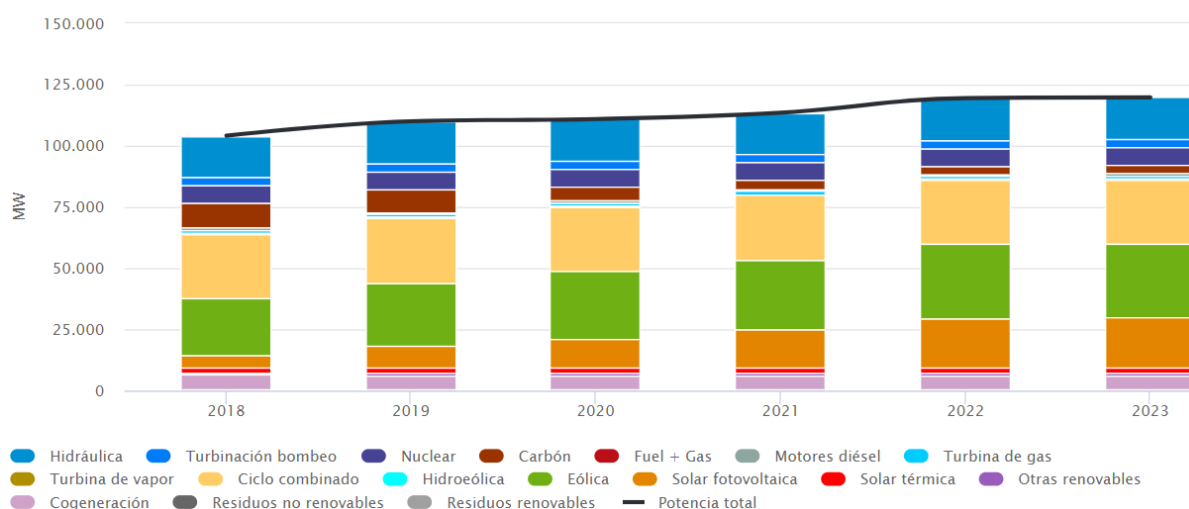


Figura 1. Potencia instalada en España desde 2018 hasta 2022. Fuente (REE)

A nivel autonómico destacan las comunidades de Castilla la Mancha, Andalucía y Extremadura como las comunidades en las que más potencia se ha instalado, sumando solo entre ellas tres el 70% de la potencia solar fotovoltaica instalada en España. Castilla y León, que es la comunidad en la que se va a realizar el proyecto, es la quinta comunidad con más potencia solar fotovoltaica instalada.

Con esta perspectiva del estado actual de la energía solar fotovoltaica en España se procede a analizar el estado del autoconsumo. Según el informe anual del autoconsumo fotovoltaico realizado por APPA Renovables, de los 4499 MW de potencia solar fotovoltaica instalada en 2022, 2649 MW son dedicados al autoconsumo. El 39% de esa potencia (1024 MW) fue instalada en hogares, se estima que alrededor de 200 mil nuevos hogares cuentan con instalaciones dedicadas al autoconsumo, mientras que el 61% restante fue instalado en complejos industriales (1625 MW). En el sector residencial la instalación de potencia media fue de 4.6kW, mientras que en el sector industrial la instalación de potencia media fue de 70kW. Estas instalaciones han ayudado a reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera, evitando que 931 mil toneladas de CO₂ sean emitidas a la atmosfera.

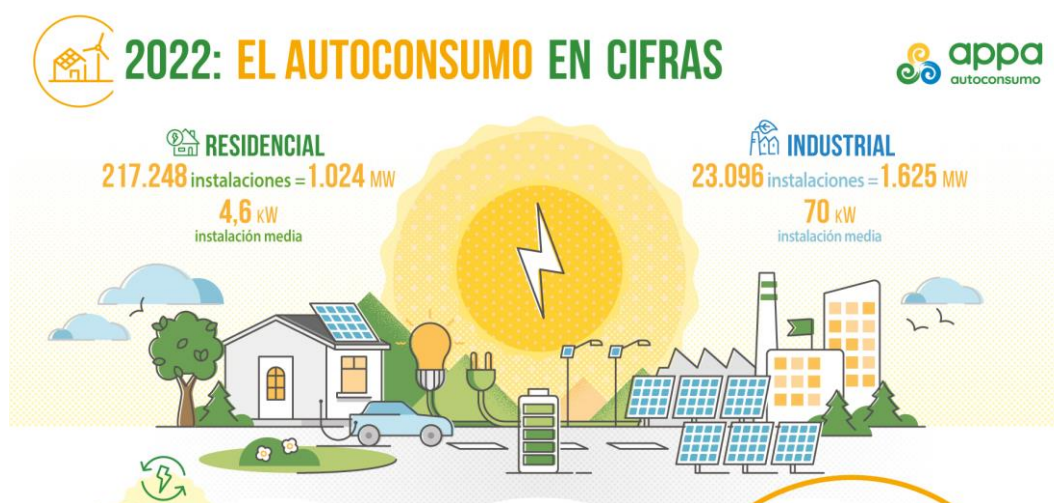


Figura 2. Autoconsumo en España en 2022. Fuente (APPA Renovables)

Estos datos de instalación de capacidad en 2022 son realmente positivos y muestran que hay una tendencia creciente en España, ya que de 2021 a 2022 la capacidad instalada creció un 102 % según la UNEF. En la Figura 3 se muestra la evolución de la potencia solar

fotovoltaica instalada en España desde el año 2014 hasta el 2022. Los números muestran como casi cada año se duplica la potencia instalada en España, habiéndose instalado en 2022 casi la mitad de la potencia acumulada actualmente. En España la potencia solar fotovoltaica acumulada es de 5.249 MW, que demuestran que la sociedad española ha acogido este nuevo modelo de obtención y consumo de energía.

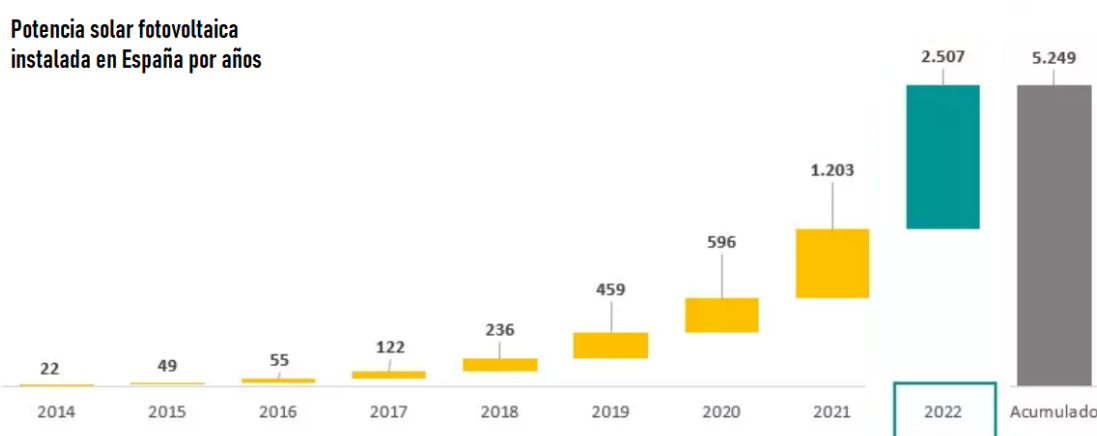


Figura 3. Evolución del autoconsumo en España. Fuente (UNEF)

Hay bastantes razones por las que la energía solar fotovoltaica se encuentra en auge en España, entre las que se encuentran la concienciación por parte de la población sobre el cambio climático o el precio de la luz que se ha disparado estos últimos años. Pero sin duda han sido los impulsos gubernamentales que han implementado a través de políticas como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), las medidas y ayudas económicas para fomentar el autoconsumo y el marco regulatorio del autoconsumo, que en 2019 eliminó el “impuesto al sol” y que establece derechos y compensaciones a los usuarios que generen su propia energía, los motivos por los que a día de hoy la energía solar fotovoltaica se encuentra en torno al 10% de la energía total producida en España.

2.1 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC)

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) consiste en una iniciativa planteada por el Gobierno de España, en concreto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para combatir el cambio climático y que tiene como principales objetivos reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 23% para el año 2030 con respecto a las emisiones de 1990, el aumento de la penetración de energías renovables al 42%, la mejora de la eficiencia energética en un 39.5% y el impulso de la movilidad sostenible.

Este plan viene motivado por el Acuerdo de París, realizado en diciembre de 2015 por los principales líderes mundiales, el cual establece los siguientes objetivos para todas las naciones: reducir las emisiones de GEI para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2º, revisar los compromisos de los países cada cierto tiempo y ofrecer ayudas a los países en desarrollo para mitigar el cambio climático. El PNIEC también se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), los cuales son un conjunto de 17 objetivos que tienen todos los países para lograr un futuro mejor y sostenible, principalmente con el objetivo 13 (acción por el clima).

Entre las medidas que forman parte de este plan destacan las específicas para fomentar el autoconsumo de energía renovable, cuyo objetivo es promover la generación distribuida y el uso de energías limpias a nivel individual y colectivo. El PNIEC propone eliminar barreras administrativas y económicas que dificultan el desarrollo del autoconsumo, una de estas barreras era el “impuesto al sol” el cual era una tasa aplicada al consumo y generación de energía propia. Otra medida consiste en revisar y adaptar las tarifas de acceso a la red eléctrica, así como incentivos fiscales o apoyo financiero para la adopción de sistemas de autoconsumo. Este plan también promueve el desarrollo de las comunidades energéticas, que consiste en que comunidades de propietarios, empresas u otros grupos puedan compartir la generación de energía siendo todos titulares de una instalación solar fotovoltaica.

El PNIEC está estrechamente relacionado con la Estrategia a Largo Plazo de Bajas Emisiones de 2050 cuyo objetivo es alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero en España para el año 2050. El PNIEC establece medidas a corto y medio plazo para la transformación del sistema energético mientras que la Estrategia a Largo Plazo de Bajas Emisiones de 2050 tiene una visión más a futuro y establece un marco de acción hasta mediados de siglo, pero ambos son herramientas clave para lograr una transición ecológica y cumplir los compromisos internacionales en materia del cambio climático.

2.2 MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

El marco regulatorio del autoconsumo energético ha experimentado importantes cambios en los últimos años, estando estos enfocados a promover el desarrollo del autoconsumo, eliminando barreras administrativas y fomentando la generación a nivel individual y colectivo. A continuación, se presentan los aspectos principales de las bases legales y normativas para el desarrollo del autoconsumo en España.

El marco normativo del autoconsumo en España está definido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, mientras que las regulaciones fundamentales sobre autoconsumo se encuentran en el Real Decreto 244/2019, que establece las condiciones económicas, administrativas y técnicas de autoconsumo de energía eléctrica y en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores.

El Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre define el autoconsumo como “A los efectos de esta Ley, se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” (Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre). Este Real decreto incorpora medidas como:

- Garantiza el derecho de los usuarios a consumir su propia energía generada a partir de fuentes renovables y elimina el “impuesto al sol”
- Establece el mecanismo de compensación de excedentes, permitiendo a los usuarios verter a la red eléctrica la energía no consumida obteniendo una compensación económica por ello para potencias que no superen los 100kW

En el Real Decreto 244/2019 se introducen medidas como:

- Habilitación y reglamentación del autoconsumo colectivo.
- La potencia máxima de las instalaciones fotovoltaicas será la potencia del inversor
- Permite la incorporación de sistemas de almacenamiento en las instalaciones
- Permite que haya diferencia entre el propietario de la instalación y el consumidor.
- Solo hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera y en ciertos casos se permite que el contador se ubique fuera del punto frontera.
- Permite obtener una compensación de la energía vertida a la red siempre que esa energía sea menor que la energía consumida.
- Divide el autoconsumo en dos modalidades distintas, autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes

El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre regula la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica con el objetivo de impulsar el desarrollo del autoconsumo agilizando los trámites administrativos y facilitando la instalación y puesta en marcha de estos sistemas.

A continuación, se explica con más detalle los dos modelos de autoconsumo.

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: en esta modalidad las instalaciones han de consumir toda la energía que generen, ya que esta no puede ser vertida a la red de transporte o distribución a través de un mecanismo anti-vertido.
- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.: Cuando las instalaciones solares puedan verter la energía que produzcan a la red de transporte y

distribución, aparte de auto consumir la energía producida. Esta modalidad a su vez puede ser dividida en dos:

-Modalidad con excedentes acogida a compensación: en la que el consumidor y el productor se acogen al sistema de compensación de excedentes, lo que implica que el consumidor utilizará la energía generada por su instalación, con la opción de comprar energía a la red cuando su demanda la necesite. De ese mismo modo cuando la demanda del consumidor sea menor que la energía generada el excedente será inyectado a la red, siendo esta energía luego descontada en la factura de la luz por la comercializadora, aunque a un precio menor. Los requisitos para acogerse a esta modalidad son los siguientes:

- La fuente de energía primaria ha de ser de origen renovable.
- La potencia de las instalaciones no ha de ser superior a los 100kW.
- Que el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para consumos auxiliares de producción con otra empresa comercializadora.
- Que el consumidor y productor hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el Art 14 del RD 244/2019.
- La instalación no ha de tener otorgado otro régimen retributivo adicional o específico.

-Modalidad con excedentes no acogida a compensación: A la que pertenecen las instalaciones que no cumplen algún requisito de los mencionados anteriormente, o que voluntariamente optan por no acogerse a dicha modalidad.

Este Real Decreto también clasifica el autoconsumo como individual o colectivo en función del número de consumidores asociados a las instalaciones de generación. El autoconsumo individual es aquel en el que solo hay un único consumidor, como en una residencia privada. En cuanto al autoconsumo colectivo, el Real Decreto 244/2019 explica, “Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que

proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” (Real Decreto 244/2019), como podría ser una comunidad de vecinos o un edificio de viviendas.

El marco regulatorio del autoconsumo en España ha ido evolucionando de manera positiva con los años, estableciendo derechos para los usuarios y eliminando barreras. Estas medidas han tenido siempre el objetivo de fomentar el desarrollo del autoconsumo y promover la generación de energía limpia y han sentado las bases para que el autoconsumo siga creciendo durante los próximos años.

Capítulo 3. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN

FOTOVOLTAICA

Este apartado está dedicado a la explicación de los componentes de los tipos de instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, conectada a red, aislada y híbrida, estas instalaciones tienen componentes comunes, pero a su vez tienen elementos diferenciadores los cuales serán comparados y analizados

Instalación Solar Fotovoltaica Aislada

Se entiende como instalación aislada la que no está conectada a red y en la que el usuario consume toda la energía que produce, esto da lugar a que haya momentos del día en los que la energía generada por los paneles no sea suficiente como para satisfacer la demanda de los consumos, al igual que habrá momentos en los que la energía generada sea mayor a la demandada. Es por esto que es necesario un sistema de baterías para almacenar la energía para que pueda ser utilizada cuando realmente se necesite y no sea desperdiciada.

Los principales elementos de este tipo de instalación son: paneles solares, regulador de carga, baterías, inversor, protecciones y cableado. La Figura 4 muestra el esquema de una instalación aislada, el funcionamiento básico consiste en que los paneles solares transforman la radiación solar en corriente continua, la cual llega al regulador de carga, que se encarga de controlar la corriente que reciben las baterías. Si los consumos necesitan energía, la corriente será dirigida al inversor, el cual transformará esta corriente continua en corriente alterna, la cual llega a todos los aparatos eléctricos para ser consumida. En el caso de que la demanda sea menor y no se vaya a consumir toda la energía generada en ese momento, esta energía será almacenada en las baterías y se podrá consumir más tarde, cuando sea necesaria.

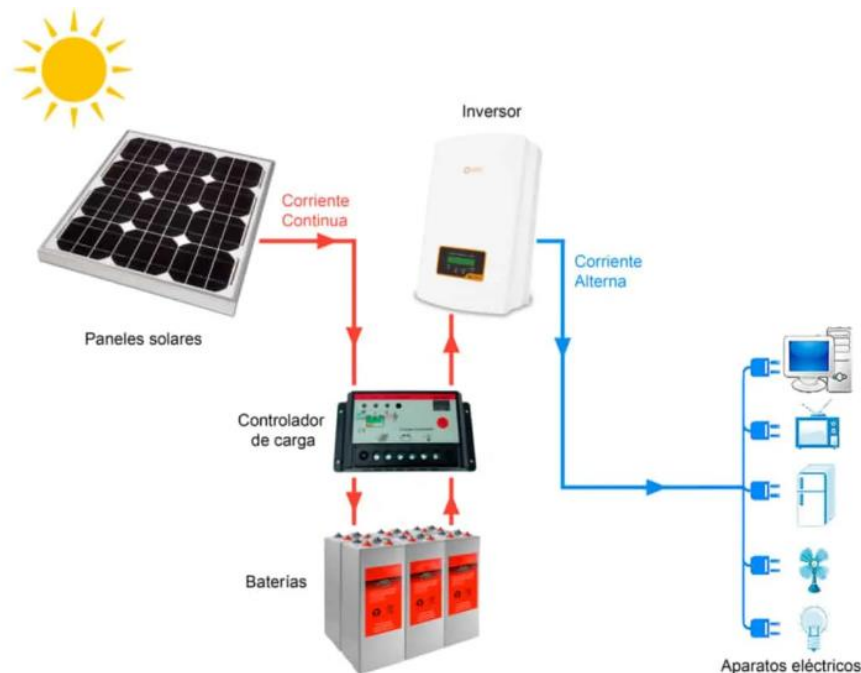


Figura 4. Esquema Instalación fotovoltaica aislada. Fuente (Direnergy)

Este tipo de instalaciones, suele ser más utilizado en zonas rurales o donde no se dispone de una conexión a la red eléctrica. Este sistema tiene varios inconvenientes, el principal es que depende en gran medida del clima, ya que si no hay sol no se puede obtener energía de la red, siendo necesario en muchos casos disponer de un grupo electrógeno con motor de combustión para casos de emergencia. Otro inconveniente es el coste de su instalación, ya que debido a las baterías que utiliza el coste se ve aumentado de manera significativa.

Instalación Solar Fotovoltaica conectada a Red

Este tipo de instalación es el más utilizado debido a su menor coste comparado con el de la instalación aislada y por su conveniencia, ya que no se depende del clima para tener electricidad. Estas instalaciones al igual que las aisladas, obtienen energía de la radiación solar, pero estas se distinguen por estar conectadas a la red eléctrica, lo que permite verter energía cuando la producción es superior a los consumos y obtener energía de la red cuando no haya sol o la demanda sea demasiado alta para satisfacerla solo con los paneles solares.

Los principales elementos que caracterizan a este tipo de instalaciones son: paneles solares, inversor, medidor bidireccional o contador inteligente, elementos de seguridad y cableado. En caso de que el punto de conexión fuese de media tensión también haría falta un transformador para adecuar la tensión de salida del inversor a la tensión de la red.

La Figura 5 muestra el esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con sus principales componentes.

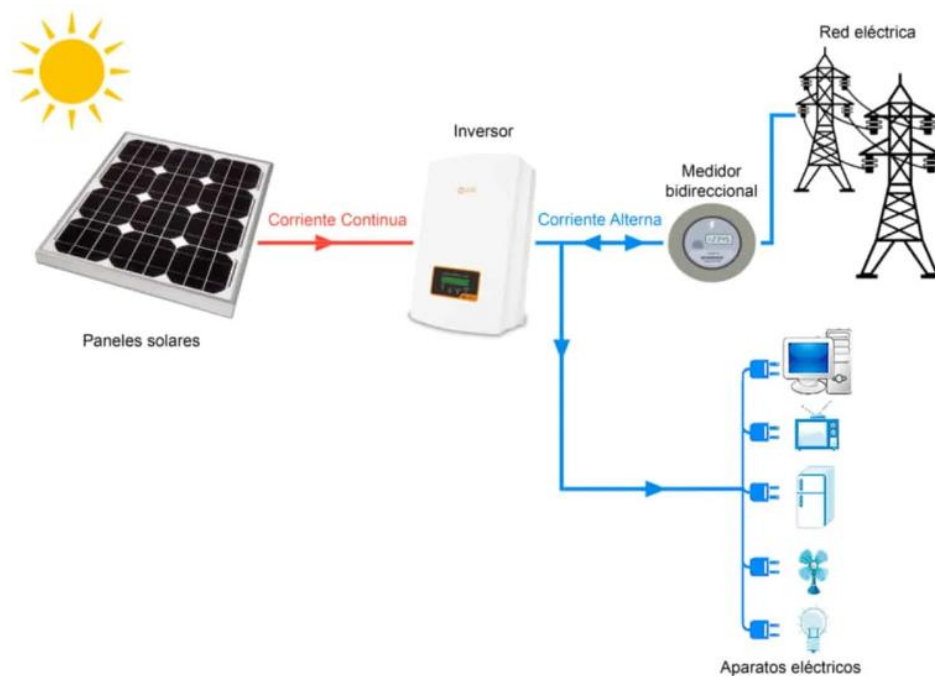


Figura 5. Esquema Instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente (Direnergy)

En este tipo de instalaciones los paneles solares generan corriente continua, la cual es transformada en alterna por el inversor. Esta corriente es consumida por los aparatos eléctricos de la instalación y la corriente sobrante es inyectada a la red. El medidor bidireccional se encarga de distinguir que energía es inyectada a la red y cual es consumida para que luego la empresa comercializadora pueda aplicar los descuentos pertinentes a la factura eléctrica.

Instalación solar híbrida conectada a la red eléctrica con apoyo de baterías

Existe un tercer tipo de instalación que es menos común, el cual consiste de una instalación conectada a red que a su vez cuenta con baterías para almacenar la energía. Los elementos que forman este tipo de instalación son todos los elementos de los dos tipos de instalaciones anteriores, paneles solares, baterías, regulador de carga, inversor, protecciones y cableado, lo cual permite que esta instalación pueda cumplir la función de inyectar y consumir energía de la red y a su vez sea capaz de almacenar energía para casos de emergencia o para cuando sea más conveniente que consumir energía de la red, como por ejemplo cuando el precio de la electricidad es elevado.

La Figura 6 muestra el esquema de una instalación solar híbrida.

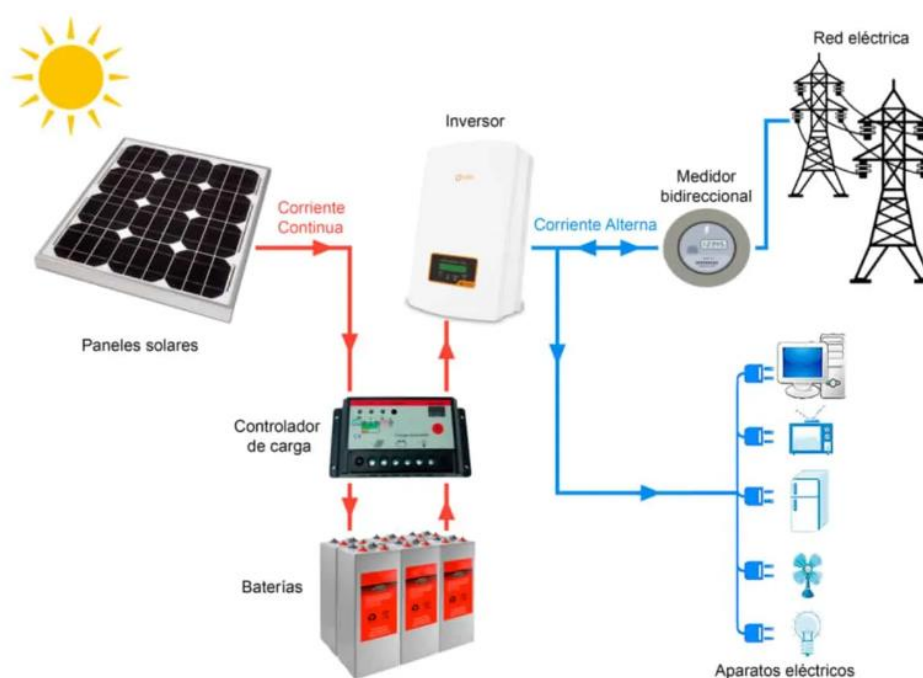


Figura 6. Instalación solar híbrida. Fuente (Direnergy)

3.1 ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES

3.1.1 PANEL FOTOVOLTAICO

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos electrónicos formados por células fotovoltaicas. Estas células están formadas por materiales semiconductores que pueden producir electricidad en corriente continua cuando son expuestas a la radiación solar. El funcionamiento de las células se basa en el efecto fotoeléctrico, el cual es un fenómeno descubierto por Heinrich Hertz y explicado teóricamente por Albert Einstein y que se da en los semiconductores. Las células están construidas con una unión p-n, que consiste en una interfaz entre dos regiones de semiconductor con diferentes características de dopaje, la región p tiene déficit de electrones mientras que la región n tiene electrones adicionales, esto hace que cuando la luz del sol impacta contra la célula se produzcan movimientos de las cargas generando una diferencia de potencial, la cual a través de un circuito externo genera una corriente eléctrica. Este efecto es mostrado en la Figura 7 y es el previamente mencionado efecto fotoeléctrico.

