ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN. SANTANDER

Análisis y optimización tecno-económica de un sistema híbrido fotovoltaico-hidrógeno para suministro eléctrico en un alojamiento rural

Analysis and techno-economic optimization of a hybrid photovoltaic-hydrogen system for electricity supply in a rural lodging

TRABAJO FIN DE MÁSTER (TFM)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA QUÍMICA POR LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA Y LA UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO/EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA

Alumno: Laura Ruiz Cuesta

Fecha:20-06-2023

Firma:

Directores: Alfredo Ortiz Sainz de Aja
Víctor Manuel Maestre Muñoz

Curso Académico: 2022/2023

RESUMEN

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA QUÍMICA
POR LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA Y LA UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO/EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA**

RESUMEN DEL TRABAJO FIN DE MÁSTER

TÍTULO	Análisis y optimización tecno-económica de un sistema híbrido fotovoltaico-hidrógeno para suministro eléctrico en un alojamiento rural		
AUTOR	Laura Ruiz Cuesta		
DIRECTORES	Alfredo Ortiz Sainz de Aja – Víctor Manuel Maestre Muñoz	**FECHA**	20-06-2023

PALABRAS CLAVE: Energías renovables, electrificación, viabilidad tecno-económica, hidrógeno, HOMER-PRO

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
Analizar diferentes escenarios capaces de conseguir el abastecimiento energético de un alojamiento rural, pudiendo comparar los resultados obtenidos en términos de dimensionamiento de equipos, carga eléctrica, inversión necesaria, así como la influencia de las fuentes de energía renovables y reducción de los contaminantes.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
El crecimiento insostenible y continuo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) ha empujado a los gobiernos a adoptar medidas y políticas para luchar contra el cambio climático. En este marco el aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables (FER) a la energía final consumida desempeña un papel clave en la transición energética prevista.
El sector residencial es uno de los sectores que mayores emisiones produce a la atmosfera, por lo tanto, para cumplir los objetivos de cero emisiones establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2050 se debe de aumentar la penetración de las renovables en este sector.
En cuanto a este proyecto, se va a estudiar la viabilidad tecno-económica de abastecimiento eléctrico de una vivienda rural situada en Molino de Yera (Vega de Pas) a partir de las energías renovables y empleando la cadena de hidrogeno para el almacenamiento, estudiando diferentes configuraciones posibles.
Para la simulación de los diferentes escenarios planteados en el proyecto se va a utilizar el software HOMER Pro, teniendo en cuenta diferentes aspectos como son los recursos climatológicos de la localidad, el espacio disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos, así como la necesidad de carga eléctrica para autoabastecer a la vivienda. Así, se obtienen las dimensiones de los equipos, la distribución energética del sistema, el desglose económico y las emisiones de gases contaminantes de los diferentes

escenarios planteados, pudiendo tener una comparación de cuál es el más rentable en términos económicos, energéticos y de emisión de gases. También se han tenido en cuenta las ayudas establecidas en el RD 477/2021 para la incorporación de las renovables y la venta del excedente energético a la hora de valorar la viabilidad de ejecución de este proyecto.

RESULTADOS

Una vez analizados los diferentes escenarios que se plantean en el presente proyecto se han obtenido los siguientes resultados; El escenario 1 , se trata de un sistema conectado a la red eléctrica, el cuál para su puesta en marcha conlleva un presupuesto de aproximadamente 12000 euros, gasto energético de red para abastecer a la vivienda, generando emisiones de 2000 kg/año de CO_2 .

Por otro lado, el escenario 2, está formado por un Sistema Híbrido conectado a la red (SH+RED) ,el cual conlleva una inversión de 4 mil euros para orientación sur y 7 mil euros para Este/Oeste, ya que por la escasez de espacio en el alero de los tejados se plantea el estudio de ambas orientaciones, y genera 1000 kg/año de CO_2

Finalmente el escenario 3 se trata de un Sistema de hidrógeno (SH) que no se encuentra conectado a la red y su presupuesto se eleva a 34 mil y 43 mil euros respectivamente, bastante elevado en comparación con los otros dos planteados previamente, sin embargo las emisiones de este sistema son nulas, ya que está centrado en la completa integración de las energías renovables para lograr el autoabastecimiento de la vivienda y por tanto contribuyendo a las medidas propuestas por el (PNIEC), y así lograr la descarbonización.

CONCLUSIONES

Una vez concluido el estudio hemos observado que las inversiones que incluyen la cadena de hidrógeno tienen un coste muy elevado, a pesar de haber tenido en cuenta las ayudas establecidas en el RD 477/2021 para la instalación de paneles fotovoltaicos y baterías lo cual dificulta llevar a cabo este proyecto, pero se espera que en los próximos años la reducción de los costes de los sistemas sea significativa, ya que cada vez los organismos nacionales muestran mayor interés por lograr la descarbonización energética.