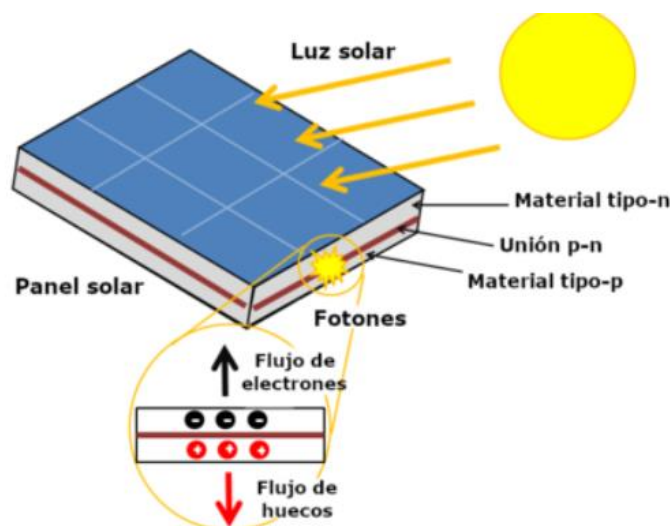


Figura 7. Efecto fotoeléctrico. Fuente (Energy Education)

La gran mayoría de estas células solares que hay actualmente son de Silicio monocristalino, formado por un único cristal y llegando a tener un rendimiento del 22%, o policristalino el cual está formado por varios cristales de Silicio, reduciendo su rendimiento. Otros tipos de

celdas que son menos comunes son las de Silicio amorfo, que no está formado por cristales y de las tres células de Silicio la que menos rendimiento tiene, las de Diseleniuro de Indio-Cobre o las de Telurio de Cadmio.

Estas células se unen en serie para obtener el voltaje adecuado y junto a los siguientes elementos forman los paneles fotovoltaicos. Los elementos restantes del panel fotovoltaico consisten en: una cubierta frontal de vidrio templado, la cual protege de las condiciones atmosféricas y los golpes y a su vez transmite la radiación solar, capas encapsuladas de etilvinil-acetileno o EVA, las cuales protegen las células solares y sus contactos aislándolos térmicamente, el marco de apoyo, el cual suele ser de aluminio y aporta robustez mecánica al conjunto, el protector posterior que protege contra la humedad y la caja de conexiones eléctricas, que dan continuidad al circuito eléctrico.

La Figura 8 muestra un esquema de los componentes de un panel fotovoltaico.

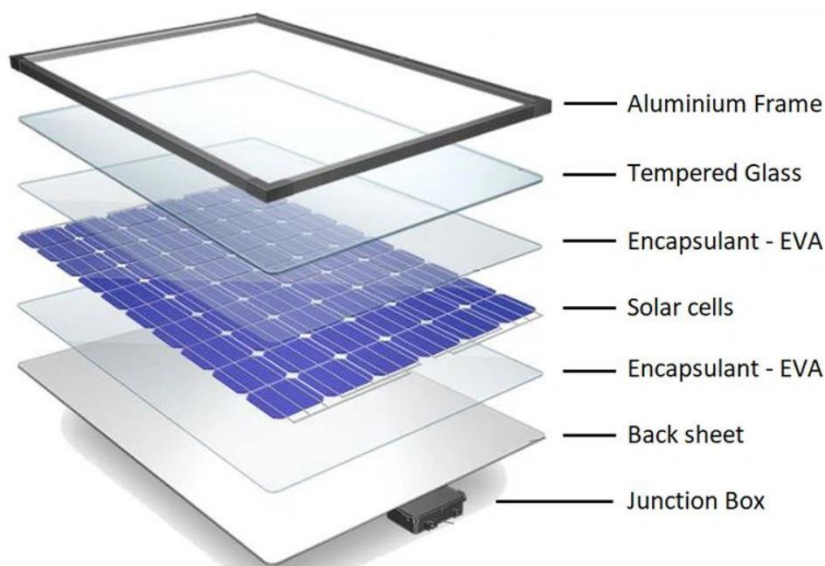


Figura 8. Componentes panel fotovoltaico. Fuente (dsisolar)

La media de vida útil de un panel fotovoltaico es de 25 años ya que este va sufriendo desgastes y pérdidas de rendimiento con el paso de los años.

Las principales características eléctricas de los paneles fotovoltaicos son: la potencia máxima, tensión de vacío, intensidad de cortocircuito, intensidad y tensión de máxima potencia y eficiencia.

Los paneles pueden ser bifaciales, siendo capaces de captar la luz por ambas caras.

3.1.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Un inversor es un dispositivo electrónico el cual permite transformar la corriente continua generada por los paneles solares de la instalación en corriente alterna con la amplitud y a frecuencia deseada para que pueda ser entregada a los consumos o a la red eléctrica. El funcionamiento de estos dispositivos se basa en el uso de elementos de electrónica de potencia como MOSFETs o IGBTs, que permiten obtener una onda sinusoidal con pocos armónicos. Dependiendo de la calidad del inversor la onda de salida tendrá más o menos armónicos, por lo que interesa que el inversor que vaya a alimentar los consumos de la vivienda genere pocos armónicos, ya que estos causan pérdidas de potencia y una disminución del rendimiento.

Dependiendo del número de fases los inversores pueden ser monofásicos o trifásicos, la principal diferencia entre los estos dos tipos es la potencia que soportan, siendo mayor en los trifásica. La Figura 9 muestra un inversor fotovoltaico de la marca Fronius.



Figura 9. Inversor fotovoltaico

3.1.3 BATERÍAS

Las baterías eléctricas son dispositivos que almacenan energía química y la convierten en energía eléctrica mediante una reacción electroquímica reversible. En una instalación solar fotovoltaica las baterías se encargan de almacenar la energía sobrante generada para que cuando no haya sol los consumos puedan seguir abasteciéndose. Esto implica que la batería va a estar constantemente cargándose y descargándose, esto hace que la batería se vaya desgastando, ya que la vida útil y el rendimiento de una batería van disminuyendo a medida que se la batería se somete a ciclos de carga. De media la vida útil de las baterías es aproximadamente de 10 años, siempre que tenga un buen mantenimiento.

Las baterías pueden ser de distintos tipos de tecnologías, las más comunes son las baterías de plomo-ácido, las cuales son económicas en comparación con otras tecnologías, pero tienen baja densidad energética y una vida útil moderada, las de níquel cadmio (Ni-Cd), las cuales tienen una larga vida útil pero moderada densidad de energía y las de ion litio (Li-Ion), las cuales son muy utilizadas en sistemas de almacenamiento de energía y en instalaciones solares de autoconsumo debido a su gran densidad energética y a que pueden soportar un gran número de ciclos de carga y descarga.



Figura 10. Batería Li-Ion. Fuente (deltavolt)

La principal característica de una batería es la capacidad, la cual mide la cantidad de electricidad que se obtiene mediante la descarga total de la batería y se mide en Amperios-hora (Ah).

Un inconveniente del uso de baterías en las instalaciones fotovoltaicas es su elevado coste. El cual hace que sean uno de los elementos más caros de la instalación y más delicado para dimensionar.

3.1.4 REGULADOR DE CARGA

Es un dispositivo que limita la corriente inyectada o extraída a las baterías, encargándose del mantenimiento óptimo de estas, para alargar su vida útil lo máximo posible. El regulador protege a las baterías de sobretensión y sobrecarga, ya que en el momento en el que las baterías se encuentran en su tensión de flotación (la tensión a la que se mantiene una batería al estar completamente cargada) no permite que le llegue más corriente a la batería. También se encarga de que el nivel de descarga de las baterías se encuentre siempre dentro de los límites admisibles protegiendo así la vida de las baterías

Los reguladores de carga suelen contar con un diodo de protección, el cual evita que por las noches o cuando haya poca radiación solar haya flujos de corriente inversa desde las baterías hacia los paneles solares, ya que estos se verían dañados.



Figura 11.Regulador de carga. Fuente (Cetronic)

3.1.5 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

El medidor bidireccional se encarga de medir la energía que fluye desde la instalación fotovoltaica a la red y a su vez mide la energía consumida desde la red. Gracias a este aparato los usuarios de sistemas de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación pueden comparar la energía que inyectan y que demandan, permitiendo obtener descuentos en la factura de la luz a través de la comercializadora.



Figura 12. Medidor bidireccional. Fuente (maxge)

3.1.6 PROTECCIONES Y CABLEADO

Las instalaciones fotovoltaicas han de tener elementos de protección para asegurar la salud de las personas y de la instalación. Estas protecciones se encuentran reguladas por el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 del 29 de septiembre. Los principales elementos para la protección en corriente continua son las tomas a tierra, protecciones contra rayos y fusibles para evitar sobreintensidades. Los elementos de protección utilizados en corriente alterna son los interruptores magnetotérmicos, que protegen contra sobreintensidades y cortocircuitos, los diferenciales, que miden la intensidad de entrada y de salida y se abren si no concuerdan ambas medidas, y relés de sobretensión.

En cuanto al cableado, ha de tener la sección suficiente para poder conducir la máxima corriente que vaya a circular por el circuito.



Figura 13. Protecciones y cableado para una instalación fotovoltaica. Fuente (Topsolar)

Capítulo 4. EMLAZAMIENTO DEL PROYECTO

La nave en la que se va a realizar el proyecto pertenece a la empresa Construcciones Electromecánicas Aranda. S.L. empresa que pertenece al grupo Consonni S.A. El grupo Consonni se dedica a actividades termoeléctricas, control de fluidos y montajes eléctricos entre otras cosas. En 2007 Construcciones Electromecánicas Aranda fue creada con el objetivo de diseñar, construir, reparar, instalar y vender equipos de alta, media y baja tensión, tales como cuadros eléctricos. El número de empleados que tiene la empresa se encuentra alrededor de 70 personas, por lo que se considera una mediana empresa.

La localización de la nave en la que se van a instalar los paneles se encuentra en Aranda de Duero, la cual es una ciudad perteneciente al municipio del mismo nombre, que se encuentra en la Comunidad Autónoma de Burgos. La dirección exacta es:

-Av. de Portugal, parcela 23, 09400 Aranda de Duero, Burgos.

Estas son las coordenadas que se han utilizado para hacer los cálculos:

-Longitud: 41° 39' 57"

-Latitud: -3° 43' 35"

-Altitud: 798 m sobre el nivel del mar

La Figura 14 muestra la localización de Aranda de Duero en la provincia de Burgos. Se observa que se encuentra al sur de burgos y entre Valladolid y Soria. La Figura 15 muestra la parte oeste de Aranda de Duero, la nave industrial de C. E. Aranda en la que se van a instalar los paneles solares se encuentra al oeste del pueblo rodeado por un círculo negro.

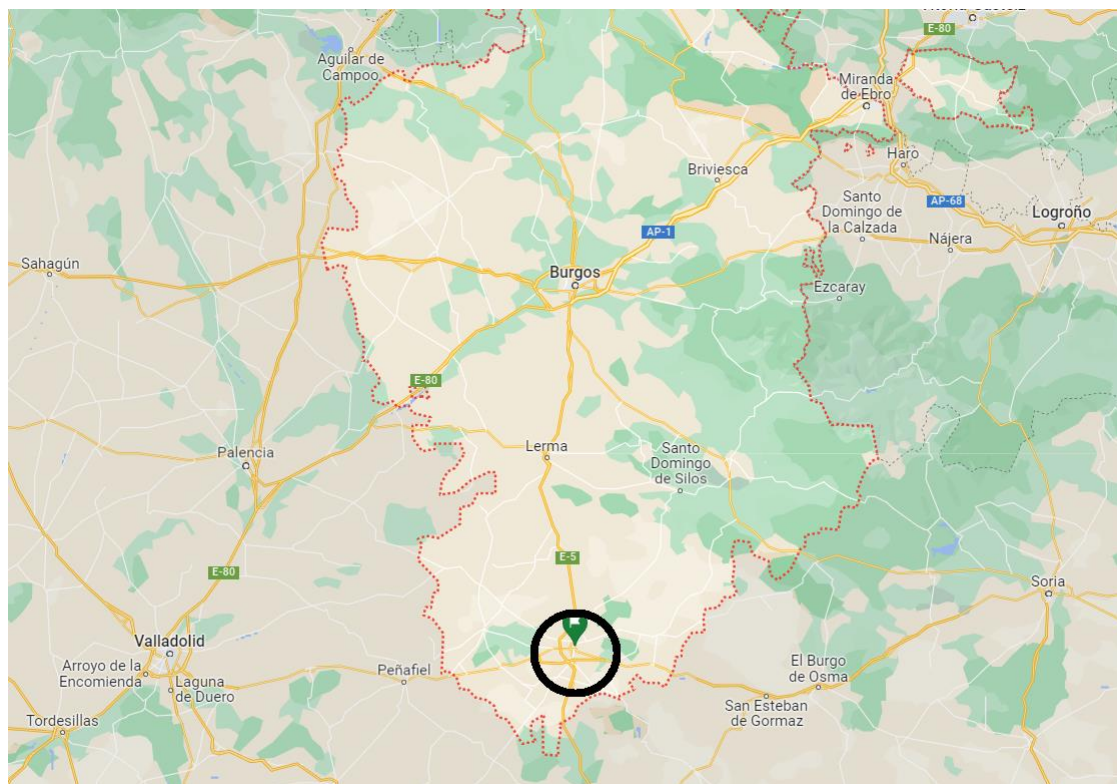


Figura 14. Localización de Aranda de Duero en la provincia de Burgos (Google maps)



Figura 15. Localización de la nave industrial dentro de la localidad de Aranda de Duero (Google Earth)

Ficha de datos catastrales de bien inmueble:

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE		
Localización:		
AV PORTUGAL 97		
09400 ARANDA DE DUERO [Aranda de Duero] [BURGOS]		
Clase: URBANO		
Uso principal: Industrial		
Superficie construida: 2.360 m ²		
Año construcción: 2006		
Construcción		
Destino	Escalera / Planta / Puerta	Superficie m ²
INDUSTRIAL	/00/01	847
OFICINA	/00/02	58
INDUSTRIAL	/00/03	58
ALMACEN	/00/04	103
OFICINA	/01/01	116
INDUSTRIAL	/01/02	103
INDUSTRIAL	/00/A1	530

Figura 16. Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales de bien inmueble

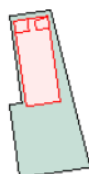
En la Figura 16 se puede ver que el bien inmueble pertenece a la clase ‘urbano’ y que su uso principal es el industrial. La parcela tiene una superficie total de 6554 m², y una superficie construida de 2360 m².

A continuación, se muestran los datos catastrales de la nave, un croquis, la superficie total, los datos descriptivos del inmueble y un desglose de las zonas construidas del inmueble con sus respectivas áreas.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	9531018VM3193S0001QZ  
Localización	AV PORTUGAL 97 09400 ARANDA DE DUERO (Aranda de Duero) (BURGOS)
Clase	Urbano
Uso principal	Industrial
Superficie construida 	2.360 m ²
Año construcción	2006

PARCELA CATASTRAL



Parcela construida sin división horizontal

Localización	AV PORTUGAL 97 ARANDA DE DUERO (Aranda de Duero) (BURGOS)
Superficie gráfica	6.554 m ²

CONSTRUCCIÓN

Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m ²	Tipo Reforma	Fecha Reforma
INDUSTRIAL		00	01	847		
OFICINA		00	02	58		
INDUSTRIAL		00	03	58		
ALMACEN		00	04	103		
OFICINA		01	01	116		
INDUSTRIAL		01	02	103		
INDUSTRIAL		00	A1	530		
INDUSTRIAL		00	A2	545		

Figura 17. Datos catastrales de la parcela

En la Figura 18 se observa una imagen de la fachada.



Figura 18. Fachada de la nave

El edificio tiene dos plantas, la planta baja y la primera.

Planta baja

La planta baja está compuesta por un acceso cubierto de 11.41 m² por el que se accede a la recepción. La recepción cuenta con una superficie de 20.79 m² y sirve como acceso al taller mecánico, a la oficina de control de calidad, a los aseos masculinos a la nave y a la 1ª planta a través de unas escaleras. El taller mecánico tiene una superficie de 54.88 m² y en él se reparan los aparatos utilizados en el proceso productivo que están estropeados. Los aseos masculinos cuentan con una superficie útil de 15.38 m². La zona más grande del edificio es la nave, que cuenta con 1925 m² de área y tiene una altura de dos pisos, por lo que la división entre plantas solo tiene lugar en las demás áreas del edificio. En la nave es en donde tiene lugar la construcción y reparación de los equipos eléctricos fabricados en C.E. Aranda. La nave cuenta también con un acceso al almacén y una puerta retráctil que comunica con el exterior. El almacén se utiliza para guardar diferentes productos que van a ser vendidos o herramientas que se utilizan durante la construcción de los equipos eléctricos. Cuenta con unas escaleras que llevan la 1ª planta y tiene una superficie de 77.49 m². El edificio cuenta

también con una sala de máquinas en la planta baja de 21.78 m² a la que se accede desde el exterior.

En las siguientes figuras se muestran todas las salas descritas previamente, comenzando por la fachada del edificio.



Figura 19. Fachada del edificio



Figura 20. Taller mecánico



Figura 21. Almacén



Figura 22. Sala de máquinas



Figura 23. Oficinas de control de calidad



Figura 24. Nave principal

Planta primera

Las escaleras de la entrada llevan a el distribuidor de la 1ª planta el cual conecta el aseo femenino de 8.64 m², la sala de reuniones, la sala de oficinas y el despacho del jefe de taller. La sala de reuniones tiene 26.03 m² y en ella es donde tienen lugar reuniones de empresa o con clientes. La sala de trabajo tiene 50.67 m² y en ella hay seis mesas de trabajo para los empleados. El despacho del jefe de taller cuenta con 15.32 m² y tiene una mesa de trabajo. Desde las escaleras del almacén se accede al taller de componentes de la 1ª planta, en el que se almacenan repuestos de la maquinaria y tiene una superficie de 111.36 m².

A continuación se muestran las habitaciones de la 1ª planta descritas previamente



Figura 25. Sala de oficinas

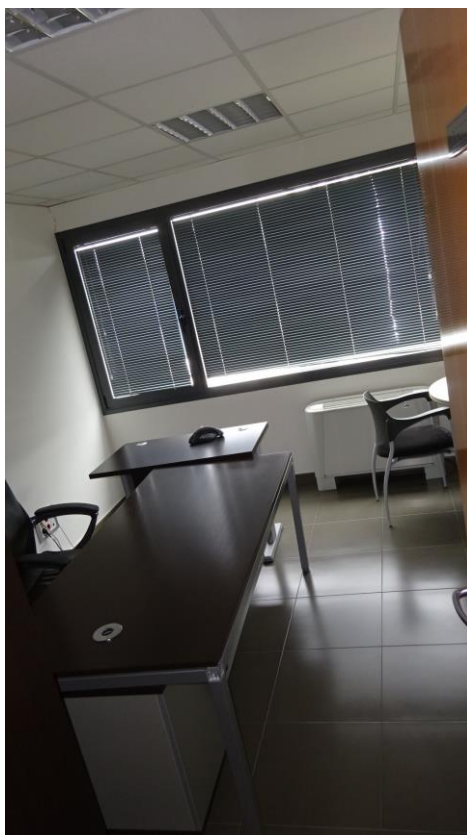


Figura 26. Despacho del jefe de taller



Figura 27. Sala de reuniones



Figura 28. Taller de componentes

Climatología

En cuanto al clima de Aranda de Duero, se caracteriza por tener un clima cálido y templado con unos inviernos moderadamente fríos, rondando en esos meses una temperatura mínima de 2°C y una máxima de 11°C, mientras que en verano las temperaturas rondan los 32°C de máxima y los 20°C de mínima.

La temperatura media anual es de 12.5°C y la precipitación media es de 515mm.

En la Figura 29 se observa la temperatura y las precipitaciones medias por meses de Aranda de Duero, mostrando como en los meses de julio y agosto son en los que menos llueve, siendo mayo el mes en el que más llueve.

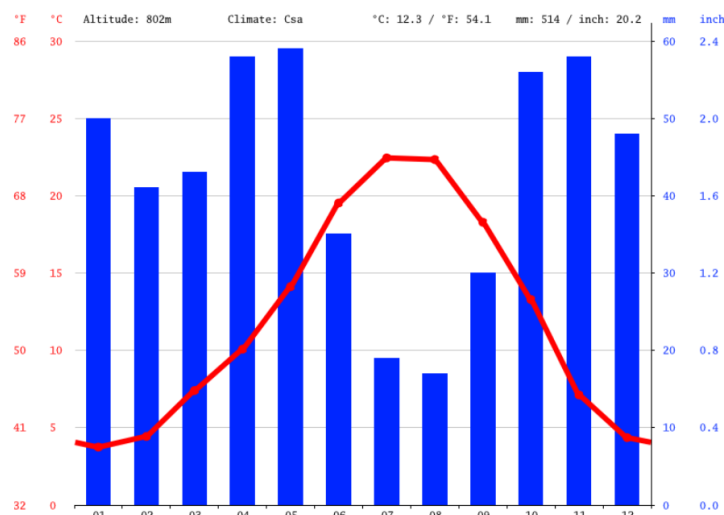


Figura 29. Precipitación y temperatura de Aranda de Duero por meses. Fuente climate.data.org

Capítulo 5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Para el modelado de la instalación solar fotovoltaica se empleará el programa PVsyst, el cual es un software que permite realizar el diseño, la simulación y el análisis de sistemas fotovoltaicos de cualquier tipo, ya sea de autoconsumo conectado a red, con baterías o plantas solares. Este software, desarrollado en la Universidad de Ginebra, permitirá realizar cálculos complejos de una forma sencilla para poder encontrar el diseño óptimo de la instalación solar de autoconsumo.

El uso de PVsyst y todos los pasos a seguir se explicarán con amplio detalle en este capítulo.

5.1 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La luz que absorben los paneles solares procede del Sol, en el cual, los átomos de Helio e Hidrógeno se combinan a través de la reacción nuclear de fisión para dar lugar a energía que se transmite en forma de fotón en todas las direcciones del espacio. Estos fotones tienen propiedades tanto de partícula como de onda, propiedad que se conoce como la dualidad onda-corpúsculo, y que hace que en fenómenos como la refracción se comporte como una onda pudiendo a su vez transmitir energía cuando interacciona con la materia siguiendo la siguiente fórmula: $E = \frac{hc}{\lambda}$, siendo:

-**h** la constante de Planck,

-**c** la velocidad de la luz que es 299 792 458 m/s

-**λ** la longitud de onda, la cual divide la radiación solar en tres tipos, ultravioleta (entre 100 y 400 nm), la visible (entre 400 y 700 nm) y la infrarroja (entre 700 y 4000 nm).

De toda la radiación solar solamente una pequeña parte llega a la tierra y debido a la atmosfera toda esa radiación no llega de forma directa a la superficie del planeta, si no que se manifiesta de diferentes maneras:

- Radiación directa: La cual proviene directamente del Sol sin que haya sido perturbada de ninguna manera. Es un componente importancia de la radiación solar total y se mide en W/m^2 .
- Radiación difusa: La cual se refiere a la radiación que es dispersada por las nubes o las partículas de la atmósfera y es mayor en días con cielos nublados.
- Radiación reflejada: La cual consiste en la radiación que es reflejada en las superficies. Esta radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie en la que impacta, ya que hay materiales cuyo coeficiente de reflexión es muy bajo como el hormigón oscuro (0.3) mientras que otros materiales como el mármol pulido tienen altos coeficientes de reflexión (0.7). Suele tenerse en cuenta cuando se usan paneles solares bifaciales, ya que pueden captar la radiación por ambas caras.

En la Figura 30 se puede ver claramente los distintos tipos de radiación solar.

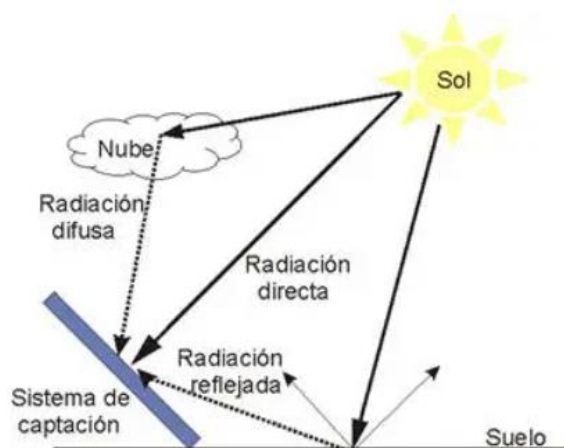


Figura 30. Tipos de radiación solar

Sabiendo la localización en la que se va a realizar la instalación se puede obtener los datos climáticos de distintas bases de datos, los cuales proporcionarán características como la temperatura, la irradiación, la velocidad del viento, la humedad, etc.

Se han estudiado tres bases de datos climáticos distintas: Meteonorm 8.1, NASA-SSE y PVGIS TMY versión 5.2. La base de datos Meteonorm pertenece a la empresa suiza Meteotest y cuenta con 8320 estaciones meteorológicas en el mundo, de las cuales 1640 se encuentran en Europa. La base de datos NASA-SSE como su nombre indica pertenece a la NASA, mientras que la base de datos PVGIS TMY son recopilados por la Unión Europea y representan los datos meteorológicos para un año meteorológico típico (TMY typical meteorological year). Al ser la versión 5.2 la base PVGIS TMY recoge datos de los años 2005 hasta 2020.

En la Figura 31 se puede observar una comparativa de la Irradiación global horizontal por meses que se obtienen de las tres bases de datos estudiadas y en la Figura 32 se puede comparar la Irradiación difusa horizontal por meses, también obtenida con Meteonorm 8.1, NASA-SSE y PVGIS TMY. En ambos casos los valores obtenidos con las bases de datos Meteonorm 8.1 y PVGIS TMY tienen valores muy similares siendo a veces mayores en una base y luego en otra, mientras que los valores de NASA-SSE están en la mayoría de meses por debajo de las otras bases de datos, esto puede deberse a que al ser los datos de NASA-SSE recopilados por una empresa americana esta se enfocará más en el continente americano, mientras que al ser los datos de PVGIS TMY obtenidos por la Unión Europea se intentará tener la mayor precisión posible en los países europeos, coincidiendo por tanto con Meteonorm, el cual tiene 1640 bases meteorológicas en Europa.

Es por ello que se han elegido las bases de Meteonorm 8.1 y PVGIS TMY y se desestiman los datos de NASA-SSE para analizar el recurso solar de la zona.

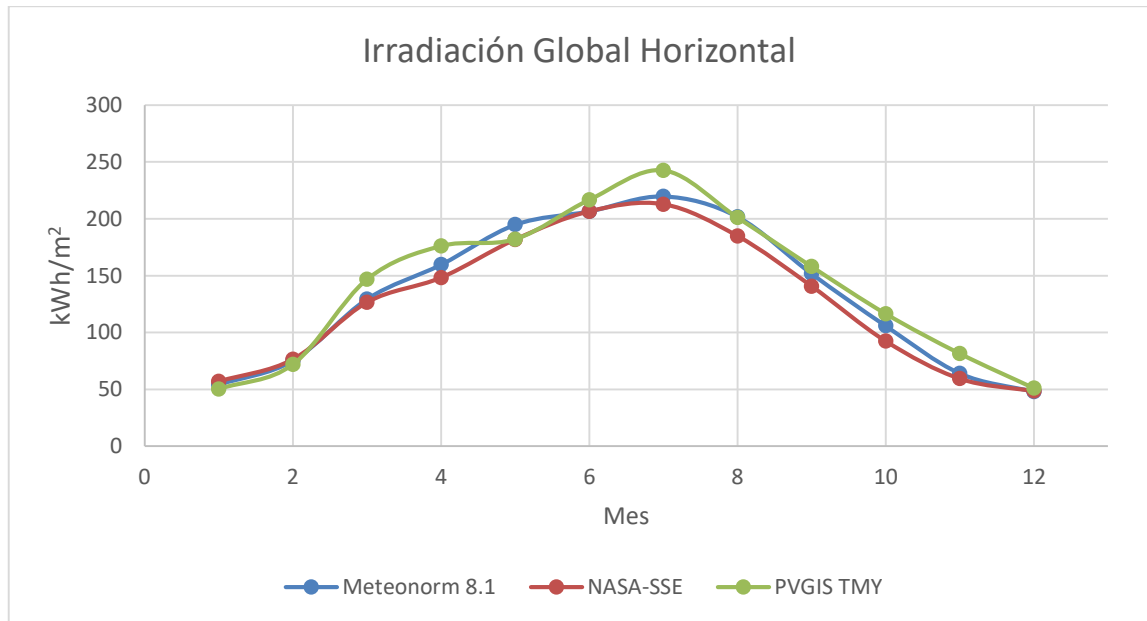


Figura 31. Irradiación Global Horizontal según las bases de datos estudiadas

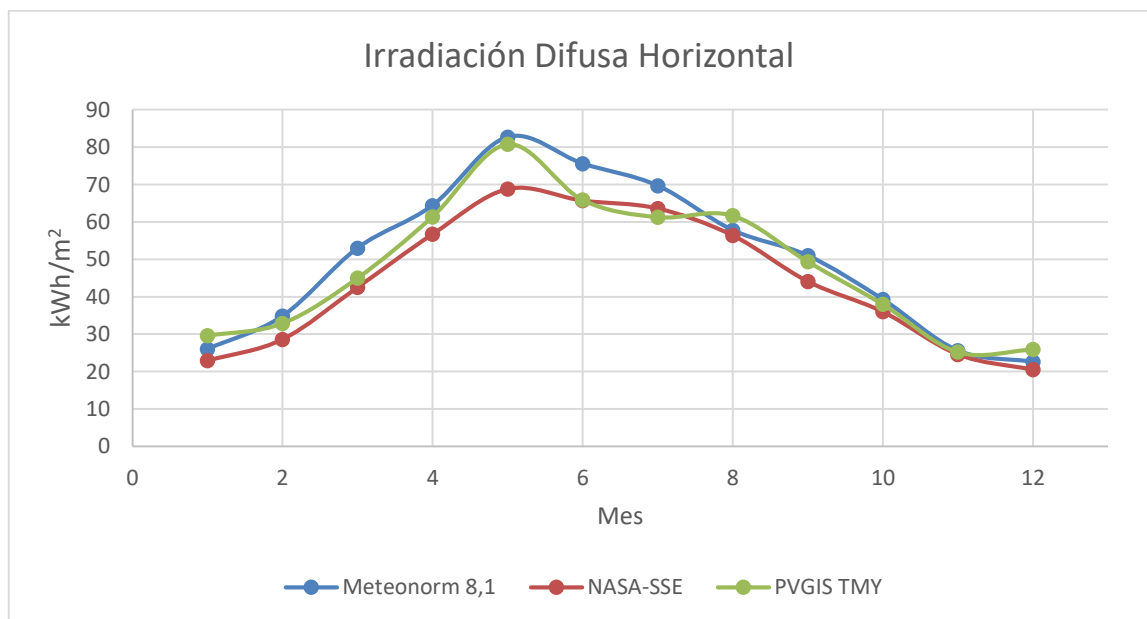


Figura 32. Irradiación Difusa Horizontal según las bases de datos estudiadas

Se ha realizado una media con los valores requeridos por PVsyst con las bases de datos Meteororm y PVGIS TMY. En la Tabla 5 se muestran los siguientes valores:

- Irradiación global horizontal (Igb)
- Irradiación difusa horizontal (Idh)
- Temperatura media (T)
- Velocidad del viento (V)

	Ihg (kWh/m ²)	Idh (kWh/m ²)	T (°C)	V (m/s)
Enero	52,25	27,8	4,6	3,03
Febrero	73,55	33,85	4,65	3,41
Marzo	138,05	49	7,85	3,01
Abril	167,85	62,9	11,65	2,92
Mayo	188,4	81,75	12,15	2,72
Junio	211,55	70,75	17,55	2,72
Julio	231,1	65,5	21,7	2,80
Agosto	201,4	59,75	22,15	2,69
Septiembre	154,8	50,2	19	2,54
Octubre	111,15	38,65	14,2	2,50
Noviembre	72,75	25,4	6,35	2,56
Diciembre	49,45	24,25	3,85	2,47
Anual	1652,3	589,8	12.14	2.78

Tabla 5. Recurso solar calculado

En la Figura 33Figura 33. Radiación difusa vs global se puede observar una comparativa de la Irradiación difusa horizontal (Idh) y la Irradiación horizontal global (Ihg) que hay en el lugar en el que se va a realizar el proyecto. Como se puede apreciar, la Irradiación global es la más importante y la que permitirá obtener más energía con los paneles.

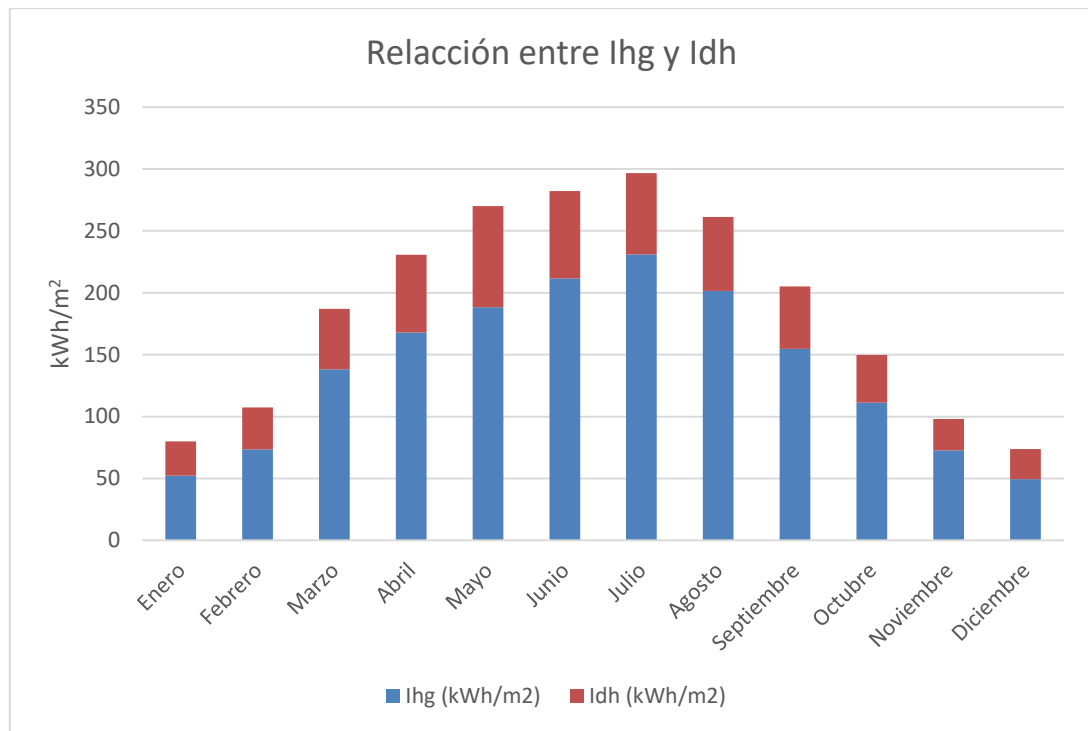


Figura 33. Radiación difusa vs global

La Figura 34 muestra los valores históricos de la temperatura media de Aranda de Duero, los datos han sido obtenidos de la fuente MERRA-2 Modern-Era Retrospective Analysis de NASA.

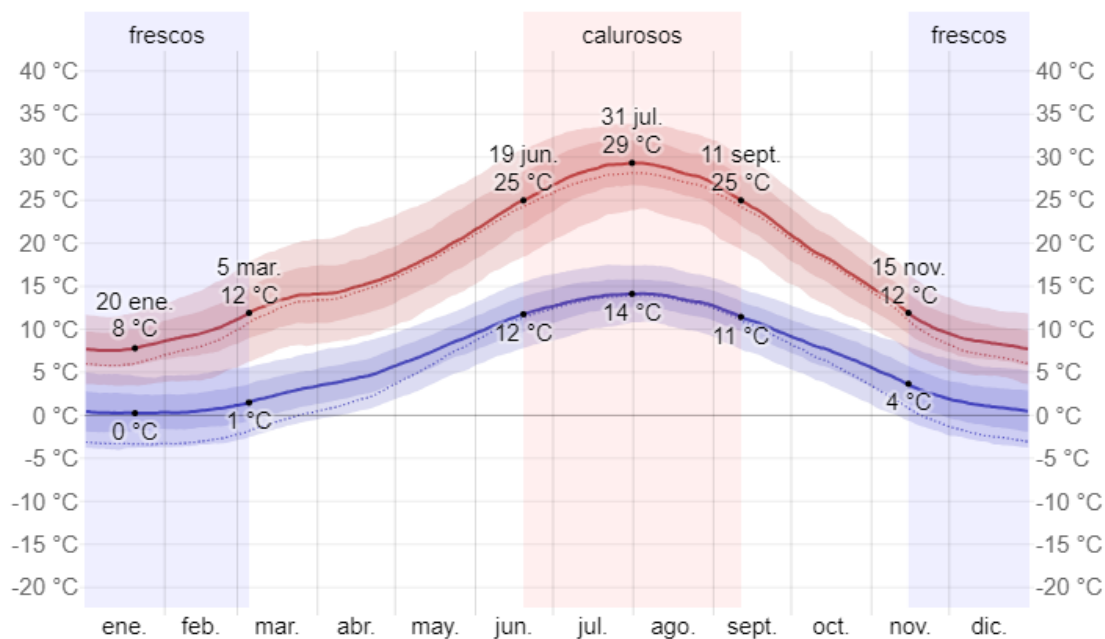


Figura 34. Temperatura media en Aranda de Duero. NASA

5.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO A ABASTECER

Para poder dimensionar la instalación es necesario saber que cual es la demanda del edificio en el que se van a poner los paneles. Para ello se han recogido en una tabla todos los equipos electrónicos con sus respectivas potencias y se ha hecho una estimación del número de horas que están en uso, para así poder obtener la energía diaria demandada. En la Tabla 6 se puede ver una lista de todos los equipos, entre los que destacan por su gran consumo el compresor, la carretilla elevadora, el puente grúa, la dobladora, la calefacción y la luminaria. Al ser la principal actividad de C.E. Aranda la construcción y ensamblaje de equipos de alta, media y baja tensión la mayoría de los equipos tienen funciones mecánicas y su tiempo de uso es reducido ya que cada herramienta se usa para una función específica. Todos estos datos han sido cedidos por la empresa C.E. Aranda.

Equipo	Potencia (CV)	Potencia (kW)	Horas de funcionamiento (h/día)	Consumo (kWh/día)
Luminaria	-	7,000	5	35,000
Dobladora-Punzonadora HÄWA	0,75	0,552	3	1,655
Sierra de cinta OPTIMUM S275G	1,5	1,103	2	2,207
Cizalla-Punzonadora GEKA MINICROP	3	2,207	2	4,413
Dobladora SIMASV SUPER	4,08	3,001	2	6,002
Taladro de pie QUANTUM B30GS	1,02	0,750	3	2,251
Horno a gasóleo de retractilado de funda de pletina GEINSA	-	2,200	3	6,600
Carretilla elevadora OME10N	8,4	6,178	1	6,178
Puente grúa VICINAY 5TM	9	6,620	1	6,620
Compresor ABC HX	20	14,710	1	14,710
Caldera agua calefacción FERROLI GN1M04	0,27	0,199	7,5	1,489
Caldera aire calefacción WIND WH-200	8,15	5,994	6,5	38,963
Grupo de presión de gasoleo para horno GP-30 NW	0,125	0,092	2	0,184
Consumo total diario (kWh/día)	-	-	-	126,27

Tabla 6. Consumo diario de los equipos estimado (kWh/día)

El consumo total diario estimado es de 126.27 kWh/día, por lo que el consumo anual de potencia es de 46.088,55 kWh. Este dato será comparado con los datos reales de consumo cedidos por C.E. Aranda el cual los ha solicitado a su distribuidora eléctrica.

Los datos de consumo de la electricidad consumida por C.E. Aranda por hora durante los últimos 12 meses se han obtenido a través de la distribuidora de energía en el formato de archivo Excel .xlsx y se han convertido al formato de archivo de texto .csv para que pueda

ser utilizado en PVsyst. En la Figura 35 se observa una gráfica con el consumo de energía consumida por la instalación en cada mes del año. El consumo anual de energía, que es la suma de la energía consumida cada mes, es de 41.198 kWh. El valor de energía anual consumida calculado a través de los consumos estimados es de 46.088.5 kWh, el cual es un valor similar, por lo que asumimos que la estimación es correcta. Que el valor estimado sea mayor que el real puede deberse a que la energía anual se ha calculado como la energía diaria por 365 días del año, sin tener en cuenta los días en los que el edificio tiene menos consumo, como en festivos y fines de semana.

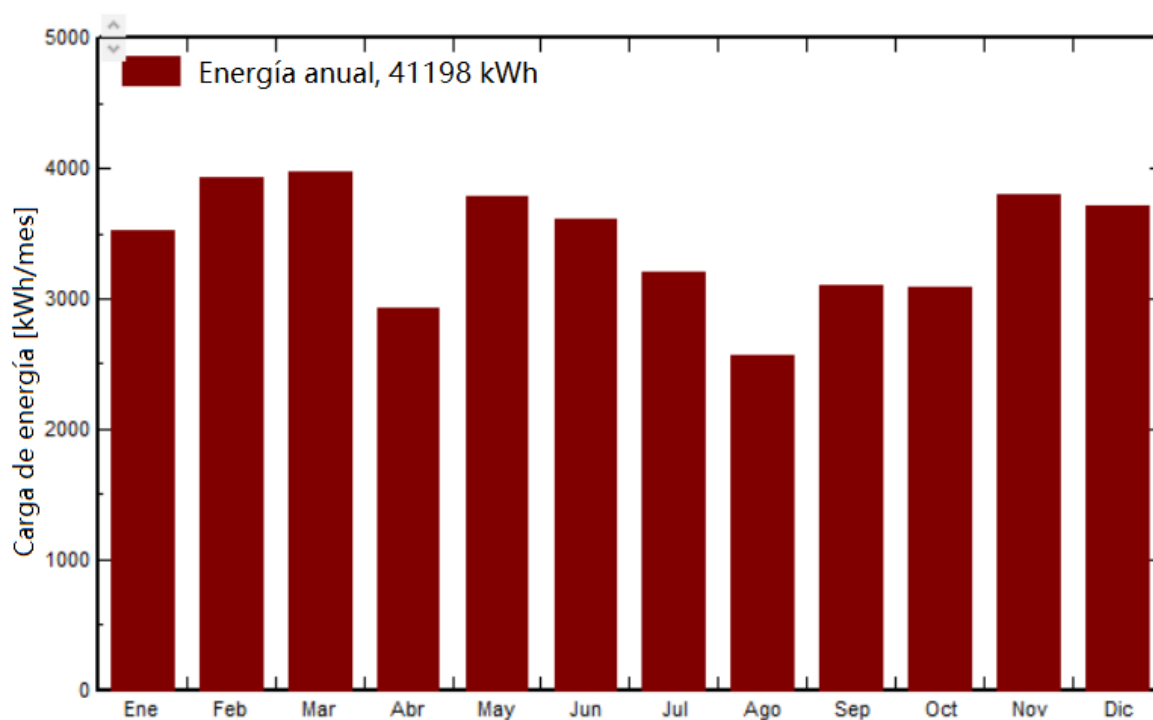


Figura 35. Consumo de energía mensual

5.3 UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE PVSYST

En este apartado se explicará paso por paso la utilización del software PVsyst y se irán añadiendo todos los parámetros necesarios para diseñar la instalación deseada.

El software PVsyst permite realizar diferentes tipos de proyectos, como una instalación de autoconsumo aislado con baterías, una instalación de autoconsumo conectado a red o una planta fotovoltaica de gran potencia. En este caso la instalación que se va a realizar es una instalación de autoconsumo fotovoltaico conectado a red. A continuación, se muestran los pasos seguidos para diseñar la instalación.

5.3.1 ESCENARIOS DE DISEÑO

Lo primero que se ha de hacer el comenzar a diseñar es plantear los distintos escenarios de diseño que se quieren estudiar. Se han planteado dos escenarios, el de “mínimos excedentes” y el de “20% de excedentes”. El caso de mínimos excedentes tendrá una potencia nominal de 8.2 kW nominales y una potencia pico de 9 kW pico, por lo que el ratio $P_{\text{pico}}/P_{\text{nominal}}$ será de 1.1. El sistema estará conformado por 17 paneles solares. El objetivo de este escenario es poner paneles solares con los que toda la energía producida sea destinada al autoconsumo, teniendo un vertido de energía en la red mínimo. El caso del 20% de excedentes tendrá una potencia nominal de 12 kW nominales y una potencia pico de 12.7 kW pico, teniendo un ratio de 1.06. La instalación contará con 24 paneles solares. Este escenario se realizará para ver si sale más rentable poner más paneles que en el anterior caso e inyectar la energía sobrante a la red obteniendo una compensación por ella.

5.3.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Al crear un proyecto nuevo en PVsyst se ha de elegir la ubicación de la instalación. Hay varias opciones para indicar la ubicación, siendo la primera elegirla en una ventana de un

mapa y la segunda poniendo las coordenadas geográficas del emplazamiento. Se ha optado por la segunda opción ya que como se ha indicado anteriormente, se conoce la localización del emplazamiento.



Figura 36. Ubicación de la instalación en PVsyst

La Figura 36 muestra la pestaña en la que se puede configurar la ubicación. El apartado de la zona horaria muestra la resta entre la hora legal y la hora solar, esta resta ha de ser menor que 1 hora, en este caso la resta da 15 minutos. Este fichero se guarda como un archivo '.sit'.

5.3.3 DATOS METEOROLÓGICOS DE LA UBICACIÓN

Al igual que se ha creado un fichero con la ubicación de la instalación se ha de crear también un fichero en el que se muestren los datos meteorológicos del sitio en el que se va

a realizar la instalación. Los datos que se van a utilizar son los calculados previamente estudiando diferentes bases de datos.

Sitio Aranda de Duero (Spain)				
Fuente de datos Calculada				
	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento
	kWh/m ² /mes	kWh/m ² /mes	°C	m/s
Enero	52.3	27.8	4.6	3.03
Febrero	73.6	33.9	4.7	3.41
Marzo	138.1	49.0	7.9	3.01
Abril	167.9	62.9	11.7	2.92
Mayo	188.4	81.8	12.2	2.72
Junio	211.6	70.8	17.6	2.72
Julio	231.1	65.5	21.7	2.80
Agosto	201.4	59.8	22.2	2.69
Septiembre	154.8	50.2	19.0	2.54
Octubre	111.2	38.7	14.2	2.50
Noviembre	72.8	25.4	6.4	2.56
Diciembre	49.5	24.3	3.9	2.47
Año ?	1652.4	589.8	12.1	2.8

Figura 37. Datos meteorológicos de la ubicación

Se ha utilizado los datos calculados de la Irradiación horizontal global, la Irradiación difusa horizontal, la temperatura y la velocidad del viento. Este fichero se guarda en un archivo ‘.met’.

5.3.4 ORIENTACIÓN

Lo primero que se tiene que configurar en relación a los paneles solares en PVsyst es su orientación, ya que a estos podrán captar más o menos radiación dependiendo de su ángulo con respecto al norte (azimut) terrestre de la tierra y de la inclinación que se elija para

colocarlos. Dependiendo de en qué parte del mundo se encuentre la instalación la orientación e inclinación con la que las placas recibirían la mayor irradiación solar variarían. En España la orientación idónea en la que dirigir un panel solar es hacia el sur, es decir un ángulo azimutal de 180° y la inclinación idónea es de 45° en invierno y 15° en verano. Es por ello que si la estructura de los paneles es fija se elige un ángulo medio de esos dos, resultando en 30° .

En nuestro caso, los paneles van a estar colocados en uno de los planos de la cubierta y no tendrán soporte. Como muestra la Figura 38, PVsyst puede calcular la pérdida de rendimiento de la instalación con la colocación elegida de la orientación del panel comparándola con la óptima. En este caso se perderá el 15.8% con respecto al óptimo.

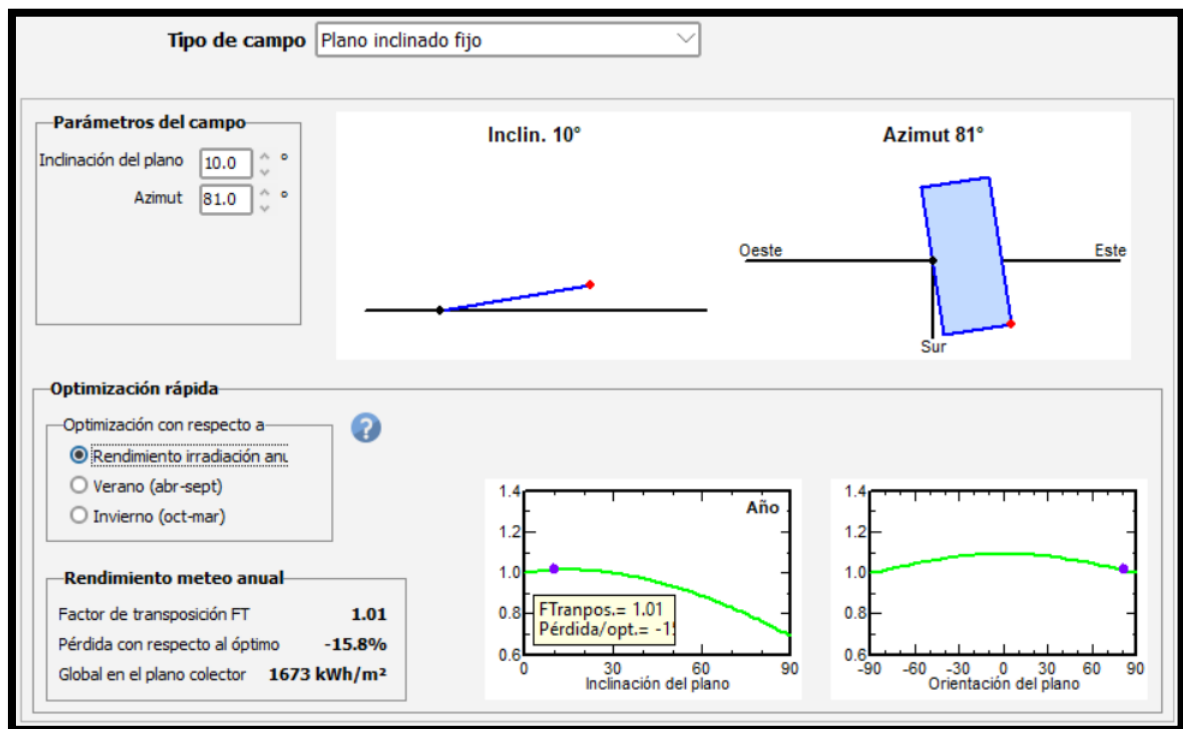


Figura 38. Orientación de los paneles

Con la colocación de los paneles que se muestra en la Figura 38, la colocación de los paneles en el mundo real sería en plano de la cubierta del edificio que se encuentra más al oeste la

cual tiene una inclinación de 10°, si se hubieran colocado los paneles en la otra parte de la cubierta las pérdidas habrían sido según PVsyst del 18.3%.

Aunque la orientación de los paneles para obtener la máxima irradiación es el sur, orientar los paneles hacia el este puede ser beneficiosa dependiendo del tipo de consumo, ya que los paneles orientados hacia el oeste captan la máxima irradiación más tarde que los paneles orientados hacia el sur. En este caso conviene que el momento en el que se capte más irradiación no sea la 1 de la tarde, ya que de 1 a 2 suele ser el descanso para comer, por lo que los consumos son menores que sobre las 3, hora en la que ya todo el mundo está trabajando y utilizando toda la maquinaria. En la Figura 39 se muestra una comparativa entre la energía producida por paneles orientados hacia el sur y hacia el oeste, habiendo un desfase de 2 horas entre el punto de máxima potencia entre ambas configuraciones.