Además, las limitaciones de espacio en los aleros de los tejados, complica la elección de los escenarios con orientación sur, planteándose la posibilidad futura de instalarlos en el jardín de la vivienda.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Maestre, Víctor M., Ortiz, A., & Ortiz, I. (2022). The role of hydrogen-based power systems in the energy transition of the residential sector. In *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* (Vol. 97, Issue 3, pp. 561–574).
- ✓ HOMER-Pro. (2023). *HOMER: Software de desarrollo de energías renovables*. https://www.homerenergy.com/products/pro/modules/index.html
- ✓ Amrani, L., & Chacartegui Ramírez, R. (2022). *Estudio y diseño de un sistema híbrido para producción de hidrógeno*. 129. Trabajo Fin de Máster de la Universidad de Sevilla

SUMMARY

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA QUÍMICA POR LA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA Y LA UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO/EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA

SUMMARY OF THE MSc THESIS

TITLE	Analysis and techno-economic optimization of a hybrid photovoltaic-hydrogen system for electricity supply in a rural lodging.		
AUTHOR	Laura Ruiz Cuesta		
SUPERVISORS	Alfredo Ortiz Sainz de Aja – Víctor Manuel Maestre Muñoz	**DATE**	20-06-2023

KEYWORDS: Renewable energies, electrification, techno-economic feasibility, hydrogen, HOMER-PRO

SCOPE:
Analyze different scenarios capable of achieving the energy supply of a rural dwelling, being able to compare the results obtained in terms of electrical load, economics, as well as the influence of renewable energy sources and reduction of pollutants.

PROYECT DESCRIPTION
The unsustainable and continuous growth of greenhouse gas (GHG) emissions has pushed governments to adopt measures and policies to combat climate change. In this framework, increasing the contribution of renewable energy sources (RES) to the final energy consumed plays a key role in the envisaged energy transition.
The residential sector is one of the sectors that produces the highest emissions to the atmosphere, therefore, in order to meet the zero emissions targets, set by the PNIEC (National Integrated Energy and Climate Plan) for 2050, the penetration of renewables in this sector must be increased.
This project will study the techno-economic feasibility of supplying electricity to a rural house located in Molino de Yera (Vega de Pas) from renewable energies and using the hydrogen chain for storage, studying different possible configurations.
For the simulation of the different scenarios proposed in the project, the HOMER Pro software will be used, taking into account different aspects such as the climatological resources of the locality, the space available for the installation of the photovoltaic panels, as well as the need of electrical load to self-supply the house.
Thus, the dimensions of the equipment, the energy distribution of the system, the economic breakdown, and the emissions of polluting gases of the different scenarios proposed are obtained, allowing a comparison of which is the most profitable in economic, energy and gas emission terms. The aids established in RD 477/2021 for the incorporation of renewables and the sale of surplus energy have also been considered when assessing the feasibility of implementing this project.

RESULTS

Once the different scenarios proposed in this project have been analyzed, the following results have been obtained; Scenario 1 is a system connected to the electricity grid, which for its implementation involves a budget of approximately 12,000 euros, grid energy costs to supply the house, generating emissions of 2000 kg/year of CO_2.

On the other hand, scenario 2, consists of a Hybrid System connected to the grid (SH+RED), which involves an investment of 4 thousand euros for south orientation and 7 thousand euros for East/West, since due to the shortage of space in the eaves of the roofs, the study of both orientations is proposed, and generates 1000 kg/year of CO_2.

Finally, scenario 3 is a hydrogen system (SH) that is not connected to the grid and its budget amounts to 34 thousand and 43 thousand euros respectively, quite high compared to the other two previously raised, however the emissions of this system are zero, as it is focused on the full integration of renewable energy to achieve self-sufficiency of housing and therefore contributing to the measures proposed by the (PNIEC), and thus achieve decarbonization.

CONCLUSIONS

Once the study has been completed, we have observed that the investments that include the hydrogen chain have a very high cost, despite having taken into account the aids established in RD 477/2021 for the installation of photovoltaic panels and batteries, which makes it difficult to carry out this project, but it is expected that in the coming years the reduction in system costs will be significant, since national agencies are increasingly showing greater interest in achieving energy decarbonization.

In addition, space limitations in the eaves of the roofs, complicates the choice of south-facing scenarios, considering the future possibility of installing them in the garden of the house.