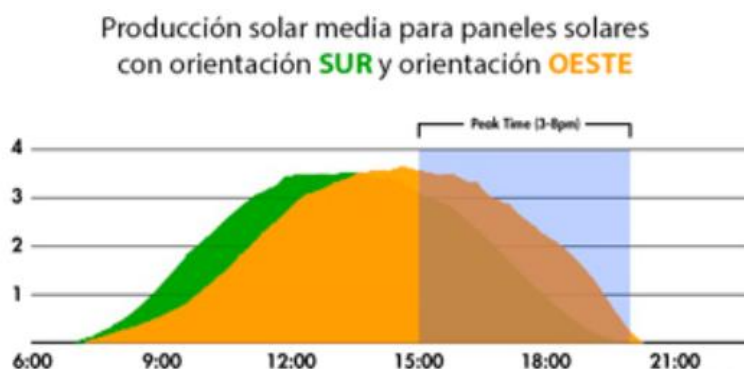


Figura 39. Comparación entre paneles orientados al sur y al oeste. Fuente (Pecan Street)

5.3.5 SISTEMA

Este apartado es el más importante, ya que es donde se eligen los paneles y el inversor del sistema. Se van a estudiar dos casos distintos en este proyecto, en el primero se intentará que la mayoría de la energía generada sea consumida por la instalación y que la energía inyectada a la red sea la mínima, mientras que en el segundo se va a dimensionar la instalación con el objetivo de que la energía excedente que se inyecte a la red esté en torno al 20% de la energía

producida. De ahora en adelante el primer caso será referido como “Caso de mínimos excedentes” y el segundo será referido como “Caso del 20% de excedentes”.

En ambos casos se ha elegido el mismo panel solar, el HiKu6 CS6W 530MS del fabricante Canadian Solar. Las dimensiones del panel son de 2261 mm x 1134 mm x 35 mm y su peso es de 27.8 kg. Es un panel de 144 células de silicio mono-cristalino. Sus parámetros principales para una temperatura de 25° son los siguientes

- Potencia nominal $P_{NOM} = 530 \text{ Wp}$.
- Tensión nominal $V_N = 40.9 \text{ V}$.
- Corriente nominal $I_N = 12.96 \text{ A}$.
- Tensión de circuito abierto $V_{oc} = 48.8 \text{ V}$.
- Corriente de cortocircuito $I_{sc} = 9.78 \text{ A}$

La Figura 40 muestra el módulo elegido y en la Figura 41 se muestra su curva I-V característica según la irradiación incidente.



Figura 40. Panel solar HiKu6 CS6 530MS

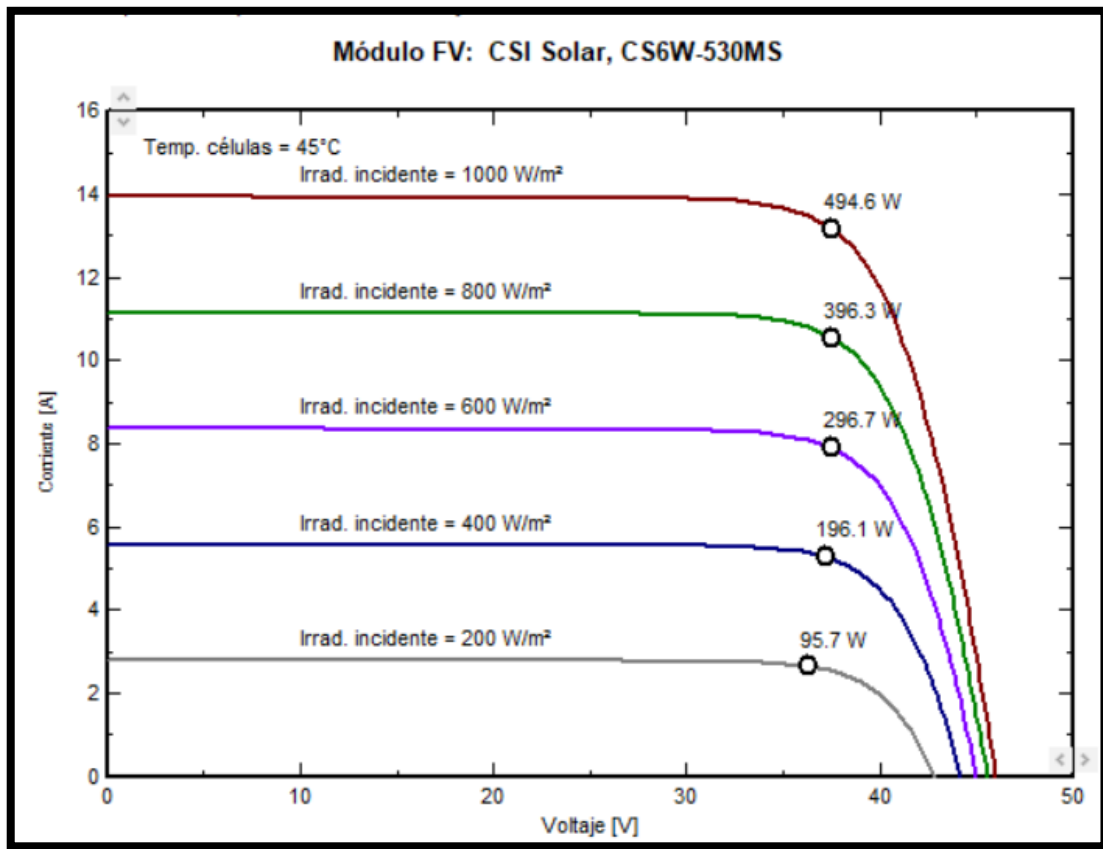


Figura 41. Curva I-V del panel

En cuanto a la elección del inversor se ha elegido uno distinto en cada caso debido a que la potencia es distinta en cada uno de los casos.

Para el caso de mínimos excedentes se ha elegido el inversor Primo 8.2-1 / 240 del fabricante Fronius, el cual tiene las siguientes características:

- Potencia nominal $P_{nom} = 8.2 \text{ kW}$
- Potencia pico $P_{peak} = 12.3 \text{ kW}$
- Tensión de entrada $V_{dc \text{ in}} = 80 - 800 \text{ V}$
- Máxima tensión de entrada $V_{dc \text{ max}} = 1000 \text{ V}$
- Corriente de entrada máxima $I_{dc \text{ max}} = 18 \text{ A}$

- Tensión de salida $V_{ac\ out} = 180 - 270\ V$
- Intensidad de salida máxima $I_{ac\ max} = 37.5\ A$

En el caso del 20% de excedentes se ha elegido el inversor SUN2000-12KTL-M5-400V de Huawei Technologies, cuyas características son las siguientes:

- Potencia nominal $P_{nom} = 12\ kW$
- Potencia pico $P_{peak} = 13\ kW$
- Tensión de entrada $V_{dc\ in} = 370 - 800\ V$
- Máxima tensión de entrada $V_{dc\ max} = 1100\ V$
- Corriente de entrada máxima $I_{dc\ max} = 20\ A$
- Tensión de salida $V_{ac\ out} = 220\ V$ monofásica
- Intensidad de salida máxima $I_{ac\ max} = 18.2\ A$ por fase

Tras la elección de los inversores se tiene que elegir el número de paneles y su configuración.

Para el caso de mínimo excedente se han elegido 17 paneles en serie, el área ocupada por los paneles será de $44\ m^2$ y se usará un único inversor. La potencia pico del sistema será $9\ kW$ por lo que la relación potencia pico entre potencia del inversor será de 1,1. Para el caso del 20% de excedentes se han elegido 2 cadenas de 12 paneles, haciendo un total de 24 paneles. En este caso el área ocupada por los paneles será de $62\ m^2$ y también se usará un único inversor. La potencia pico del sistema será $12.7\ kW$ y la relación potencia pico entre potencia del inversor será de 1.06.

5.3.6 PERDIDAS DETALLADAS

En este apartado se ajustan las pérdidas del sistema. A continuación, se muestran los distintos tipos de pérdidas que se pueden configurar y se indican los valores elegidos más importantes:

-Pérdidas térmicas. PVsyst nos permite obtener unos valores predeterminados para el factor de pérdidas térmicas del campo según el montaje. Como los paneles van a estar apoyados sobre la cubierta del edificio seleccionamos la opción ‘Integración con respaldo totalmente aislado’ el cual nos da un valor predeterminado del factor de pérdida constante “ U_c ” de 15 W/m²K.

-Pérdidas óhmicas. Hay dos pérdidas que se pueden configurar, las pérdidas de CC y las de AC. Las pérdidas de CC ocurren entre los paneles y el inversor. Para la instalación se utiliza una fracción de pérdida en condiciones estándar (Standard test condition STC) del 1%. Las pérdidas en CA ocurren entre el inversor y el punto de inyección a la red. Se utilizarán cables de aluminio de 16mm² y una fracción de pérdidas en STC del 0.5%.

-Calidad del módulo-LID-Desajuste. En esta pestaña se pueden ajustar tres tipos de pérdidas. La calidad del módulo, la cual es una pérdida que refleja la desviación de la eficiencia media del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante y es negativa con un valor de -0.5% indicando un exceso de rendimiento. La degradación inducida por la luz (Light-induced degradation LID) que refleja la degradación de los módulos durante las primeras horas de funcionamiento con un factor de 1.5%. las pérdidas por desajuste o mismatch originadas cuando los módulos producen intensidades distintas, ya que el que tenga menor corriente limitará a los demás. Se utilizará un factor del 2%.

-Pérdidas por suciedad. Reflejan la suciedad que se acumula en los paneles la cual hace que disminuya la eficiencia. El factor de pérdida anual se ha fijado en un 1%.

-Pérdidas IAM (incidence angular modifier). Para definir estas pérdidas se utilizará el modelo ‘Fresnel, revestimiento antirreflectante’

-Pérdidas auxiliares durante el funcionamiento. Se ajustan las pérdidas de salida del inversor, las cuales son 5W/kW.

-Pérdidas de indisponibilidad. Estas pérdidas reflejan las reparaciones o mantenimientos que se tienen que hacer en la instalación. Se elegirá un factor de tiempo de indisponibilidad del 2% repartido en 2 periodos de 88 horas.

5.3.7 CONSUMO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se indican los datos de consumo de la instalación. Se ha utilizado el fichero de datos de los consumos del edificio por horas durante un año obtenido de la distribuidora. Gracias a este fichero, PVsyst puede hacer una simulación mucho más precisa que si solo se tuviesen los datos de la potencia consumida mensualmente, es por ello que se puede afirmar que esta simulación va a tener gran correlación con el mundo real.

Los datos de la energía consumida durante cada mes han sido mostrados previamente en la Figura 35. Mensualmente se consumen un valor medio de 3.25 MWh y al año el edificio tiene un consumo de 41.2 MWh.

5.3.8 ALMACENAMIENTO

En este apartado se puede configurar un sistema de almacenamiento con baterías. En la instalación que se está diseñando no se van a utilizar baterías, ya que al estar el sistema conectado a la red eléctrica siempre se va a poder obtener energía de la red cuando no haya sol o sea necesaria más energía de la que están dando los paneles en ese momento. Esto sumado al elevado precio de las baterías hace que se haya optado por no utilizarlas en el diseño de la instalación.

5.3.9 HORIZONTE

En este apartado se calculan las sombras que va a proyectar la orografía de la localización en los paneles, a través de 'PVGIS Horizon' se importa desde internet un estudio del horizonte y de los relieves del terreno en la ubicación del emplazamiento, permitiendo ver las sombras que se van a generar.

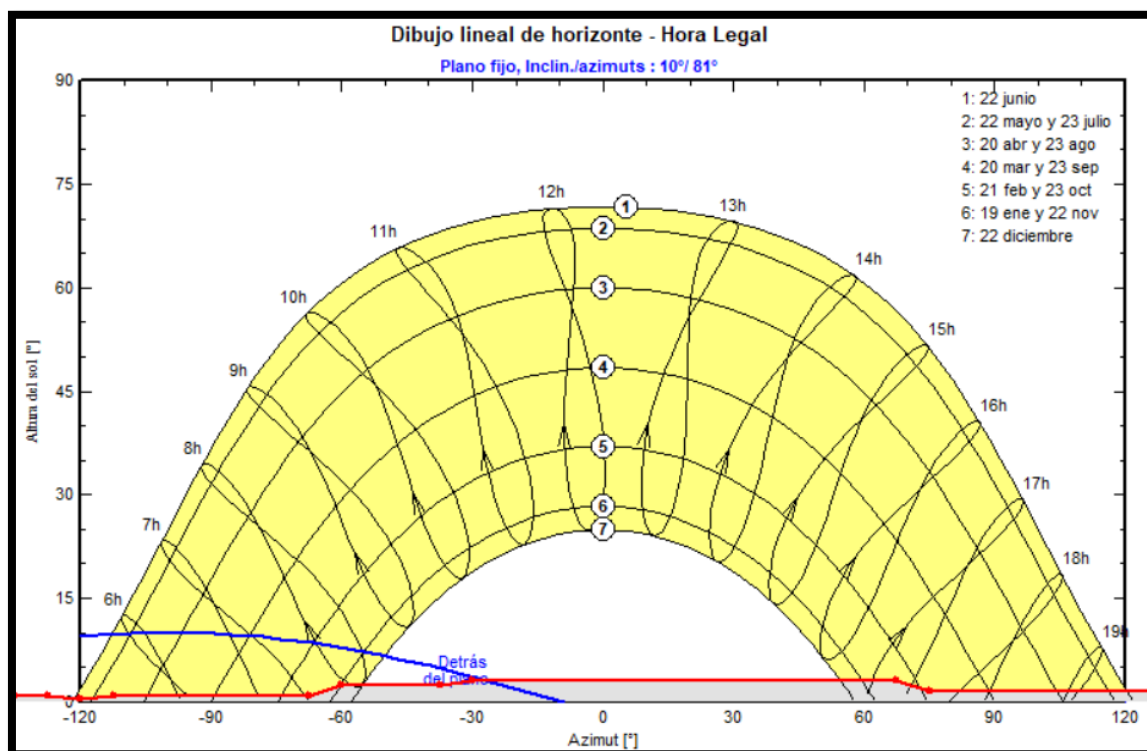


Figura 42. Horizontes del emplazamiento

En la Figura 42 se pueden observar las pérdidas por el horizonte, que son despreciables, ya que están representadas por el área gris debajo de la línea roja, la cual casi no tapa la zona amarilla que representa la trayectoria del sol los diferentes días del año.

5.3.10 SOMBREADOS CERCANOS

En este apartado se realizará un modelo 3D del edificio en el que se van a instalar los paneles solares con el objetivo de poder calcular una tabla de factores de sombreado teniendo en cuenta los perfiles del edificio y todos los elementos externos que puedan proyectar sombras en los paneles. En la Figura 43 se observa el modelo realizado en PVsyst. Los paneles solares se encuentran sobre la cubierta oeste del edificio y tienen un azimut de 81° y una inclinación de 10° .

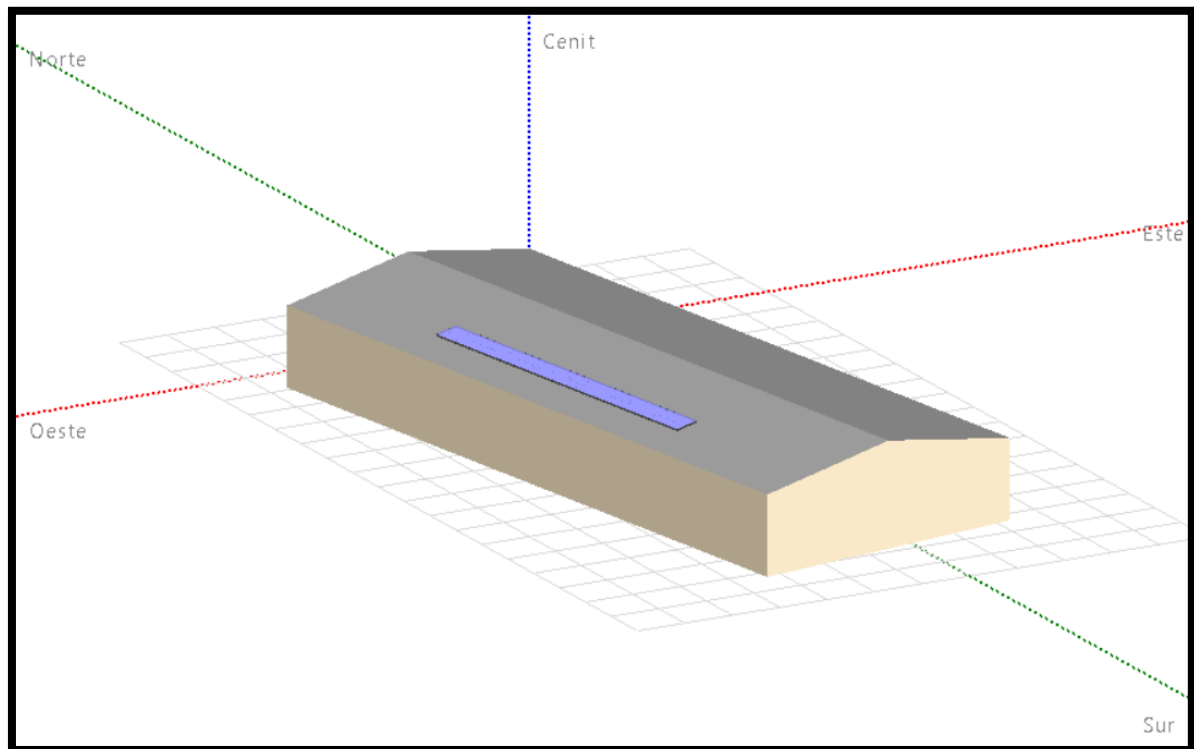


Figura 43. Modelo 3D de la planta

El edificio no cuenta con ningún árbol cercano que pueda proyectar sombras, por lo que en el dibujo no se ha incluido nada más que el edificio de la instalación.

Con este modelo PVsyst puede calcular una tabla de sombreados, en la Tabla 7 se aprecia que todos los factores de sombreado calculados por PVsyst son 0, lo que indica que no se van a proyectar sombras causadas por elementos externos en los paneles.

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 7. Factores de sombreado

5.3.11 CABLEADO, CONTADOR Y PROTECCIONES

Se elegirán los demás elementos para la instalación, comenzando por los cables, los cuales serán de aluminio. Para el caso de mínimos excedentes se usarán dos cables que tendrán un diámetro de 16mm² y una longitud de 8m, mientras que para el caso del 20% de excedentes se utilizarán tres cables que tendrán un diámetro de 16mm² y una longitud de 7m. Estos datos han sido obtenidos a través del informe generado por PVsyst para cada caso.

El contador utilizado en ambos casos será el SDM630 Modbus de 80A por fase, el cual mide potencia trifásica y monofásica.

En cuanto a las protecciones hay que calcular las corrientes máximas para elegir bien los fusibles. Según la norma a IEC 62548 se ha de aplicar un coeficiente de seguridad a la intensidad de corriente continua de 1.4 a 1.56.

Para el caso de mínimos excedentes la intensidad de cortocircuito de los paneles es de 13.8A, por lo que la intensidad de los fusibles será de $13.8 \times 1.4 = 19.32$ A. Se va a utilizar un kit de conexión y protección de autoconsumo para instalaciones de 15kW, el cual contiene:

- Fusibles de 20Ax1000VDC 10x38.
- Portafusibles 20Ax1000VDC 10x38.
- Un interruptor magnetotérmico de 230/400 VCA 40A 2p.

- Un interruptor diferencial de 230/400VCA 20A 2p.
- Cables de 16 mm² de aluminio.
- Cable trenzado UTP categoría 6
- Caja de protecciones ICP, para instalar dentro todos los elementos de protección.

Para el caso del 20% de excedentes la intensidad de cortocircuito es la misma que en el anterior caso por lo que la intensidad de los fusibles será la misma, 19.32 A. Se va a utilizar un kit de conexión y protección de autoconsumo para instalaciones de 15kW, el cual contiene:

- Un interruptor magnetotérmico de 400VCA 20A 3p.
- Un interruptor diferencial de 400VCA 20A 3p.
- Fusibles de 20Ax1000VDC 10x38.
- Portafusibles 20Ax1000VDC 10x38.
- Descargador de sobretensión 1000VDC
- Cables de 16 mm² de aluminio.
- Cable trenzado UTP categoría 6
- Caja de protecciones 12 elementos, para instalar dentro todos los elementos de protección.

5.3.12 SIMULACIÓN

Tras realizar todas las configuraciones necesarias para dimensionar la planta y haber ajustado todos los parámetros que intervienen en el diseño se han de simular los distintos casos para ver los resultados de consumo que calcula PVsyst.

Tras esto se podrán comparar ambos casos estudiados a través de un análisis económico para así poder elegir la opción más rentable.

5.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de ambos casos, comenzando por los balances de los consumos mensuales mostrados en la Tabla 8 para el caso de mínimos excedentes y en la Tabla 9 para el caso del 20% de excedentes.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	50.3	29.59	5.64	52.0	48.1	415	3522	337	0.1	3184
February	71.9	32.86	4.53	74.3	69.8	597	3928	571	1.9	3357
March	146.7	44.96	7.43	149.2	142.4	1163	3968	1093	28.1	2876
April	176.0	61.40	12.68	177.0	169.6	1351	2934	1137	164.3	1798
May	182.0	80.75	9.48	182.1	174.8	1419	3782	1316	49.6	2466
June	216.6	65.92	15.32	218.0	210.0	1627	3607	1480	84.7	2127
July	242.5	61.30	20.79	241.9	233.2	1767	3200	1514	187.1	1686
August	201.0	61.70	21.98	199.3	191.6	1461	2564	1129	276.7	1435
September	157.9	49.39	17.72	159.1	152.1	1195	3098	982	63.7	2117
October	116.4	38.04	15.12	119.5	113.1	914	3086	848	31.7	2238
November	81.4	25.15	5.63	85.1	78.2	664	3795	638	1.6	3157
December	51.0	25.85	3.59	53.3	48.5	422	3713	404	0.0	3309
Year	1693.7	576.92	11.71	1710.7	1631.4	12995	41198	11448	889.4	29750

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Tabla 8. Balance energético del año 1 del caso de mínimos excedentes

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	50.3	29.59	5.64	52.0	47.5	577	3522	510	3.8	3012
February	71.9	32.86	4.53	74.3	69.1	833	3928	778	22.2	3150
March	146.7	44.96	7.43	149.2	141.6	1631	3968	1369	204.1	2599
April	176.0	61.40	12.68	177.0	168.9	1897	2934	1292	538.3	1642
May	182.0	80.75	9.48	182.1	174.1	1993	3782	1607	315.5	2176
June	216.6	65.92	15.32	218.0	209.4	2286	3607	1732	473.0	1875
July	242.5	61.30	20.79	241.9	232.5	2484	3200	1703	693.2	1497
August	201.0	61.70	21.98	199.3	191.0	2053	2564	1235	743.9	1329
September	157.9	49.39	17.72	159.1	151.4	1677	3098	1149	319.3	1949
October	116.4	38.04	15.12	119.5	112.2	1279	3086	1040	190.7	2047
November	81.4	25.15	5.63	85.1	77.0	922	3795	854	32.2	2940
December	51.0	25.85	3.59	53.3	47.6	584	3713	554	2.5	3159
Year	1693.7	576.92	11.71	1710.7	1622.2	18216	41198	13823	3538.7	27375

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Tabla 9. Balance energético del año 1 del caso del 20% de excedentes

Los principales resultados del caso de mínimos excedentes, que obtenemos de la Tabla 8, son la energía que se autoconsume, la cual es 11448 kW, la energía inyectada a la red, que es 889.4 kW y la energía obtenida de la red, la cual es 29750 kW. Como se puede apreciar la energía inyectada a la red es relativamente pequeña, siendo el 7.2% de la energía producida, por lo que se autoconsume la mayor parte de la energía, un 92.8%.

Por el otro lado los resultados del caso del 20% de excedentes, sacados de la Tabla 9, muestran que la energía que se autoconsume es 13823 kW, que la energía inyectada a la red es de 3538.7 kW y la energía obtenida de la red es de 27375 kW. En este caso, la energía que se inyecta a la red es el 20.4% de la generada.

A continuación, se muestra en la Figura 44 y en la Figura 45 el diagrama de Sankey de ambos casos, en donde se pueden ver las pérdidas del sistema, explicadas previamente.