REFERENCES

- ✓ Maestre, Víctor M., Ortiz, A., & Ortiz, I. (2022). The role of hydrogen-based power systems in the energy transition of the residential sector. In *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* (Vol. 97, Issue 3, pp. 561–574). John Wiley and Sons Ltd.
- ✓ HOMER-Pro. (2023). *HOMER: Software de desarrollo de energías renovables*. https://www.homerenergy.com/products/pro/modules/index.html
- ✓ Amrani, L., & Chacartegui Ramírez, R. (2022). *Estudio y diseño de un sistema híbrido para producción de hidrógeno*. 129. Trabajo Fin de Máster de la Universidad de Sevilla

CITA

"El hidrógeno es el elemento más ligero, más básico
y más ubicuo del universo. Cuando se utiliza como forma
de energía se convierte en el combustible eterno"

-Jeremy Rifkin.La economía del hidrógeno,2002.

Contenido

RESUMEN I
SUMMARY III
1. INTRODUCCIÓN 1
1.1.Contextualización 1
1.2 Dimensión de la descarbonización 2
1.3 El hidrógeno como vector energético 5
1.4 Clasificación del hidrógeno 7
1.5 Estado del arte 11
1.6 HOMER Pro 14
2. OBJETIVOS 18
3. METODOLOGÍA 19
3.1 Características técnicas del Proyecto 19
3.2 Escenario de estudio 20
3.3 Estudio de la carga eléctrica 22
3.4 Estudio de Vida útil, costes de capital, sustitución y O&M 22
3.5 Recursos climatológicos Vega de Pas 23
3.6 Casos de Estudio 24
3.5 Ayuda implantación de energías renovables 26
4. RESULTADOS 28
4.1 Análisis de la carga eléctrica 28
4.2.1 Análisis del suministro eléctrico de la vivienda para los diferentes escenarios estudiados 29
4. 3Análisis comparativo de emisiones 34
4.4 Análisis de la comparativa económica 35
4.5 Selección de los Paneles fotovoltaicos 39
5.CONCLUSIONES 41
6 NOMENCLATURA 44
7 REFERENCIAS 45
8.ANEXOS 48
Anexo 1. Funcionamiento HOMER 48
Anexo 2. Especificaciones de las ayudas para la implantación de energías renovables 56
Anexo 3. Ficha técnica 58
Anexo 4. Espacio disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos 62

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.Características del hidrógeno 6
Tabla 2 Descripción del tamaño de la vivienda rural en Molino de Yera (Vega de Pas) 21
Tabla 3 Vida útil, Costes de Capital, Remplazo y O&M por componente [(Maestre et al. 2021)]..... 23
Tabla 4. Definición de los programas de ayuda definidos en el RD 477/2021..... 27
Tabla 5. Comparativas capacidades por componentes entre RED, RED+SH y SH (Carga eléctrica) 28
Tabla 6. Comparativa económica entre RED, RED+SH y SH 35
Tabla 7.Beneficios generados por los excesos de energía renovable producidos..... 37
Tabla 8 Resultados económicos incluyendo los beneficios generados por excedente energético..... 37
Tabla 9.Coste final de los diferentes escenarios teniendo en cuenta las ayudas y el excedente energético generado..... 38
Tabla 10 Características técnicas generador solar 40
Tabla 11.Relación del número de paneles a instalar en relación con la Potencia y el Espacio..... 40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Porcentaje de energía procedente de fuentes renovables sobre el consumo bruto final de energía en España de 2004-2020[(Statista, 2020)] 1
Figura 2 Estrategia de descarbonización de emisiones en el sector eléctrico [(MITECO, 2022)]..... 2
Figura 3 Evolución de las emisiones, miles de toneladas de CO2 equivalente. [Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico,2020] 3
Figura 4 Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW) [(PNIEC, 2021) 4
Figura 5 Formas de producción de hidrógeno.....18
Figura 6 Clasificación de hidrógeno según su producción y las emisiones producidas...19
Figura 7 Etapas de la cadena de valor para la producción de hidrógeno.....20
Figura 8. Rutas de producción de hidrógeno.....21
Figura 9. Esquema del sistema de energía basado en la tecnología de hidrógeno en el sector residencial.....22
Figura 10.Esquema del diagrama hibrido propuesto para la reducción de CO2 en Irán...23
Figura 11.Esquema del modelo diseñador y su forma de conectar con el equipo de hibridación.....24
Figura 12. Sistema energético basado en paneles fotovoltaicos y el sistema de hidrógeno.....30
Figura 13.Escenario de estudio (Molino de Yera, Vega de Pas).....31
Figura 14. Carga eléctrica mensual, vivienda rural Molino de Yera.....32