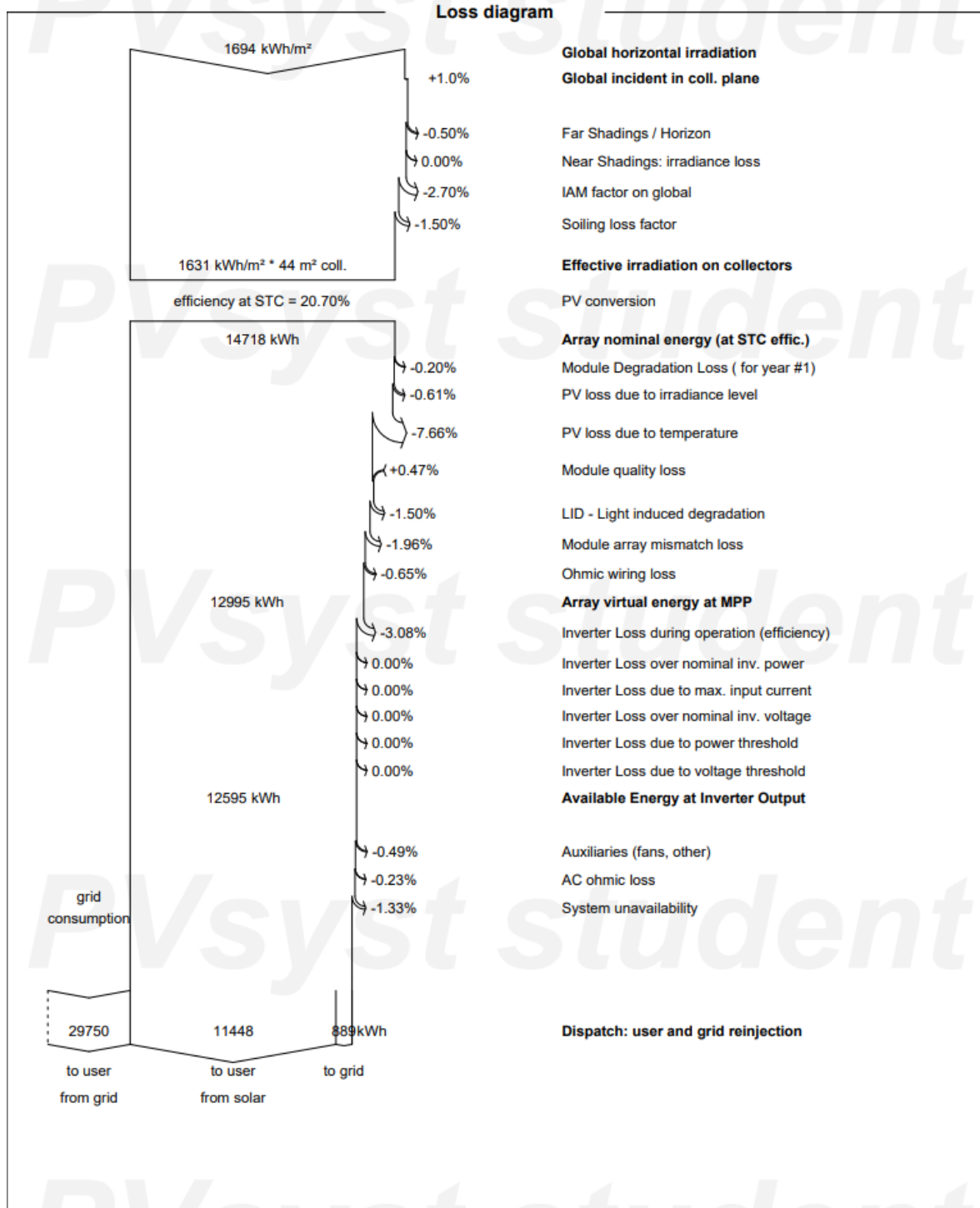


Figura 44. Diagrama de Sankey, caso de minimos excedentes

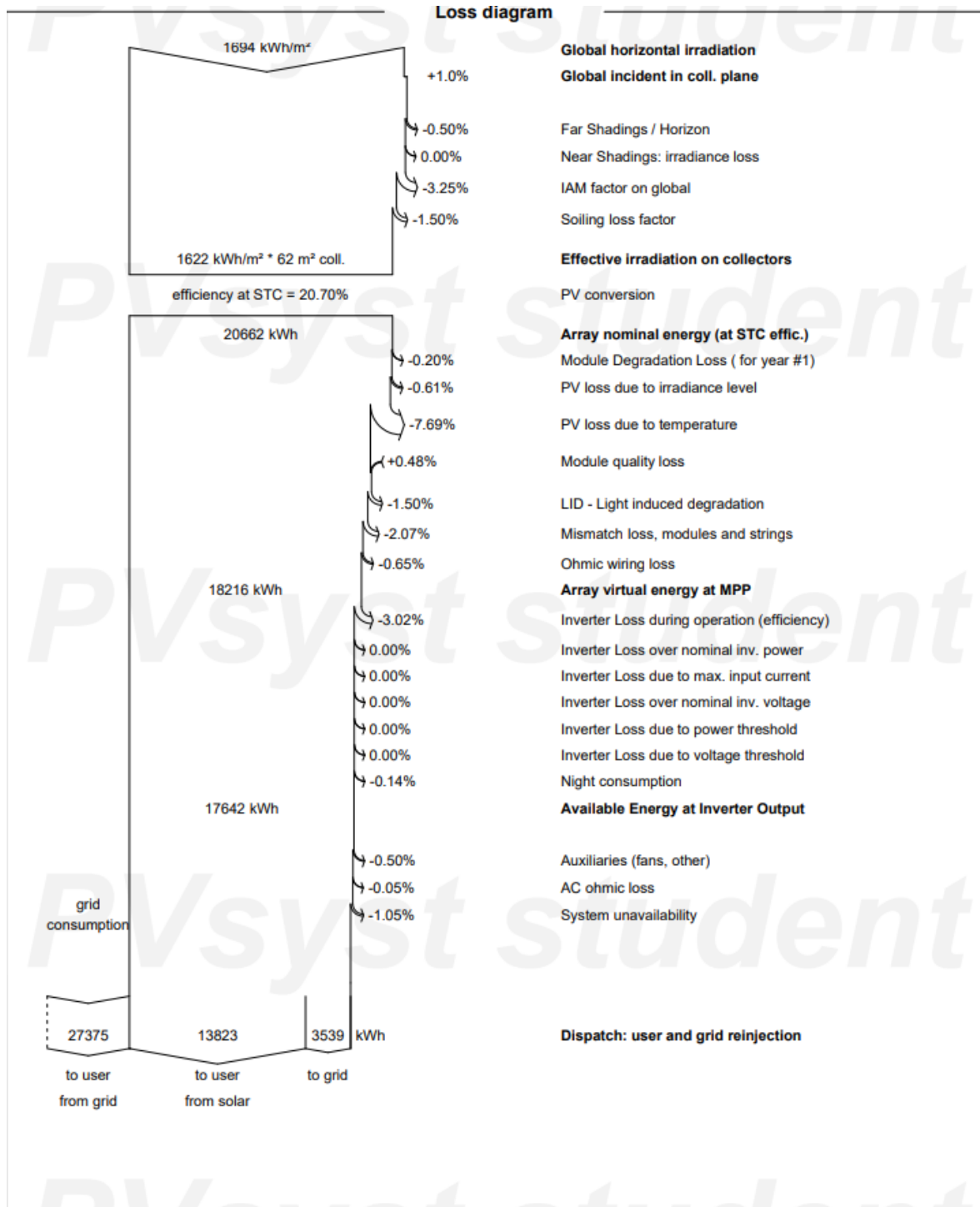


Figura 45. Diagrama de Sankey, caso del 20% de excedentes

A continuación, la Tabla 10 muestra la energía anual producida por la instalación durante su vida útil para ambos escenarios. Estos datos han sido calculados a través de un modelo de regresión lineal. Se han obtenido los datos de la producción para el año 1, 5, 10, 15, y 25 y se ha obtenido la recta de regresión lineal con la que se han obtenido los valores de producción de los 25 años.

	Energía producida caso mínimos excedentes (kWh)	Energía producida caso 20% de excedentes (kWh)
Año 1	12356,915	17402,260
Año 2	12286,830	17296,520
Año 3	12216,745	17190,780
Año 4	12146,660	17085,040
Año 5	12076,575	16979,300
Año 6	12006,490	16873,560
Año 7	11936,405	16767,820
Año 8	11866,320	16662,080
Año 9	11796,235	16556,340
Año 10	11726,150	16450,600
Año 11	11656,065	16344,860
Año 12	11585,980	16239,120
Año 13	11515,895	16133,380
Año 14	11445,810	16027,640
Año 15	11375,725	15921,900
Año 16	11305,640	15816,160
Año 17	11235,555	15710,420
Año 18	11165,470	15604,680
Año 19	11095,385	15498,940
Año 20	11025,300	15393,200
Año 21	10955,215	15287,460
Año 22	10885,130	15181,720
Año 23	10815,045	15075,980
Año 24	10744,960	14970,240
Año 25	10674,875	14864,500

Tabla 10. Producción de energía de la instalación durante su vida útil

Con la potencia anual se pueden calcular las horas equivalentes de la instalación para ambos casos. Las horas equivalentes anuales equivalen a la cantidad de horas en las que la radiación solar es de 1 kW/m². Las horas equivalentes se pueden calcular dividiendo la energía generada por la instalación entre la potencia pico de esta.

- Horas equivalentes caso de mínimos excedentes:

$$12.356,915 \text{ kWh} / 9 \text{ kWp} = 1.373 \text{ h}$$

Para este primer escenario las horas equivalentes serán 1.373 h.

- Horas equivalentes caso del 20% de excedentes:

$$17.402,26 \text{ kWh} / 12,7 \text{ kWp} = 1.370,25 \text{ h}$$

Para el segundo escenario las horas equivalentes serán 1.370,25 h

Como se puede observar las horas equivalentes de ambos escenarios son prácticamente iguales, pues la ubicación es la misma en ambos casos.

PVsyst permite realizar un enfoque probabilístico para la interpretación de los resultados, el cual es el P50-P90, en el que se asume que los valores de la producción de energía tienen una distribución normal, siendo el punto P50 el percentil 50 que indica que el 50% de las veces la producción será mayor que la estimada y viceversa. Por otro lado, el punto P90 se encuentra en el percentil 10, indicando que el 90% de las veces la producción será mayor que ese valor. Es por ello que si obtenemos los valores P90 de todos los resultados obtenidos tendremos unos valores de producción más conservadores y que tendrán en cuenta los casos desfavorables de producción. Es por ello que se usarán esos datos para el estudio económico.

La Figura 46 muestra los valores de producción del sistema del caso de mínimos excedentes. Se puede observar que el punto P50 indica una producción de 12338 kWh mientras que el P90 indica una producción de 11845 kWh, siendo un valor más conservador, que será mayor en el 90% de las veces.

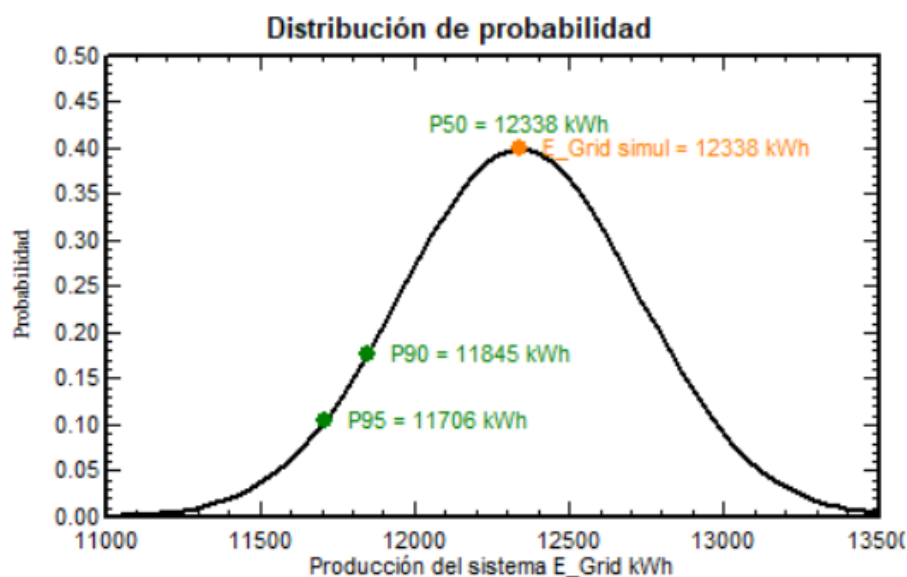


Figura 46. Distribución de probabilidad P50-P90, caso de mínimos excedentes

La Figura 47 muestra los valores de producción del sistema del caso del 20% de excedentes. El punto P50 indica una producción de 17362 kWh mientras que el P90 indica una producción de 16668 kWh

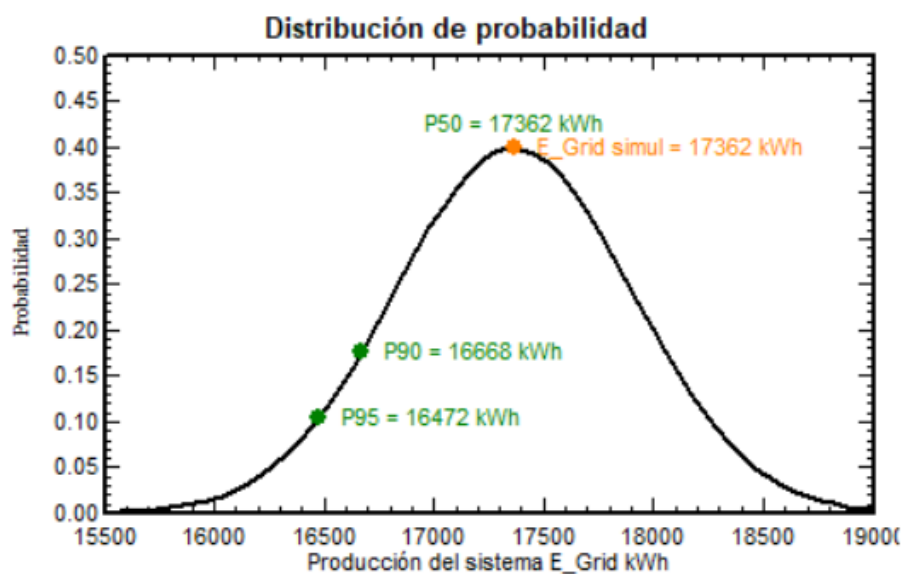


Figura 47. Distribución de probabilidad P50-P90, caso del 20% de excedentes

5.4.1 AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

Durante los 25 años de vida de la planta se va a evitar la emisión de CO₂ el cual si hubiera sido generado en caso de únicamente obtener energía de la red. El programa PVsyst permite calcular el CO₂ que no ha sido emitido con la instalación realizada. El programa utiliza la energía generada anualmente, la vida útil de la planta, la degradación de la planta, las emisiones provocadas por la construcción y la operación de la instalación y el ratio de emisión de CO₂ por kWh de la red eléctrica española, el cual es 273 gCO₂/kWh según la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y Competencia) para mayo de 2023.

En el caso de mínimos excedentes se evita emitir 62.715 toneladas de CO₂ a la atmósfera mientras que en el caso del 20 % de excedentes se evita emitir 89.846 toneladas de CO₂.

Capítulo 6. PERMISOS NECESARIOS PARA LA LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para poder realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo de forma legal se necesitan una serie de permisos antes y después de la instalación. Los tramites están repartidos en las diferentes administraciones. Los permisos requeridos para la instalación se pueden obtener siguiendo la Guía de Tramitación de Autoconsumo del IDAE para la Comunidad Autónoma de Castilla y León, actualizada en 2023. Se explicarán los permisos necesarios para una instalación de autoconsumo con excedentes conectada a red con un punto de acceso de baja tensión:

1. **Diseño de la instalación.** Dependiendo de la potencia de la instalación se deberá realizar una memoria técnica si la potencia es menor que 10 kW o un proyecto técnico si la potencia es mayor que 10 kW.
2. **Permiso de acceso y conexión.** Según el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, una instalación que no esté ubicada en suelo urbanizado que cuente con dotaciones y servicios está obligada a solicitar permiso de acceso y conexión a la red a la empresa distribuidora, a su vez, el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, establece que las instalaciones de baja tensión y con una potencia menor de 100 kW están exentas de presentar un aval o garantía económica.
3. **Autorización administrativa previa y de construcción.** Según la Ley de Sector Eléctrico, las instalaciones de autoconsumo de una potencia menor de 100 kW están exentas de este permiso.
4. **Licencia de obras.** Al estar la instalación en una instalación que no es patrimonio histórico se somete al régimen de declaración responsable. Esta declaración se acompaña de la memoria técnica y se satisfará el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).
5. **Ejecución de la instalación.** La empresa instaladora electricista habilitada ejecutará materialmente la instalación según las autorizaciones obtenidas.

6. **Inspección inicial e inspecciones periódicas.** Al ser una instalación de baja tensión y potencia menor de 25 kW no se requiere una inspección inicial, pero si una inspección periódica cada 5 años.
7. **Certificado de instalación y/o de fin de obra.** Toda instalación de autoconsumo deberá tramitar el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) ante la Comunidad Autónoma.
8. **Autorización de explotación (AE).** Este trámite se realiza a la vez que el CIE ante el Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía de la provincia correspondiente.
9. **Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.** Las instalaciones de autoconsumo con excedentes se someten al régimen de comunicación ambiental. Este trámite se realizará en el Ayuntamiento en el que se ubique la instalación.
10. **Contrato de acceso.** Suscribir un Contrato Técnico de Acceso (CTA) con el titular de la red (empresa comercializadora o empresa distribuidora) en la que se encuentre el punto de conexión.
11. **Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares.** Si la instalación no cuenta con servicios auxiliares no es necesario realizar el trámite.
12. **Licencia de actividad.** Al ser una instalación de autoconsumo con excedentes acogida a compensación no será necesaria esta licencia.
13. **Inscripción en el Registro autonómico de autoconsumo.** La instalación se deberá inscribir en el Registro autonómico de Castilla y León.
14. **Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.** Este trámite es realizado por la Comunidad Autónoma.
15. **Inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción de energía eléctrica.** Este trámite es realizado por el Ministerio para la Transición y el Reto Demográfico.
16. **Contrato de representación en mercado.** Al ser una instalación de autoconsumo con excedentes acogida a compensación no será necesaria esta licencia.

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

En todo proyecto se ha de realizar un estudio económico, el cual permita ver cuál es la opción más rentable para un conjunto de casos. A continuación, se estudiarán los casos presentados previamente (caso de mínimos excedentes y caso del 20% de excedentes) para así elegir cuál de los dos proyectos se va a realizar.

Se comenzará calculando el coste de la inversión inicial para ambos casos y posteriormente se calculará el ahorro que supone la instalación en relación a la factura de la luz, por último, se realizará el flujo de caja de cada año de la vida de la instalación y se calculará el TIR y el VAN de ambos casos para así obtener el proyecto más rentable. La vida de la instalación será de 25 años.

Estos son los parámetros utilizados para el estudio económico:

Actualmente en España hay programas de ayuda para la implementación de la energía fotovoltaica, aprobados por el Real Decreto 477/2021. Acogiéndose a estos programas la instalación podría obtener una subvención del 25% del coste total de la instalación al ser una mediana empresa con una potencia menor de 100 kWp.

Se realizarán los cálculos con la energía anual producida. El precio de la energía consumida de la red del año 1 considerando el precio de mercado actual y que las horas en las que se va a producir el mayor consumo son las horas de precio medio y de precio alto el valor elegido será de 0.12115 €/kWh, este valor irá aumentando cada año un 2%. El valor de la compensación por vertido de energía a la red será igual a la mitad del precio de la energía consumida de la red, por lo que será de 0.060557 €/kWh e irá aumentando igualmente un 2% cada año.

Los paneles tienen una degradación anual de 0.4 %/año según el fabricante, por lo que la energía producida irá disminuyendo proporcionalmente al envejecimiento de los paneles.

El consumo de energía de la instalación será de 41198 kWh y no variará con los años.

En la Tabla 11 se muestra la inversión inicial del caso de mínimos excedentes, el total de la inversión es de 7977.96€. En la Tabla 12 se observa que la inversión inicial para el caso del 20% de excedentes es de 9721.62€. En ambos casos será necesario sustituir el inversor en el año 13 debido a la vida útil de este.

Caso de mínimos excedentes	Vida útil (años)	Precio unitario (€)	Nº unidades	Precio total (€)
Panel solar	25	253,84	17	4315.28
Inversor	13	1650	1	2087
Kit de protección	25	1000	1	1000
Contador bidireccional	25	235	1	235
Instalación y permisos	-	-	-	3000
Total sin subvención	-	-	-	10637.28
Subvención 25%	-	-	-	-2659.32
Total con subvención	-	-	-	7977.96

Tabla 11. Inversión inicial, caso de mínimos excedentes ($P_{nom}=8.2kW$)

Caso del 20% de excedentes	Vida útil (años)	Precio unitario (€)	Nº unidades	Precio total (€)
Panel solar	25	253,84	24	6092,16
Inversor	13	1953	1	2235
Kit de protección	25	1400	1	1400
Contador bidireccional	25	235	1	235
Instalación y permisos	-	-	-	3000
Total sin subvención	-	-	-	12962,16
Subvención 25%	-	-	-	-3240,54
Total con subvención	-	-	-	9721.62

Tabla 12. Inversión inicial, caso del 20% de excedentes ($P_{nom}=12kW$)

En la Tabla 13 y en la Tabla 14 se muestra como la energía producida por la planta disminuye según van pasando los años debido al envejecimiento del sistema. En ambas tablas la segunda columna muestra la energía anual que se autoconsume y la tercera columna muestra la energía que se vierte a la red.

Caso de mínimos excedentes	Energía anual producida para autoconsumo (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)
Año 1	10990,080	853,824
Año 2	10946,120	850,409
Año 3	10902,335	846,993
Año 4	10858,726	843,592
Año 5	10815,291	840,204
Año 6	10772,030	836,829
Año 7	10728,942	833,469
Año 8	10686,026	830,121
Año 9	10643,282	826,787
Año 10	10600,709	823,467
Año 11	10558,306	820,160
Año 12	10516,073	816,866
Año 13	10474,008	813,585
Año 14	10432,112	810,318
Año 15	10390,384	807,063
Año 16	10348,822	803,822
Año 17	10307,427	800,594
Año 18	10266,197	797,379
Año 19	10225,133	794,176
Año 20	10184,232	790,987
Año 21	10143,495	787,810
Año 22	10102,921	784,646
Año 23	10062,509	781,495
Año 24	10022,259	778,356
Año 25	9982,170	775,230

Tabla 13. Energía anual producida, caso de mínimos excedentes

Caso del 20% de excedentes	Energía anual producida para autoconsumo (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)
Año 1	13270,080	3397,152
Año 2	13217,000	3383,563
Año 3	13164,132	3370,029
Año 4	13111,475	3356,549
Año 5	13059,029	3343,123
Año 6	13006,793	3329,750
Año 7	12954,766	3316,431
Año 8	12902,947	3303,166
Año 9	12851,335	3289,953
Año 10	12799,930	3276,793
Año 11	12748,730	3263,686
Año 12	12697,735	3250,631
Año 13	12646,944	3237,629
Año 14	12596,356	3224,678
Año 15	12545,971	3211,779
Año 16	12495,787	3198,932
Año 17	12445,804	3186,137
Año 18	12396,021	3173,392
Año 19	12346,437	3160,699
Año 20	12297,051	3148,056
Año 21	12247,863	3135,463
Año 22	12198,871	3122,922
Año 23	12150,076	3110,430
Año 24	12101,475	3097,988
Año 25	12053,070	3085,596

Tabla 14. Energía anual producida, caso del 20% de excedentes

Con estos datos de producción de energía se procede a calcular el ahorro anual de la instalación.

Caso de mínimos excedentes	Ahorro por autoconsumo (€)	Beneficios Energía inyectada (€)	Ahorro total (€)
Año 1	1331,45	51,72	1383,17
Año 2	1339,38	52,03	1391,41
Año 3	1347,37	52,34	1399,70
Año 4	1355,40	52,65	1408,05
Año 5	1363,47	52,96	1416,44
Año 6	1371,60	53,28	1424,88
Año 7	1379,78	53,59	1433,37
Año 8	1388,00	53,91	1441,91
Año 9	1396,27	54,23	1450,50
Año 10	1404,59	54,55	1459,15
Año 11	1412,96	54,88	1467,84
Año 12	1421,39	55,21	1476,59
Año 13	1429,86	55,53	1485,39
Año 14	1438,38	55,86	1494,24
Año 15	1446,95	56,20	1503,15
Año 16	1455,58	56,53	1512,11
Año 17	1464,25	56,87	1521,12
Año 18	1472,98	57,20	1530,18
Año 19	1481,76	57,54	1539,30
Año 20	1490,59	57,89	1548,47
Año 21	1499,47	58,23	1557,70
Año 22	1508,41	58,58	1566,98
Año 23	1517,40	58,92	1576,32
Año 24	1526,44	59,27	1585,72
Año 25	1535,54	59,63	1595,17

Tabla 15. Ahorro total, caso de mínimos excedentes

Caso del 20% de excedentes	Ahorro por autoconsumo (€)	Beneficios Energía inyectada (€)	Ahorro total (€)
Año 1	1607,67	205,78	1813,45
Año 2	1617,25	207,01	1824,26
Año 3	1626,89	208,24	1835,13
Año 4	1636,59	209,48	1846,07
Año 5	1646,34	210,73	1857,07
Año 6	1656,15	211,99	1868,14
Año 7	1666,02	213,25	1879,28
Año 8	1675,95	214,52	1890,48
Año 9	1685,94	215,80	1901,74
Año 10	1695,99	217,09	1913,08
Año 11	1706,10	218,38	1924,48
Año 12	1716,27	219,68	1935,95
Año 13	1726,50	220,99	1947,49
Año 14	1736,79	222,31	1959,09
Año 15	1747,14	223,63	1970,77
Año 16	1757,55	224,97	1982,52
Año 17	1768,02	226,31	1994,33
Año 18	1778,56	227,66	2006,22
Año 19	1789,16	229,01	2018,18
Año 20	1799,83	230,38	2030,20
Año 21	1810,55	231,75	2042,30
Año 22	1821,34	233,13	2054,48
Año 23	1832,20	234,52	2066,72
Año 24	1843,12	235,92	2079,04
Año 25	1854,10	237,33	2091,43

Tabla 16. Ahorro total, caso del 20% de excedentes

En la Tabla 15 y en la Tabla 16 se muestra el ahorro que se consigue con cada instalación por cada año de vida útil. El ahorro por autoconsumo es debido a que no se consume energía de la red, sino que se autoconsume la generada por la planta. Los beneficios de energía inyectada son debido a los excedentes que no se pueden consumir, según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, el valor económico de los excedentes que

se inyectan a la red ha de ser menor que el valor de la energía que se consume de la red. Los dos casos cumplen este requisito porque el precio de la mínima energía que se consume de la red es de $0.12115 \text{ €/kWh} \times 27375 \text{ kWh} = 3316.5 \text{ €}$, valor que no es superado en ningún caso.

A continuación, se calculará el VAN, el TIR y el Pay-Back, tres indicadores de la rentabilidad del proyecto.

El VAN es el Valor Actual Neto y representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja durante un proyecto en el tiempo, considerando una tasa de descuento adecuada. El VAN se calcula de la siguiente manera.

$$\text{VAN} = \sum_{t=0}^n \frac{V_t}{(1+k)^t}$$

Siendo:

V_t , el flujo de caja del año t

K , la tasa de descuento (Se elegirá una tasa del 2%)

n , el número de años de vida de la instalación (25 en el caso de estudio)

Para que un proyecto sea rentable el VAN ha de ser mayor que cero.