Figura 15. Datos Solares mensuales en Molino de Yera, Índice de claridad y Radiación Diaria 33
Figura 16. Datos mensuales de la velocidad del viento en m/s en Molino de Yera 34
Figura 17. Simulación sistema con sólo conexión a red (RED) carga eléctrica 35
Figura 18. Simulación RED+SH carga eléctrica. a)Escenario RED+SH orientación Sur; b)Escenario RED+SH Orientación Este/Oeste 36
Figura 19. Simulación sistema híbrido aislado de la red (SH) carga eléctrica a)Escenario RED+SH orientación Sur; b)Escenario RED+SH Orientación Este/Oeste.....38
Figura 20.Sistema de energía hibrido SH + Red Orientación 90ºC/-90ºC 39
Figura 21. Sistema de energía hibrido SH + Red Orientación 0ºC 40
Figura 22. Sistema de energía renovable basado en la tecnología del hidrogeno (Orientación 90ºC/-90ºC) 41
Figura 23. Sistema de energía renovable basado en la tecnología del hidrogeno (Orientación 0ºC) 42
Figura 24.Comparativa de los escenarios planteados 43
Figura 25. Excesos de energía generados en los diferentes escenarios 43
Figura 26 Comparativa emisiones entre RED, RED+SH, SH, para las dos orientaciones estudiadas 44
Figura 27. Ejemplo de coste de los equipos para el SH con orientación sur 48
Figura 28. Espacio disponible en la Orientación Sur [(Google Maps, 2023)] 70
Figura 29.Espacio disponible en la Orientación este [(Google Maps, 2023)] 70
Figura 30.Espacio disponible en la orientación Oeste [(Google Maps, 2023) 63

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contextualización

El sector de la edificación tiene una repercusión importante en el ámbito energético nacional puesto que es responsable del 40% del consumo total, siendo una proporción similar las emisiones de gases de efecto invernadero generadas, estimándose un incremento notable en los próximo 25 años según la Agencia Internacional de Energía (IEA) (Alejandra Minguillón, 2019).

El agotamiento de los combustibles fósiles, unido al aumento del nivel de vida y de las exigencias de confort, así como el incremento de la población mundial entre otros, impulsan a marcar unos objetivos de reducción del consumo de energía sin que ello implique disminuir el bienestar en los hogares (International Energy Agency, IEA). Este escenario nos llevaría a un incremento de las temperaturas de más de 6ºC a finales de este siglo. De ahí la importancia de un cambio en la tendencia actual de consumo energético en todos los ámbitos (Muñoz, 2017).

Para mitigar este problema no solamente es necesario un uso responsable de la energía que pueda regular esta evolución ascendente de consumo, si no también, la transición hacia formas de generación energética más respetuosas con el medio ambiente, destacando en este sentido las fuentes de energía renovables (Urgilez 2020).Dentro de este contexto, se observa que si no se realizan cambios en las políticas energéticas actuales se producirán una multitud de impactos medioambientales como el agotamiento de recursos naturales, acidificación (lluvia ácida), eutrofización de las aguas, contaminación urbana debido al smog fotoquímico, emisiones tóxicas o contaminación radioactiva entre otras, por lo que como se observa en la Figura 1, es esencial la integración de las fuentes de energía renovables, viéndose su exponencial crecimiento en los últimos años (Statista, 2020).

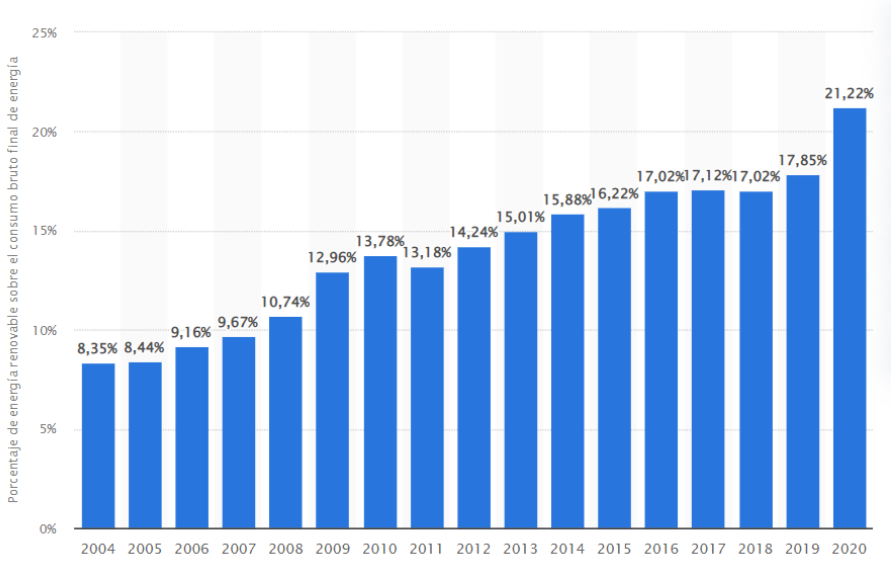


Figura 1 Porcentaje de energía procedente de fuentes renovables sobre el consumo bruto final de energía en España de 2004-2020[(Statista, 2020)]