La TIR (Tasa Interna de Retorno) representa la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Un proyecto es rentable siempre que el TIR sea mayor que la tasa de descuento.

El TIR se calcula a través de la fórmula: $\sum_{t=0}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} = 0$

El Pay-Back muestra cuantos años tardará en recuperarse la inversión inicial, se cumplirá cuando la suma de flujos de caja sea mayor que cero.

Todos los años hay un gasto de 200 euros que representa el mantenimiento de los paneles.

Caso de mínimos excedentes	Inversión (€)	Ahorro (€)	Cash flow (€)	Acumulado (€)	VAN (€)	Pay-Back (€)
Año 0	-7978		-7978,00	-7978,00	-7978,00	-7978,00
Año 1	-200	1383,17	1183,17	-6794,83	1159,97	-6818,03
Año 2	-200	1398,30	1198,30	-5596,53	1151,77	-5666,26
Año 3	-200	1413,60	1213,60	-4382,93	1143,60	-4522,66
Año 4	-200	1429,06	1229,06	-3153,87	1135,46	-3387,20
Año 5	-200	1444,69	1244,69	-1909,18	1127,36	-2259,84
Año 6	-200	1460,50	1260,50	-648,68	1119,29	-1140,56
Año 7	-200	1476,47	1276,47	627,79	1111,25	-29,31
Año 8	-200	1492,63	1292,63	1920,42	1103,24	1073,94
Año 9	-200	1508,96	1308,96	3229,38	1095,28	2169,21
Año 10	-200	1525,46	1325,46	4554,84	1087,34	3256,55
Año 11	-200	1542,15	1342,15	5896,99	1079,44	4335,99
Año 12	-200	1559,02	1359,02	7256,01	1071,58	5407,57
Año 13	-2287	1576,07	-710,93	6545,08	-549,57	4858,00
Año 14	-200	1593,32	1393,32	7938,40	1055,96	5913,96
Año 15	-200	1610,75	1410,75	9349,14	1048,20	6962,17
Año 16	-200	1628,37	1428,37	10777,51	1040,49	8002,66
Año 17	-200	1646,18	1446,18	12223,69	1032,81	9035,46
Año 18	-200	1664,19	1464,19	13687,88	1025,16	10060,63
Año 19	-200	1682,39	1482,39	15170,27	1017,56	11078,19
Año 20	-200	1700,80	1500,80	16671,07	1009,99	12088,18
Año 21	-200	1719,40	1519,40	18190,47	1002,47	13090,65
Año 22	-200	1738,21	1538,21	19728,68	994,98	14085,62
Año 23	-200	1757,23	1557,23	21285,91	987,52	15073,15
Año 24	-200	1776,45	1576,45	22862,36	980,11	16053,26
Año 25	-200	1795,88	1595,88	24458,25	972,74	17026,00
				VAN	17026,00	
				TIR	15%	

Tabla 17. Estudio del VAN, la TIR y el Pay-Back para el caso de mínimos excedentes

Caso del 20% de excedentes	Inversión (€)	Ahorro (€)	Cash flow (€)	Acumulado (€)	VAN (€)	Pay-Back (€)
Año 0	-9721,62		-9721,62	-9721,62	-9721,62	-9721,62
Año 1	-200,00	1813,45	1613,45	-8108,17	1581,82	-8075,90
Año 2	-200,00	1833,29	1633,29	-6474,88	1569,87	-6376,62
Año 3	-200,00	1853,35	1653,35	-4821,53	1557,99	-4622,08
Año 4	-200,00	1873,62	1673,62	-3147,90	1546,17	-2810,49
Año 5	-200,00	1894,12	1694,12	-1453,78	1534,42	-940,04
Año 6	-200,00	1914,84	1714,84	261,06	1522,73	991,15
Año 7	-200,00	1935,79	1735,79	1996,85	1511,11	2985,03
Año 8	-200,00	1956,97	1756,97	3753,82	1499,56	5043,59
Año 9	-200,00	1978,38	1778,38	5532,20	1488,07	7168,92
Año 10	-200,00	2000,02	1800,02	7332,22	1476,64	9363,14
Año 11	-200,00	2021,90	1821,90	9154,12	1465,29	11628,44
Año 12	-200,00	2044,02	1844,02	10998,14	1454,00	13967,11
Año 13	-2435,00	2066,38	-368,62	10629,53	-284,95	13490,26
Año 14	-200,00	2088,99	1888,99	12518,51	1431,62	15982,74
Año 15	-200,00	2111,84	1911,84	14430,36	1420,53	18555,83
Año 16	-200,00	2134,95	1934,95	16365,30	1409,50	21212,10
Año 17	-200,00	2158,30	1958,30	18323,61	1398,55	23954,19
Año 18	-200,00	2181,91	1981,91	20305,52	1387,66	26784,86
Año 19	-200,00	2205,78	2005,78	22311,30	1376,83	29706,91
Año 20	-200,00	2229,92	2029,92	24341,22	1366,08	32723,25
Año 21	-200,00	2254,31	2054,31	26395,53	1355,38	35836,90
Año 22	-200,00	2278,97	2078,97	28474,50	1344,76	39050,95
Año 23	-200,00	2303,91	2103,91	30578,41	1334,20	42368,60
Año 24	-200,00	2329,11	2129,11	32707,52	1323,71	45793,14
Año 25	-200,00	2354,59	2154,59	34862,11	1313,29	49327,97
VAN					24663,19	
TIR					17%	

Tabla 18. Estudio del VAN, la TIR y el Pay-Back para el caso del 20% de excedentes

A continuación se muestra en la Tabla 19 los resultados principales del estudio económico.

	VAN (Tasa de descuento del 2%)	TIR	Payback
Caso de mínimos excedentes	17026 €	15%	año 8
Caso del 20% de excedentes	24663,19 €	17%	año 7

Tabla 19. Resultados del estudio económicos para ambos casos

Tras comparar ambos escenarios se llega a la conclusión de que el caso del 20% de excedentes es el más rentable, ya que el VAN y la TIR son mayores y el payback es menor, por lo que se amortiza antes la inversión. Por lo que la instalación que se llevará a cabo tendrá 12 kW nominales y 12,7 kW pico, estando formada por 24 paneles de 530 Wp.

Capítulo 8. SOLUCIÓN DE AUTOCONSUMO ADOPTADA Y CONCLUSIÓN

En este proyecto se han estudiado dos escenarios de autoconsumo conectado a red para una nave industrial en la localidad de Aranda de Duero. El primer caso, llamado de mínimos excedentes, tiene una potencia nominal de 8.2 kW y una potencia pico de 9 kW, mientras que el segundo caso, llamado de 20% de excedentes, tiene 12 kW nominales y 12,7 kW pico.

Se ha utilizado el programa PVsyst que permite modelar y analizar instalaciones fotovoltaicas de cualquier tipo. Para el modelado se han obtenido los datos climáticos del emplazamiento del proyecto, haciendo una media con los datos de las fuentes Meteonorm y PVGIS TMY. También a través de la distribuidora de energía se ha obtenido un fichero con los consumos horarios de la nave que se quiere abastecer, siendo el consumo anual de 41.198 kWh.

Los principales resultados de PVsyst se muestran la Tabla 20.

Escenarios	Energía producida (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía inyectada a la red (kWh)	Energía obtenida de la red (kWh)
Mínimos excedentes	12337,2	11448	889,2	29750
20% de excedentes	17359,6	13823	3536,6	27395

Tabla 20. Resultados PVsyst de ambos casos para el año 1

Se ha realizado un estudio económico de ambos escenarios, calculando el VAN, el TIR y el payback. Los resultados del estudio se muestran en la Tabla 21.

	VAN (Tasa de descuento del 2%)	TIR	Payback
Caso de mínimos excedentes	17026 €	15%	año 8
Caso del 20% de excedentes	24663,19 €	17%	año 7

Tabla 21. Resultados económicos

Como solución de autoconsumo se elige el caso del 20% de excedentes. Ya que el VAN y el TIR son superiores a los del otro caso y el payback es menor.

La instalación final será una instalación conectada a red con excedentes acogida a compensación. Está diseñada con 12 kW nominales y 12,7 kW pico, con un ratio de 1.06. Está formada por 24 paneles solares de 530 Wp y un inversor de 12 kW nominales y 13 kW pico.

La energía media anual que producirá será de 15.948,37 kWh, de los cuales 12.697,74 kW serán autoconsumidos y 3250.63 kW serán inyectados a la red eléctrica. Los beneficios de la inversión serán de 24.663,19 € y la inversión se amortizará en el año 7. En cuanto a las emisiones de CO₂, con esta instalación se han evitado emitir 89.846 toneladas de CO₂ alineándose este resultado con el objetivo de no solo realizar un proyecto rentable, sino también concienciado con el medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

- 1)- <https://unfccc.int/es/news/las-emisiones-mundiales-de-co2-repuntaron-en-2021-hasta-su-nivel-mas-alto-de-la-historia#:~:text=Las%20emisiones%20mundiales%20de%20di%C3%B3xido,del%20carb%C3%B3n%20para%20impulsar%20ese>
- 2)- <https://wrimexico.org/bloga/cuatro-gr%C3%A1ficos-que-explican-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pa%C3%ADs-y-por>
- 3)- <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>
- 4)- <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>
- 5)- <https://es.wikipedia.org/wiki/Fot%C3%B3n>
- 6)- <http://cearanda.com/>
- 7)- <https://www.appa.es/i-informe-anual-del-autoconsumo-fotovoltaico/>
- 8)- <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- 9)- https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- 10)- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>
- 11)- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2018-13593>
- 12)- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- 13)- <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>
- 14)- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-10824>

- 15)- <https://es.climate-data.org/europe/espana/castilla-y-leon/aranda-de-duero-27482/>
- 16)- <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/estructura-de-un-panel-fotovoltaico>
- 17)- https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica
- 18)- https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- 19)- <https://www.madrid.es/portales/munimadrid/es/Inicio/El-Ayuntamiento/Medio-ambiente/Movilidad-electrica/?vgnnextfmt=default&vgnextoid=11afe5827c160810VgnVCM2000001f4a900aR CRD&vgnnextchannel=4b3a171c30036010VgnVCM100000dc0ca8c0RCRD&idCapitulo=11766656>
- 20)- <https://www.areatecnologia.com/electricidad/baterias-para-paneles-solares.html>
- 21)- https://es.wikipedia.org/wiki/Controlador_de_carga
- 22)- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599#:~:text=En%20ese%20Real%20Decreto%20se,el%C3%A9ctrica%20producida%20en%20esas%20instalaciones.>
- 23)- <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- 24)- [Guía de tramitación administrativa del autoconsumo en Castilla y Leon. Junta de Castilla y Leon Conserjería de economía y hacienda, Guía+de+Tramitación+Administrativa+Autoconsumo+v1.3+EREN](#)
- 25)- [https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_\(electr%C3%B3nica\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_(electr%C3%B3nica))
- 26)- <https://gestion servicios.com/blog/horas-equivalentes-que-son-y-como-influyen-en-una-instalacion-fotovoltaica>

- 27)- <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>

ANEXO I. INFORME DE PVSYST PARA LOS DOS CASOS ESTUDIADOS

Caso de mínimos excedentes:



PVsyst V7.3.4
VC1, Simulation date:
14/07/23 16:36
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Project summary

Geographical Site Aranda de Duero Spain	Situation Latitude 41.67 °N Longitude -3.73 °W Altitude 790 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Aranda de Duero PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1 PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 81 ° System information PV Array Nb. of modules 17 units Pnom total 9.01 kWp	Tables on a building Near Shadings Linear shadings Inverters Nb. of units 1 unit Pnom total 8.20 kWac Pnom ratio 1.099	User's needs Ext. defined as file Curva de carga Alberto csv pvsyst.csv
--	---	--

Results summary

Produced Energy 12337.40 kWh/year Used Energy 41198.10 kWh/year	Specific production 1369 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 80.04 % Solar Fraction SF 27.79 %
--	---------------------------------------	---

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
CO ₂ Emission Balance	13



PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
14/07/23 16:36
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 81 °

Horizon

Average Height 1.7 °

Tables on a building

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported

Circumsolar

separate

User's needs

Ext. defined as file

Curva de carga Alberto.csv pvsyst.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3522	3928	3968	2934	3782	3607	3200	2564	3098	3086	3795	3713	41198	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

CS6W-530MS

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

530 Wp

Number of PV modules

17 units

Nominal (STC)

9.01 kWp

Modules

1 String x 17 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

8.25 kWp

U mpp

626 V

I mpp

13 A

Total PV power

Nominal (STC)

9 kWp

Total

17 modules

Module area

43.6 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

Primo 8.2-1 / 240

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

8.20 kWac

Number of inverters

1 unit

Total power

8.2 kWac

Operating voltage

80-800 V

Phom ratio (DC:AC)

1.10

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power

8.2 kWac

Number of inverters

1 unit

Phom ratio

1.10

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

15.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

522 mΩ

Loss Fraction

1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Module average degradation

Year no

1

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
2 periods

Auxiliaries loss

Proportional to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 240 Vac mono
Loss Fraction 0.46 % at STC

Inverter: Primo 8.2-1 / 240

Wire section (1 Inv.) Alu 1 x 2 x 16 mm²
Wires length 8 m

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°39'57", Long=-3°43'35", Alt=790m

Average Height 1.7 °
Diffuse Factor 0.99

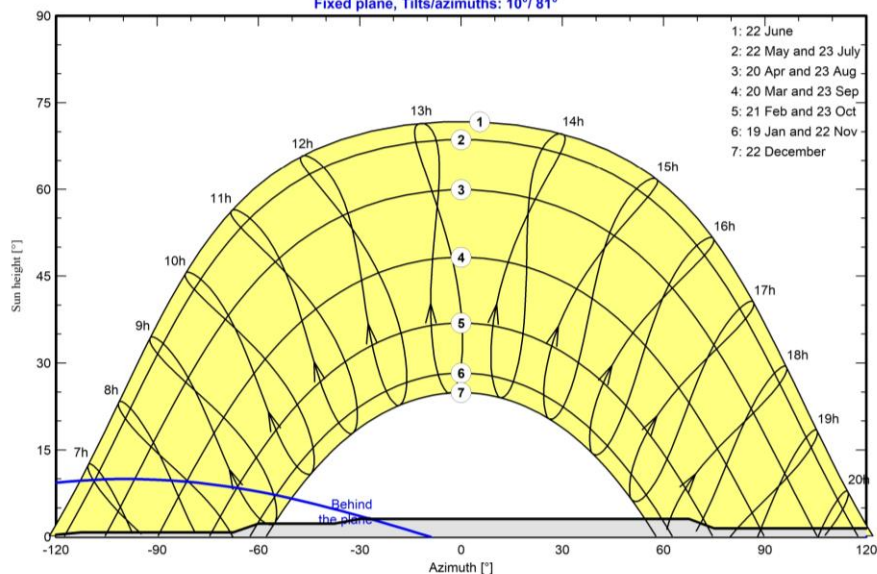
Albedo Factor 0.89
Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-68
Height [°]	0.8	1.1	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4	0.8	0.8
Azimuth [°]	-60	-38	-30	68	75	143	150	158	165	180	
Height [°]	2.3	2.3	3.1	3.1	1.5	1.5	0.8	0.4	0.8	0.8	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 81°





PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
14/07/23 16:36
with v7.3.4

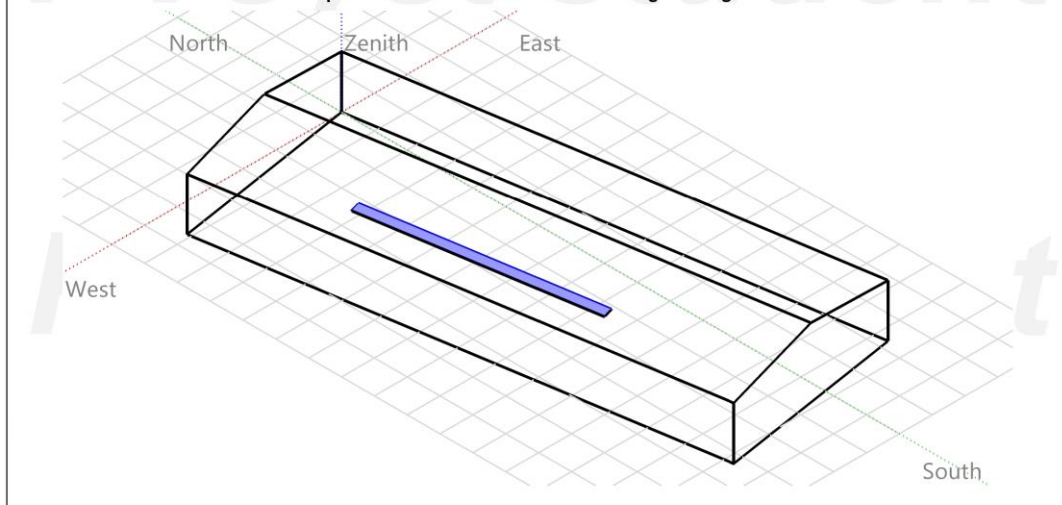
Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Near shadings parameter

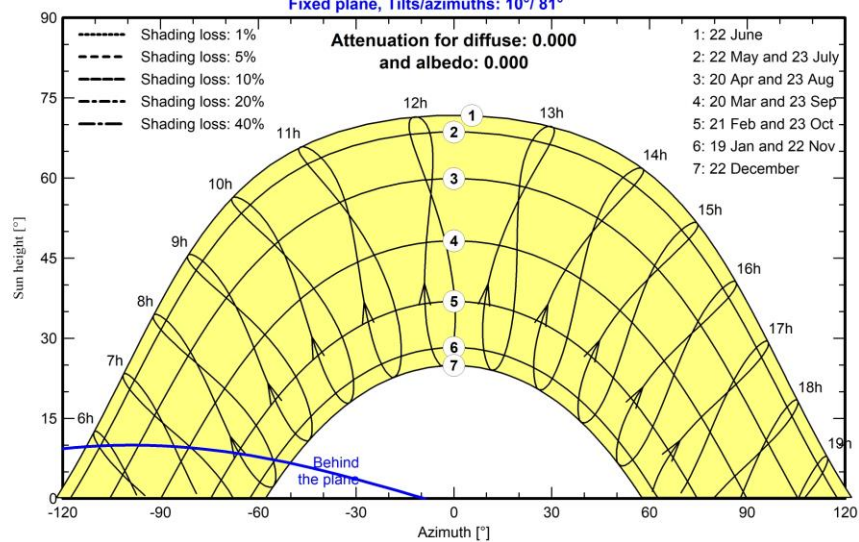
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 81°





PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
14/07/23 16:36
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

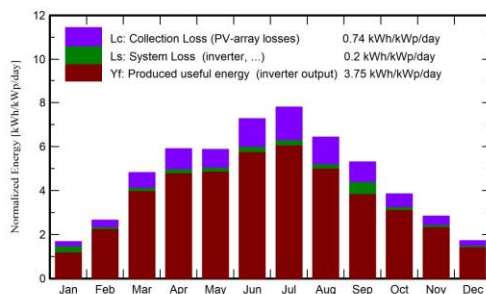
Main results

System Production

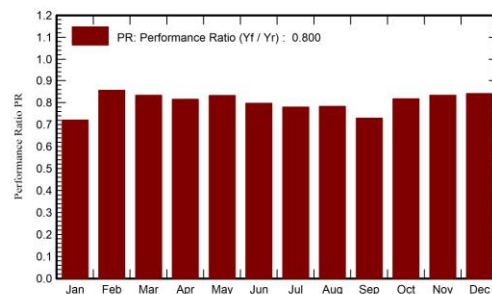
Produced Energy 12337.40 kWh/year
Used Energy 41198.10 kWh/year

Specific production 1369 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 80.04 %
Solar Fraction SF 27.79 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	50.3	29.59	5.64	52.0	48.1	415	3522	337	0.1	3184
February	71.9	32.86	4.53	74.3	69.8	597	3928	571	1.9	3357
March	146.7	44.96	7.43	149.2	142.4	1163	3968	1093	28.1	2876
April	176.0	61.40	12.68	177.0	169.6	1351	2934	1137	164.3	1798
May	182.0	80.75	9.48	182.1	174.8	1419	3782	1316	49.6	2466
June	216.6	65.92	15.32	218.0	210.0	1627	3607	1480	84.7	2127
July	242.5	61.30	20.79	241.9	233.2	1767	3200	1514	187.0	1687
August	201.0	61.70	21.98	199.3	191.6	1461	2564	1129	276.7	1435
September	157.9	49.39	17.72	159.1	152.1	1195	3098	982	63.7	2117
October	116.4	38.04	15.12	119.5	113.1	914	3086	848	31.7	2238
November	81.4	25.15	5.63	85.1	78.2	664	3795	638	1.6	3157
December	51.0	25.85	3.59	53.3	48.5	422	3713	404	0.0	3309
Year	1693.7	576.92	11.71	1710.7	1631.4	12995	41198	11448	889.2	29750

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

ANEXO I. INFORME DE PVSYST PARA LOS DOS CASOS ESTUDIADOS

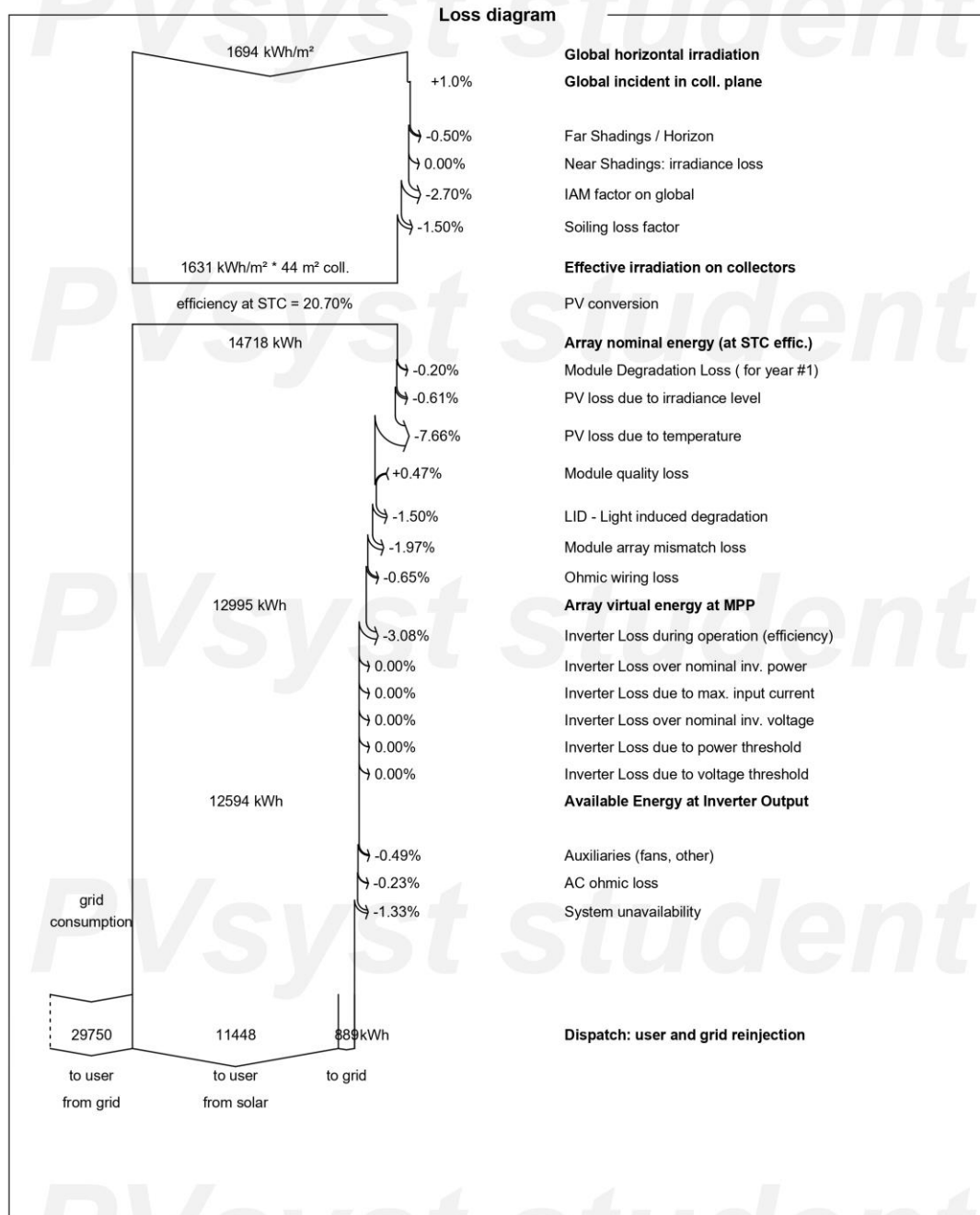


PVsyst V7.3.4
 VC1, Simulation date:
 14/07/23 16:36
 with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)





PVsyst V7.3.4

VC1, Simulation date:
14/07/23 16:36
with v7.3.4

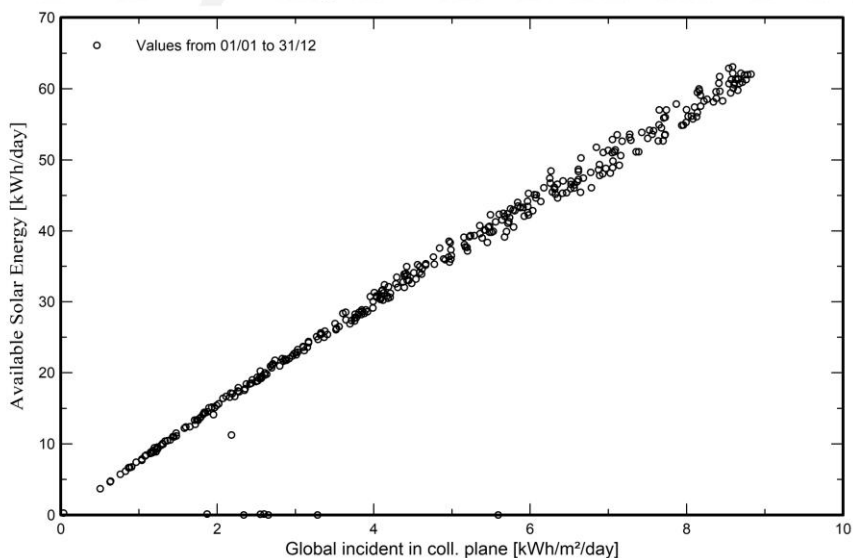
Project: TFG_Alberto

Variant: Caso de mínimos excedentes

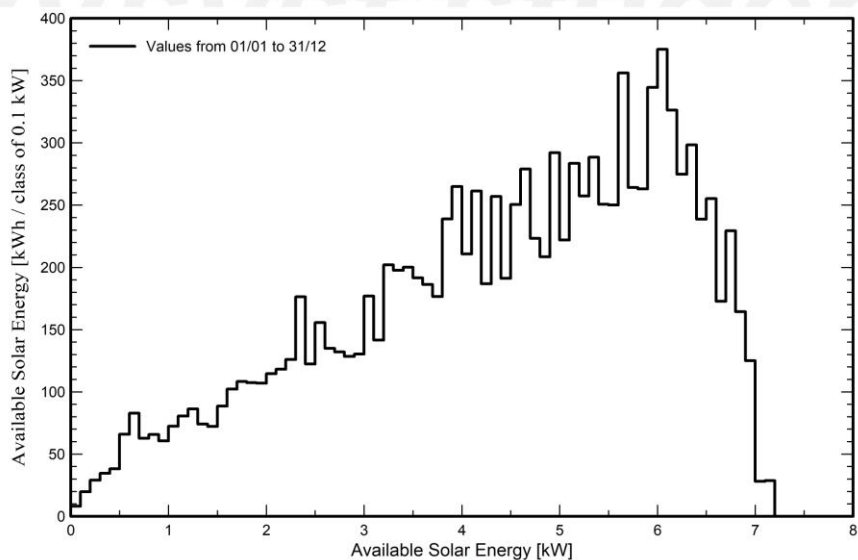
Alberto Santiago Salazar (spain)

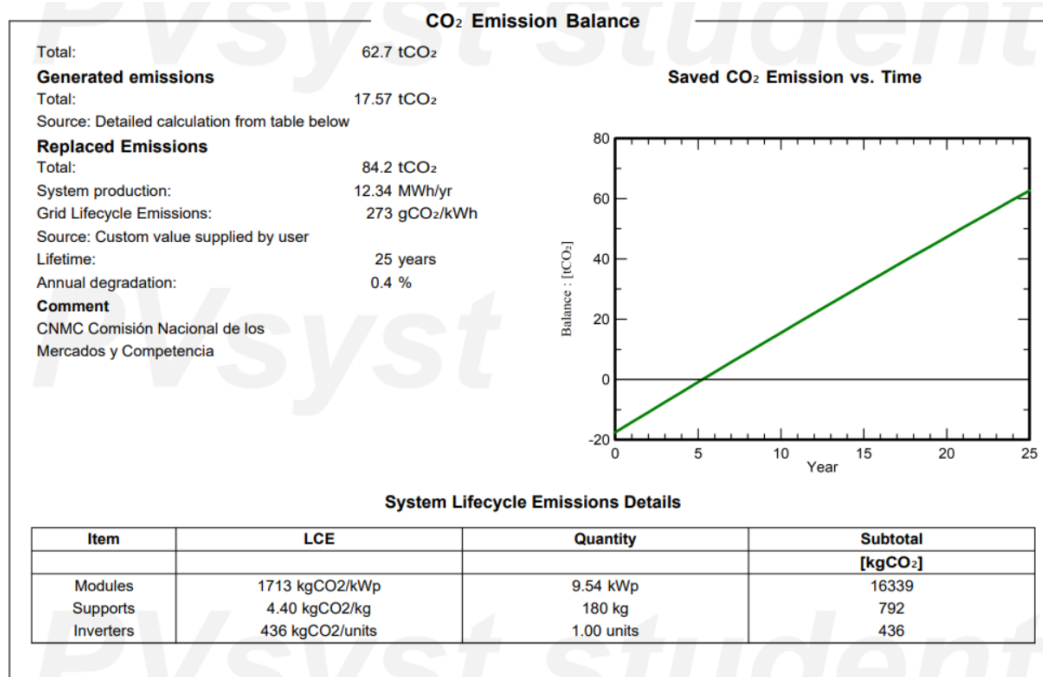
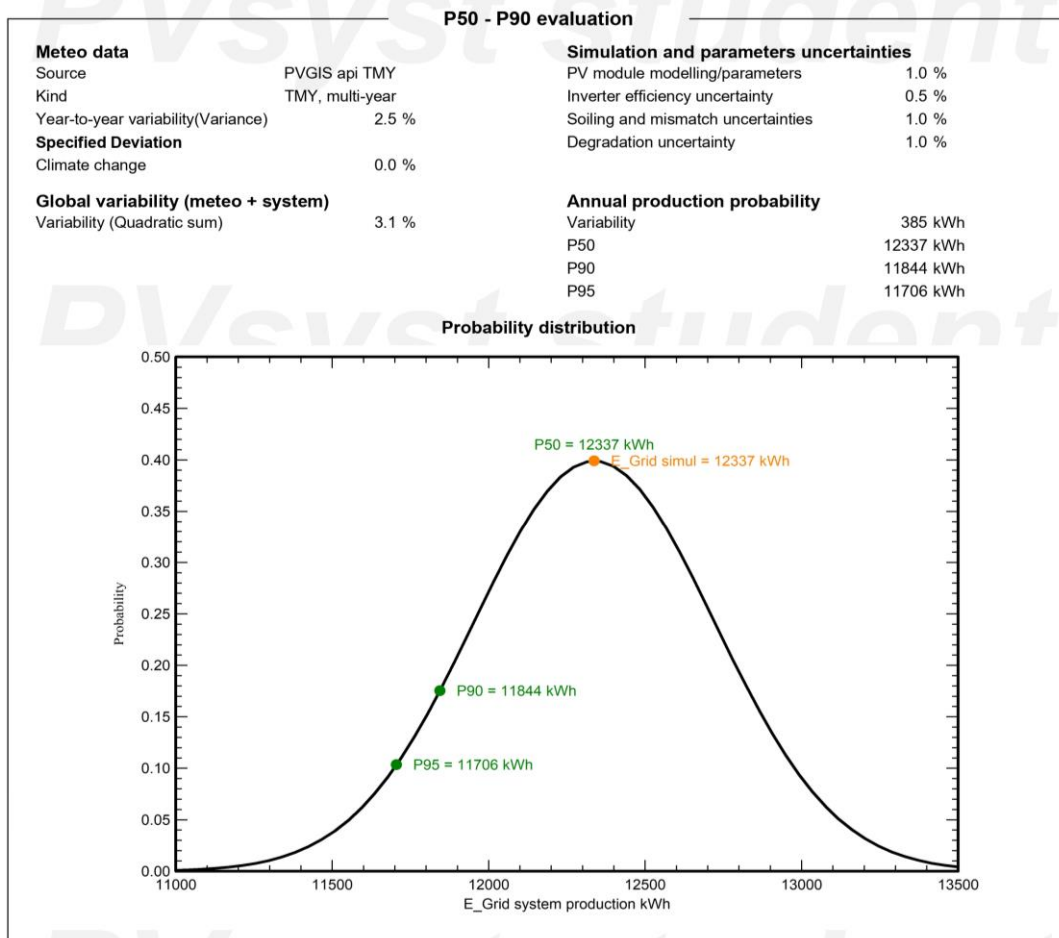
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Caso del 20% de excedentes:



PVsyst V7.3.4

VC2. Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Project summary

Geographical Site Aranda de Duero Spain	Situation Latitude 41.67 °N Longitude -3.73 °W Altitude 790 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Aranda de Duero PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1 PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 81 ° System information PV Array Nb. of modules 24 units Pnom total 12.72 kWp	Tables on a building Near Shadings Linear shadings Inverters Nb. of units 1 unit Pnom total 12.00 kWac Pnom ratio 1.060	User's needs Ext. defined as file Curva de carga Alberto csv pvsyst.csv
---	--	--

Results summary

Produced Energy 17359.55 kWh/year Used Energy 41198.10 kWh/year	Specific production 1365 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 79.78 % Solar Fraction SF 33.55 %
--	---------------------------------------	---

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11
CO ₂ Emission Balance	12



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Project summary

Geographical Site Aranda de Duero Spain	Situation		Project settings	
	Latitude	41.67 °N	Albedo	0.20
	Longitude	-3.73 °W		
	Altitude	790 m		
	Time zone	UTC+1		
Meteo data Aranda de Duero PVGIS api TMY				

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1		Tables on a building	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 81 °		Near Shadings Linear shadings	
System information PV Array Nb. of modules 24 units Pnom total 12.72 kWp		User's needs Ext. defined as file Curva de carga Alberto csv pvsyst.csv	
		Inverters Nb. of units 1 unit Pnom total 12.00 kWac Pnom ratio 1.060	

Results summary

Produced Energy	17359.55 kWh/year	Specific production	1365 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.78 %
Used Energy	41198.10 kWh/year			Solar Fraction SF	33.55 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11
CO ₂ Emission Balance	12



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 81 °

Horizon

Average Height 1.7 °

Tables on a building

Sheds configuration

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported

Circumsolar

separate

User's needs

Ext. defined as file

Curva de carga Alberto.csv pvsyst.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3522	3928	3968	2934	3782	3607	3200	2564	3098	3086	3795	3713	41198	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

CS6W-530MS

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

530 Wp

Number of PV modules

24 units

Nominal (STC)

12.72 kWp

Modules

2 Strings x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

11.65 kWp

U mpp

442 V

I mpp

26 A

Total PV power

Nominal (STC)

13 kWp

Total

24 modules

Module area

61.5 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-12KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

12.0 kWac

Number of inverters

1 unit

Total power

12.0 kWac

Operating voltage

200-1000 V

Max. power (=>55°C)

13.2 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power

12 kWac

Max. power

13.2 kWac

Number of inverters

1 unit

Pnom ratio

1.06

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

15.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

184 mΩ

Loss Fraction

1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no

1

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year

ANEXO I. INFORME DE PVSYST PARA LOS DOS CASOS ESTUDIADOS



PVsyst V7.3.4

VC2. Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
2 periods

Auxiliaries loss

Proportional to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC

Inverter: SUN2000-12KTL-M5-400V

Wire section (1 Inv.) Alu 1 x 3 x 16 mm²
Wires length 7 m

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°39'57", Long=-3°43'35", Alt=798m

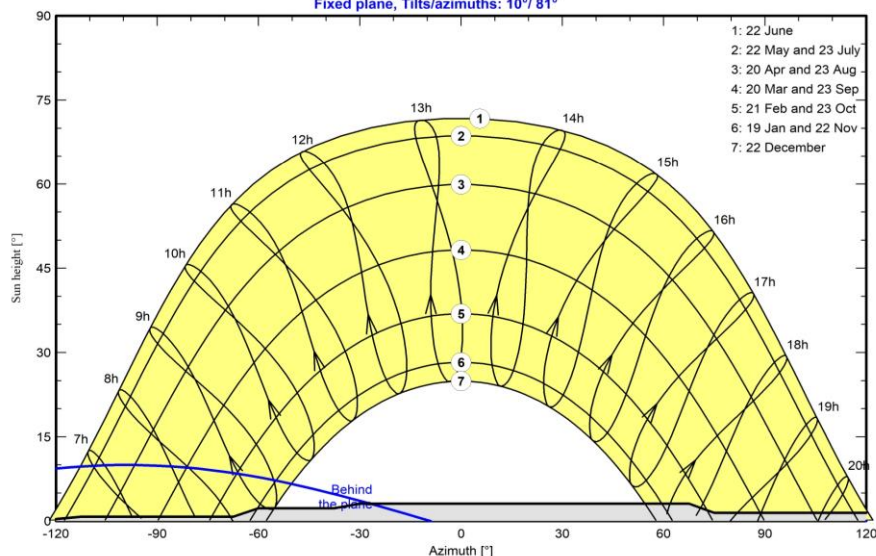
Average Height 1.7 ° Albedo Factor 0.89
Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-68
Height [°]	0.8	1.1	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4	0.8	0.8
Azimuth [°]	-60	-38	-30	68	75	143	150	158	165	180	
Height [°]	2.3	2.3	3.1	3.1	1.5	1.5	0.8	0.4	0.8	0.8	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 81°





PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

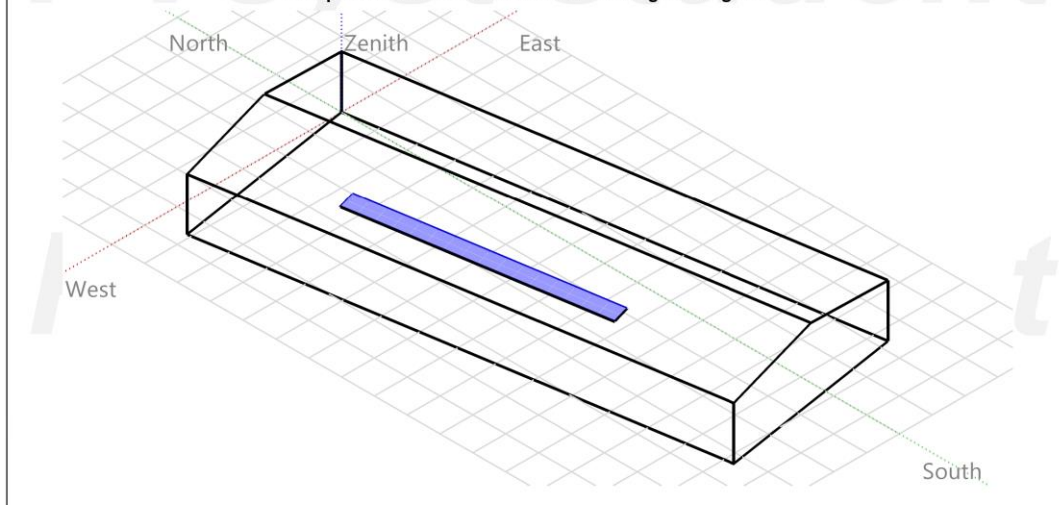
Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

Near shadings parameter

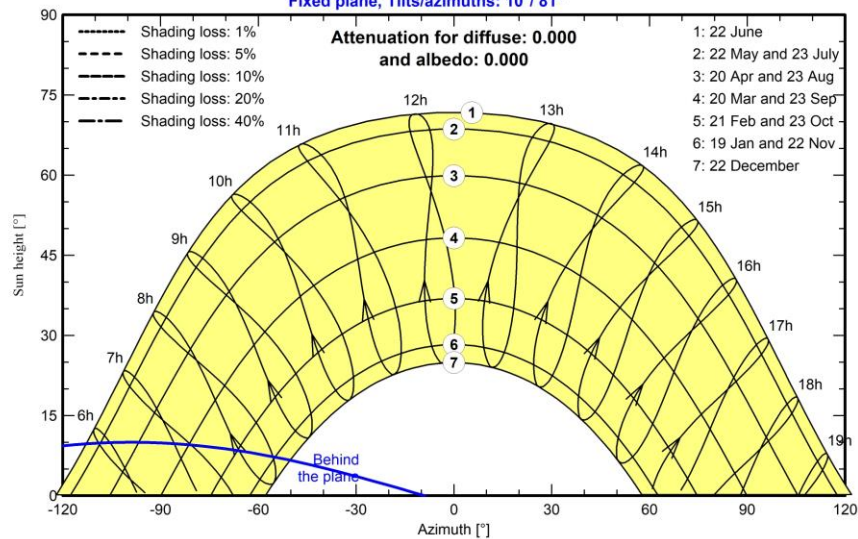
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 81°





PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)

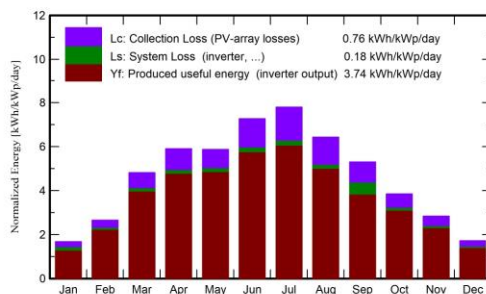
Main results

System Production

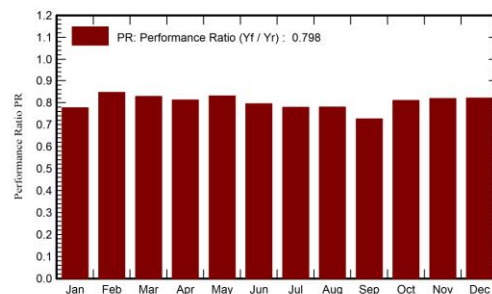
Produced Energy 17359.55 kWh/year
Used Energy 41198.10 kWh/year

Specific production 1365 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 79.78 %
Solar Fraction SF 33.55 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	50.3	29.59	5.64	52.0	47.5	577	3522	510	3.6	3012
February	71.9	32.86	4.53	74.3	69.1	833	3928	778	22.0	3150
March	146.7	44.96	7.43	149.2	141.6	1631	3968	1369	203.9	2599
April	176.0	61.40	12.68	177.0	168.9	1897	2934	1292	538.1	1642
May	182.0	80.75	9.48	182.1	174.1	1993	3782	1607	315.3	2176
June	216.6	65.92	15.32	218.0	209.4	2286	3607	1732	472.9	1875
July	242.5	61.30	20.79	241.9	232.5	2484	3200	1703	693.1	1497
August	201.0	61.70	21.98	199.3	191.0	2053	2564	1235	743.7	1329
September	157.9	49.39	17.72	159.1	151.4	1677	3098	1149	319.1	1949
October	116.4	38.04	15.12	119.5	112.2	1279	3086	1040	190.5	2047
November	81.4	25.15	5.63	85.1	77.0	922	3795	854	32.0	2940
December	51.0	25.85	3.59	53.3	47.6	584	3713	554	2.3	3159
Year	1693.7	576.92	11.71	1710.7	1622.2	18216	41198	13823	3536.6	27375

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

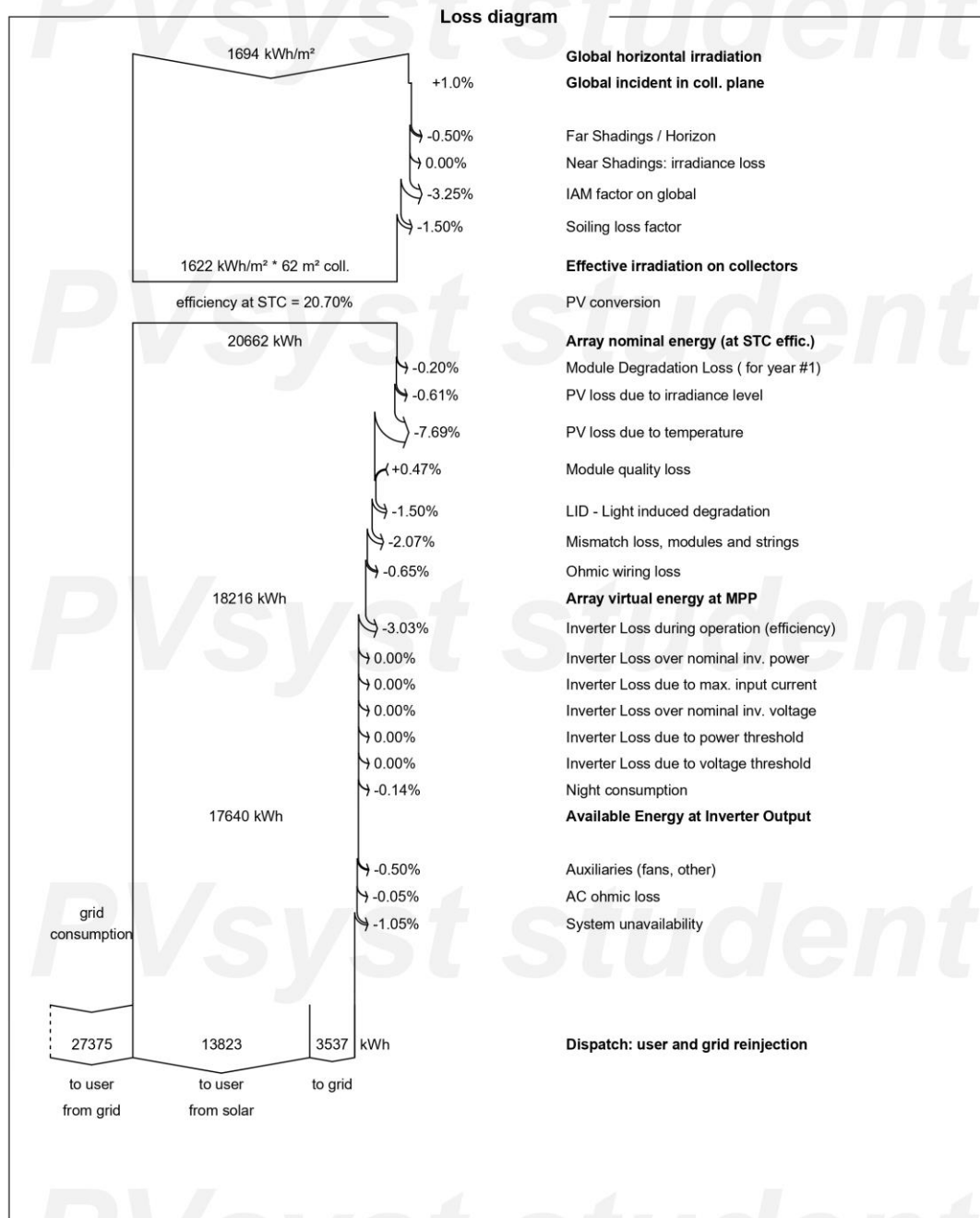


PVsyst V7.3.4
 VC2, Simulation date:
 14/07/23 16:41
 with v7.3.4

Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

Alberto Santiago Salazar (spain)





PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:
14/07/23 16:41
with v7.3.4

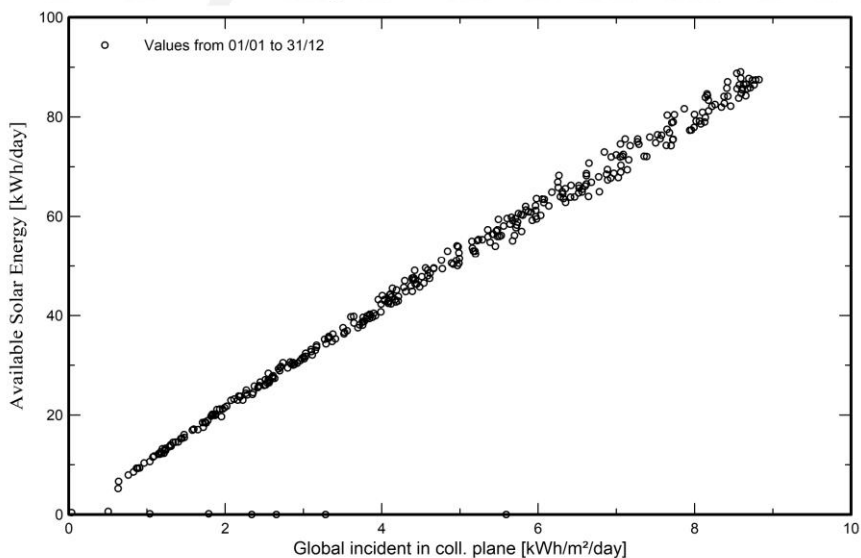
Project: TFG_Alberto

Variant: Caso del 20% de excedentes

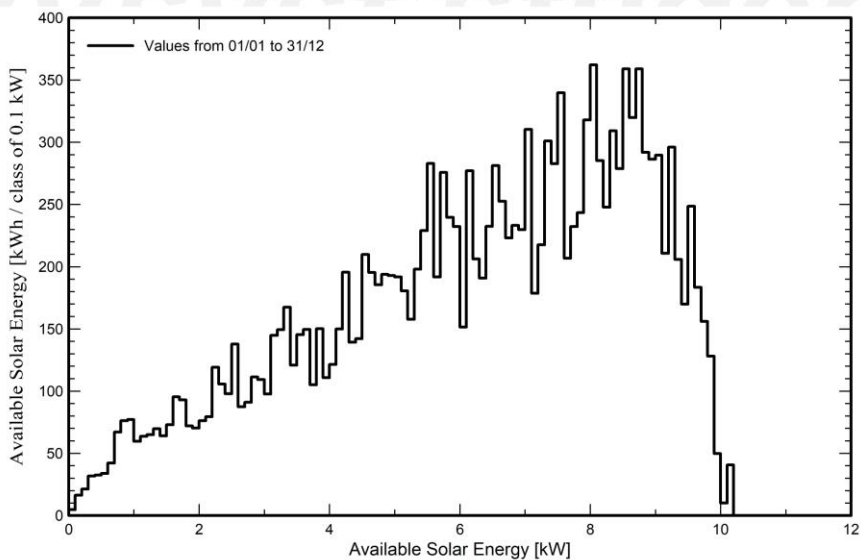
Alberto Santiago Salazar (spain)