Teniendo como objetivo la reducción de las emisiones de CO_{2eq} a la atmósfera, el presente trabajo plantea el análisis de un sistema híbrido fotovoltaico que permita estudiar a largo plazo el impacto en la sostenibilidad energética, entendiendo por desarrollo sostenible la capacidad de satisfacer las necesidades actuales sin comprometer las de las generaciones futuras.

Para ello se plantea la utilización del hidrógeno como vector energético tanto en la generación de electricidad en el ámbito residencial, debido a las numerosas ventajas que aporta entre los que se encuentra el almacenamiento de energía renovable excedente, la transformación de esta y su transporte.

1.2 Dimensión de la descarbonización

Para llevar a cabo la descarbonización energética, España ha establecido como objetivo convertirse en un país neutro en carbono para el año 2050 cero emisiones netas de gases efecto invernadero (GEI) para lo que se ha fijado lograr una mitigación de, al menos, el 90% de las emisiones brutas totales de GEI respecto al año de referencia 1990 (PNIEC, 2021).

En este sentido, el objetivo para el año 2030 es, al menos, disminuir el 20% de las emisiones respecto a 1990, presentando la siguiente disminución de emisiones necesaria por sectores, como se observa en la Figura 2:

- **Generación eléctrica, 36 $MtCO_2$-eq**
- Movilidad y transporte, 27 $MtCO_2$-eq
- Residencial, comercial e institucional, 10 $MtCO_2$-eq
- Sector de la industria (combustión), 7 $MtCO_2$-eq

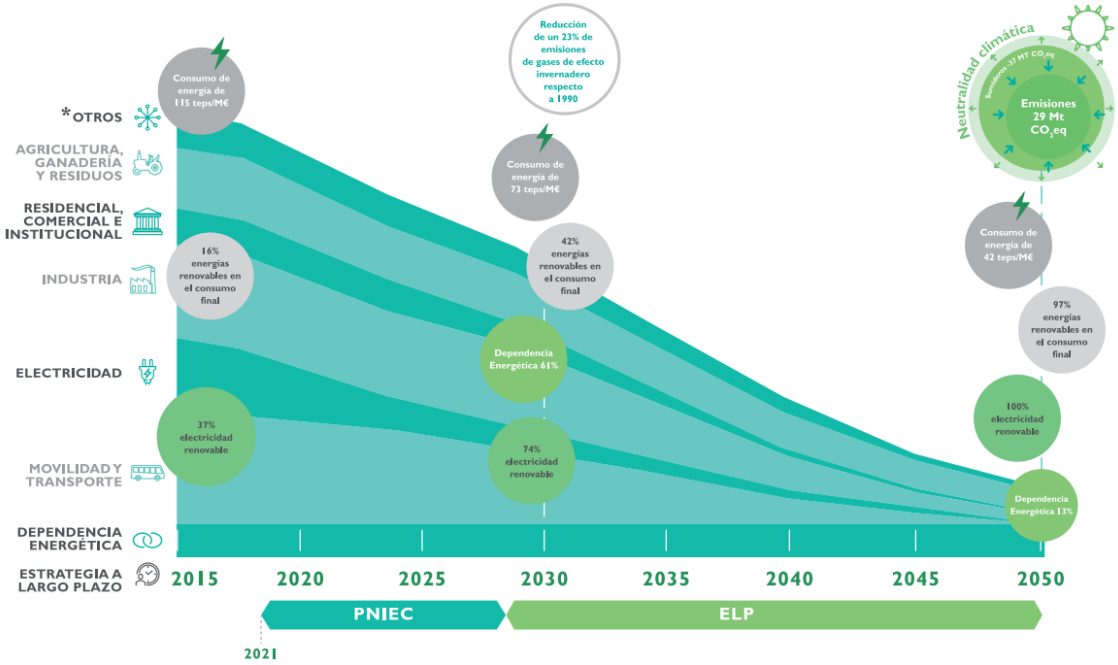


Figura 2 Estrategia de descarbonización de emisiones en el sector eléctrico [(MITECO