Predef. graphs

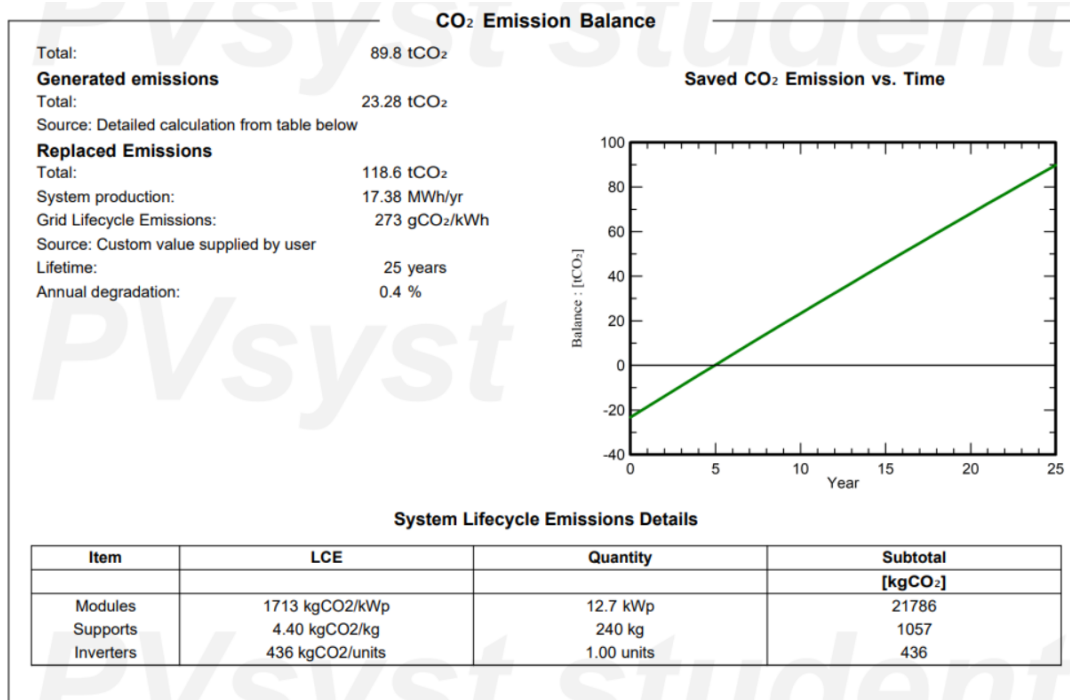
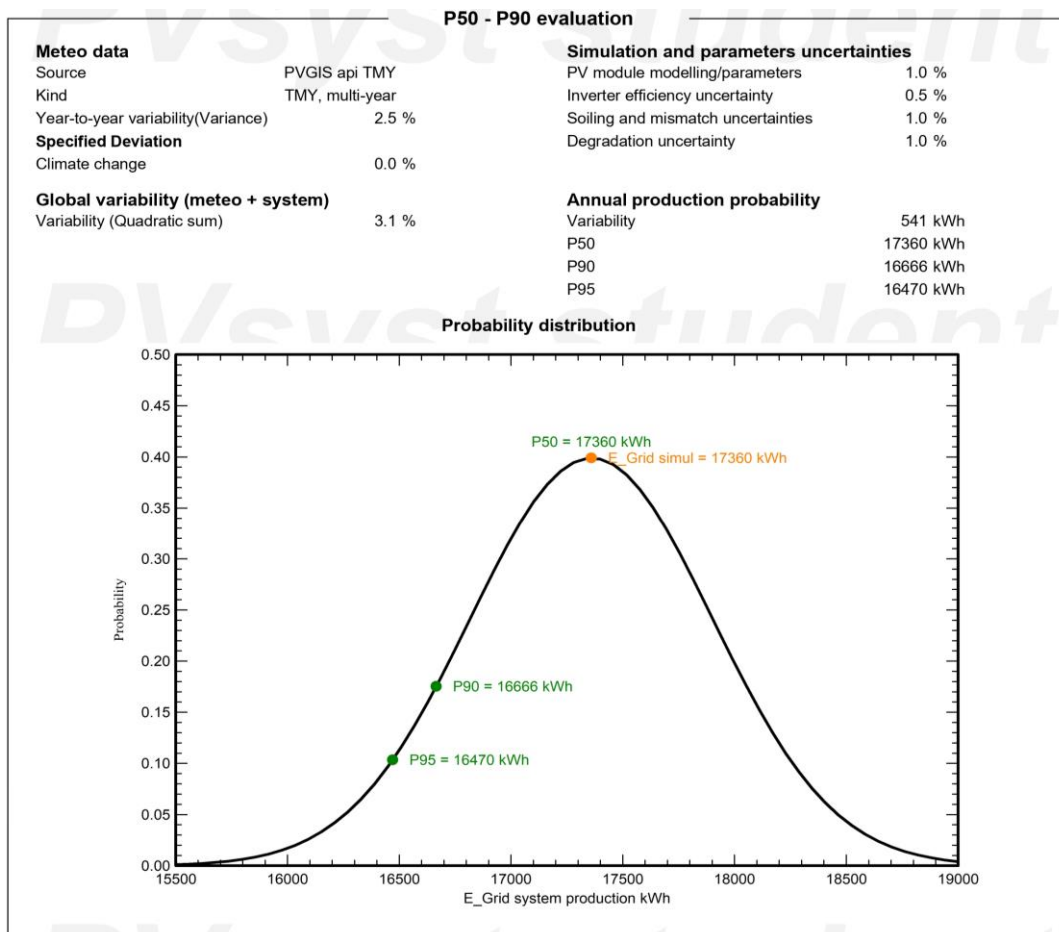
Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

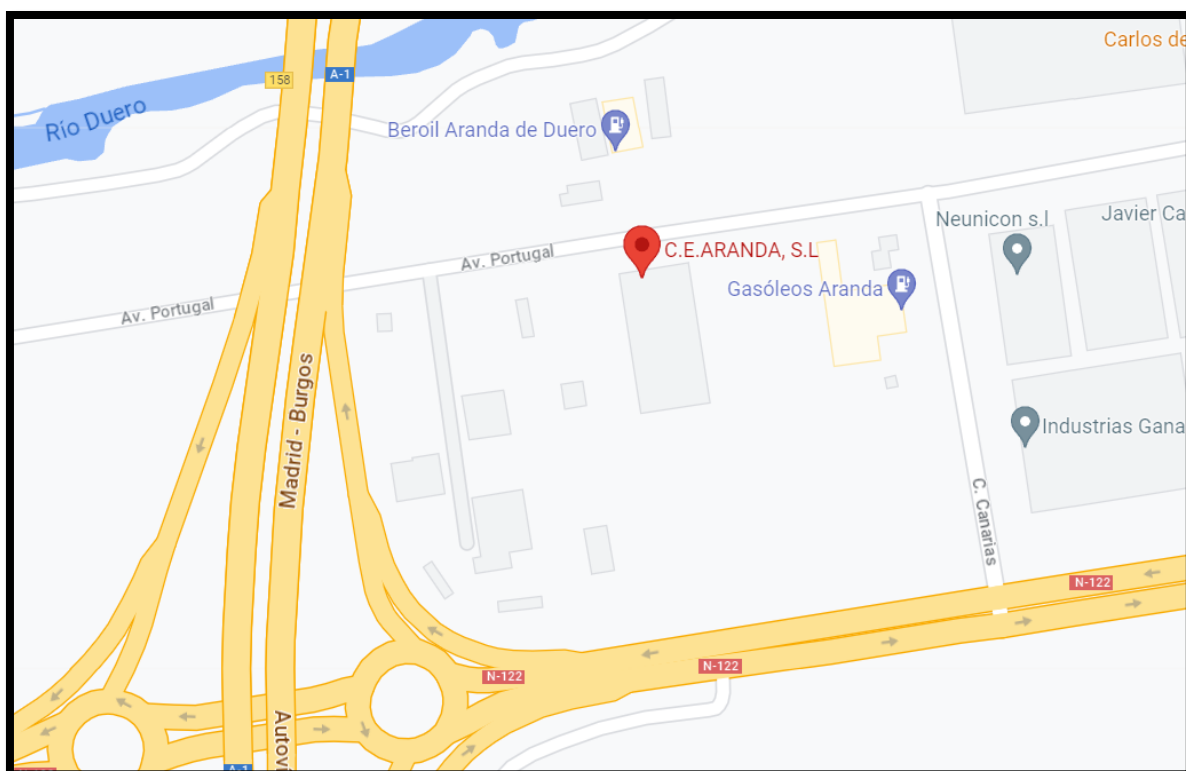


ANEXO I. INFORME DE PVSYST PARA LOS DOS CASOS ESTUDIADOS

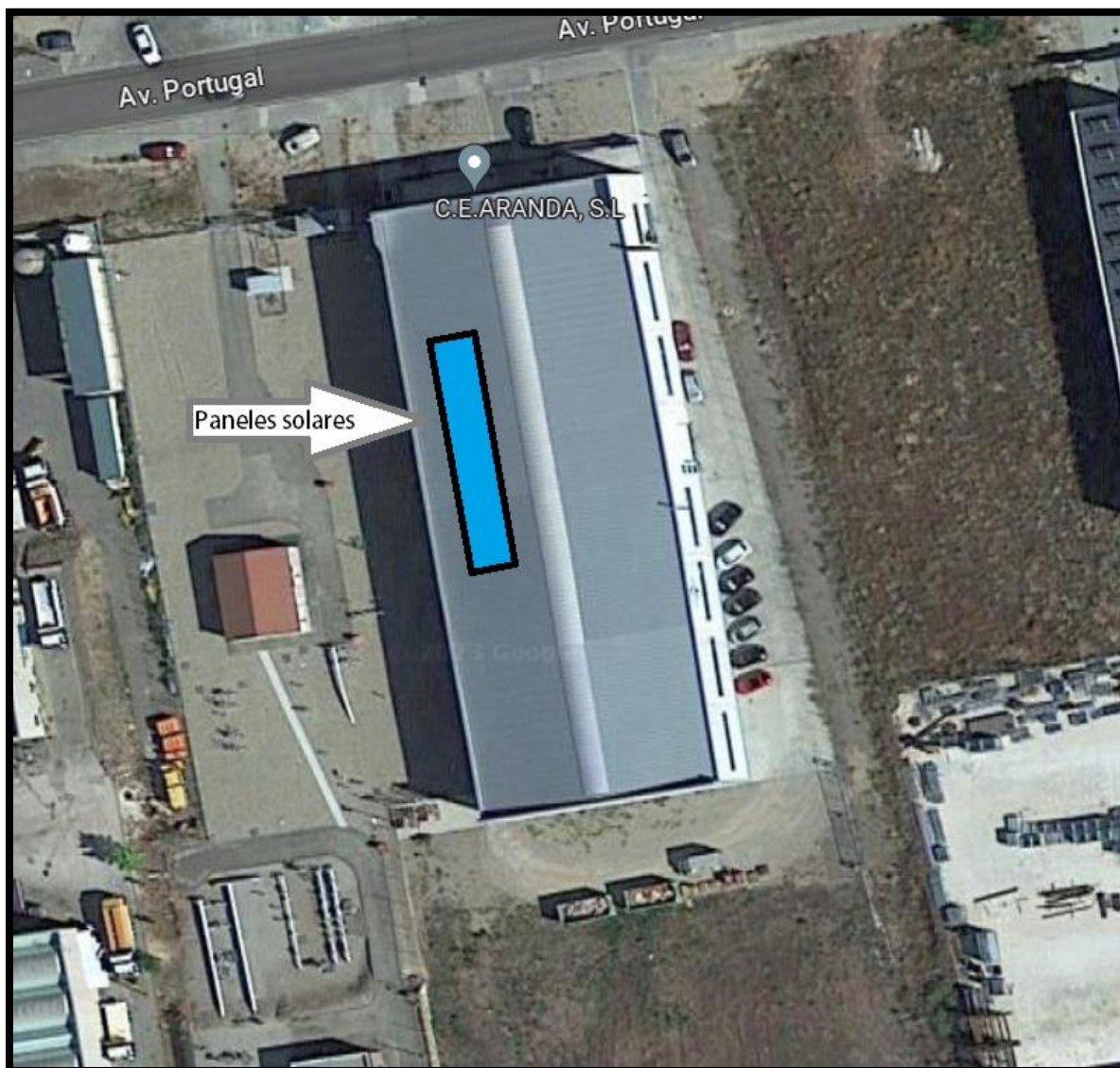


ANEXO II. POSICIÓN DE LOS PANELES SOLARES EN LA CUBIERTA Y ESQUEMA UNIFILAR.

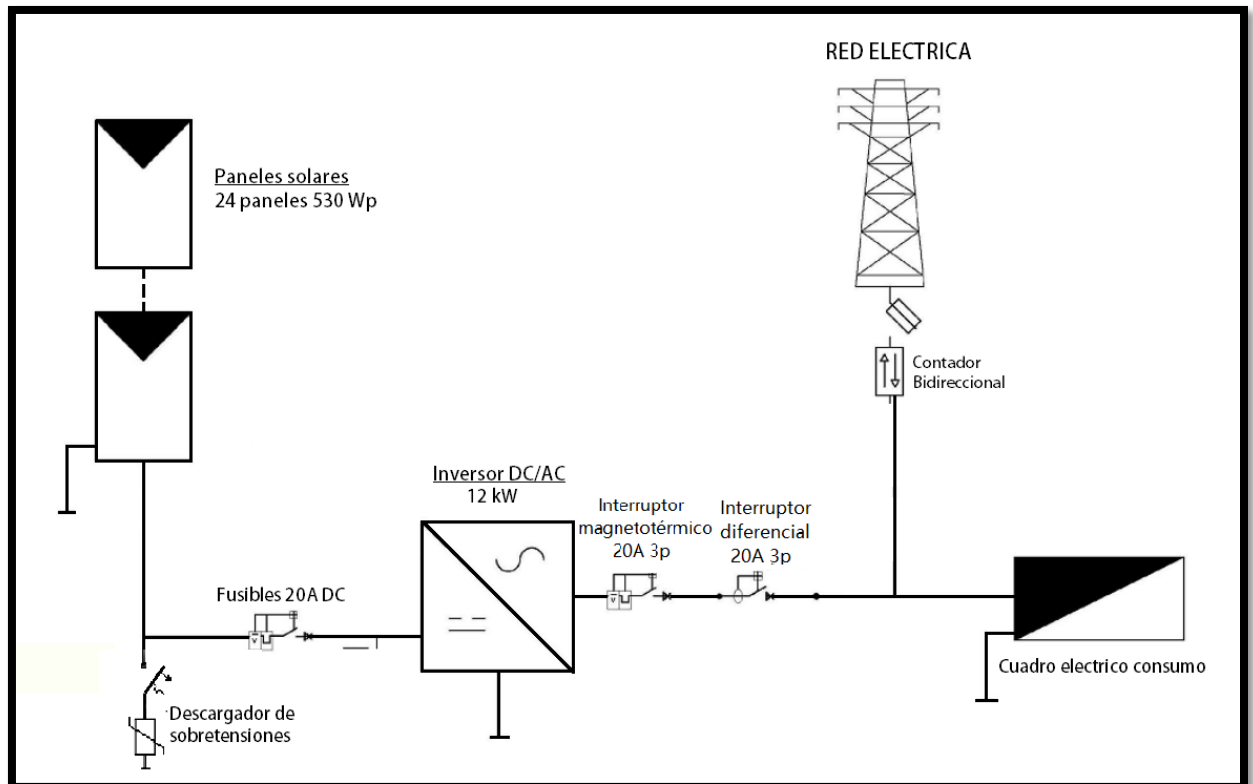
A continuación, se muestra la localización de la nave y una vista aérea de la nave con los paneles solares.



ANEXO II. POSICIÓN DE LOS PANELES SOLARES EN LA CUBIERTA Y ESQUEMA UNIFILAR.



Esquema unifilar



ANEXO III. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 objetivos globales diseñados para lograr un futuro mejor y más sostenible. Estos objetivos son planteados por la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, el cual es un plan que fue adoptado por la ONU en 2015. La Figura 48 muestra los distintos objetivos propuestos, los cuales buscan mejorar distintos ámbitos de la sociedad, alineándose todos con el objetivo primero y principal de erradicar la pobreza en el mundo.



Figura 48. Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente (ONU)

El proyecto realizado tiene una motivación de conseguir un mundo mejor a través del autoconsumo energético, por lo que a continuación se explicarán los objetivos con los que se alinea el proyecto realizado.

Objetivo 7- Energía asequible y no contaminante. Este es sin duda el objetivo con el que más se alinea el proyecto, ya que, en cuanto al punto de la energía asequible, las instalaciones de energía fotovoltaica conllevan una reducción en el precio de la electricidad, tanto en el consumo individual, ya que el dueño de la instalación no tiene que comprar la electricidad o reduce su factura eléctrica con los excedentes que inyecta en la red, como el precio en el mercado ya que al disminuir la demanda de la electricidad los precios bajan. En cuanto al punto de energía no contaminante la energía solar fotovoltaica es renovable y no emite ningún contaminante a la atmosfera, por lo que ayuda a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Objetivo 8- Trabajo decente y crecimiento económico. La energía solar fotovoltaica y las instalaciones de autoconsumo ayudan al crecimiento económico y generan trabajo digno y decente ya que emplean a gran cantidad de personas en el mundo y en el futuro continuarán creando puestos de trabajo, como fabricantes de aparatos eléctricos, técnicos electricistas, instaladores... Aparte, apoyan al crecimiento económico de España, en la cual el sector renovable contribuye un 2% al PIB.

Objetivo 9- Industria, innovación e infraestructuras. En este objetivo, el proyecto se alinea con la innovación, ya que para mejorar el rendimiento de las células fotovoltaicas y del almacenamiento de energía, así como promover la implantación de nuevas tecnologías que permitan que estas tecnologías se sigan desarrollando se debe apoyar la investigación científica. Las instalaciones fotovoltaicas también promueven una industrialización sostenible basada en el autoconsumo y la sostenibilidad energética con hogares y edificios energéticamente más eficientes.

Objetivo 11- Ciudades y comunidades sostenibles. Este tipo de proyectos puede lograr que las ciudades sean más sostenibles, evitando además la sobrecarga de los sistemas de transmisión eléctrica, ya que la energía no tiene que ir de las centrales de generación hasta los hogares y las industrias a través de las líneas de transmisión, ya que la generación ocurre en los mismos hogares e industrias. También a través de el autoconsumo colectivo se pueden autoabastecer de energía comunidades de vecinos o grandes grupos de personas.

Objetivo 12- Producción y consumo responsables. Para producir energía eléctrica muchos de los recursos utilizados no son renovables y tienen efectos destructivos sobre el planeta, es por ello que el aumento del uso de la energía fotovoltaica, la cual es una energía limpia y renovable, ayudaría a tener una producción de energía que emitiese menos GEI y que fuese más responsable, disminuyendo la degradación medioambiental a la que el planeta está sometido.

Objetivo 13- Acción por el clima. Como se ha comentado anteriormente el uso de la energía solar fotovoltaica reduciría la emisión de dióxido de carbono y de otros gases invernadero en la atmósfera, lo cual ayudaría a combatir el cambio climático.

Estos son los objetivos alineados con el proyecto realizado. A través de la concienciación de la sociedad y del uso de energías renovables como es la energía solar se puede lograr un cambio en el planeta que lo convierta en un lugar mejor.

ANEXO IV. HOJAS DE DATOS DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA

En este anexo se mostrarán las hojas de datos de los elementos principales utilizados en el escenario elegido, es decir el del 20% de excedentes.



HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 555 W

CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555MS

MORE POWER



Module power up to 555 W
Module efficiency up to 21.6 %



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

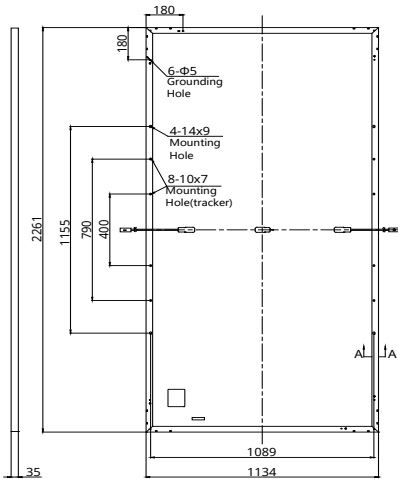
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

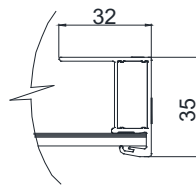
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

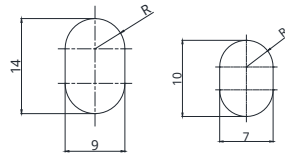
Rear View



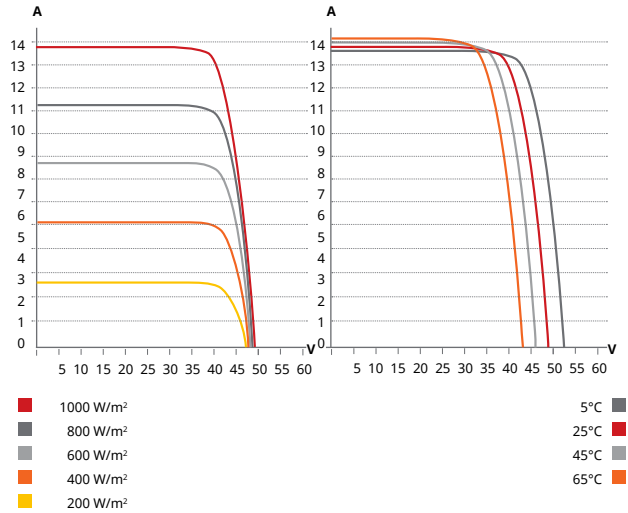
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W	555 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A	13.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A	14.05 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2261 × 1134 × 35 mm (89.0 × 44.6 × 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W	416 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A	10.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V	47.1 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.33 A

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 Smart PV Controller



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



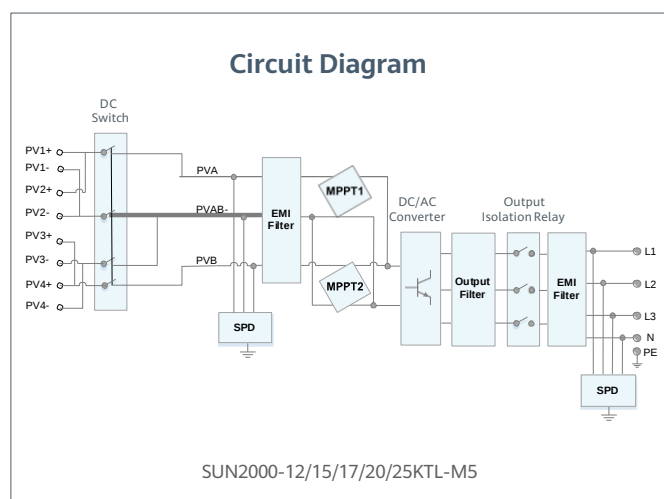
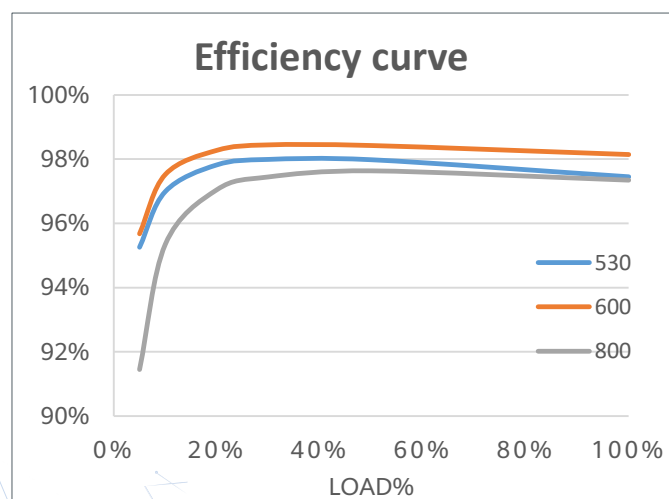
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M5	SUN2000 -15KTL-M5	SUN2000 -17KTL-M5	SUN2000 -20KTL-M5	SUN2000 -25KTL-M5
-------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European weighted efficiency	97.9%	98.0%	98.1%	98.1%	98.2%

Input

Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp	37,500 Wp
Max. input voltage ²	1100 V				
Full-load MPPT voltage range	370V~800V	410V~800V	440V~800V	480V~800V	530~800V
MPPT Operating voltage range ³	200 V ~ 1000 V				
Start-up voltage	200 V				
Rated input voltage	600 V				
Max. input current per MPPT	30 A (two string) / 20 A (single string)				
Max. short-circuit current	40 A				
Number of MPP trackers	2				
Max. number of inputs	4				

Output

Grid connection	Three phase				
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W	25,000 W
Max. apparent power	13,200 W	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA	27,500 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 239.6 Vac / 415Vac, 3W + N + PE				
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz				
Max. output current	18.2A/380Vac 17.3A/400Vac 16.7A/415Vac	25.2A/380Vac 23.9A/400Vac 23.1A/415Vac	28.6A/380Vac 27.1A/400Vac 26.1A/415Vac	33.6A/380Vac 31.9A/400Vac 30.8A/415Vac	42.0A/380Vac 39.9A/400Vac 38.5A/415Vac
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging				
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %				

Features & Protections

Overvoltage Category	PV II/AC III
Input-side disconnection device	Yes
Anti-islanding protection	Yes
AC over-current protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
String fault detection	Yes
DC surge protection	TYPE II
AC surge protection	CLASS II
Residual current monitoring unit	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple control	Yes
Integrated PID recovery ⁴	Yes

General Data

Operation temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Smart air cooling
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (with mounting plate)	21kg (46.4 lb)
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	546 x 460 x 228mm (21.5 x 18.1 x 9.0 inch)
Degree of protection	IP66

Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P, SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P, SUN2000-1300W-P, SUN2000-1100W-P
------------------------------	---

Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, C10/11, ABNT, VFR 2019, UNE 217001, UNE 217002, RD 244, TOR D4, IEC61727, IEC62116

^{*1} Inverter max input PV power is 40,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

^{*2} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*3} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

^{*4} SUN2000-12~20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly)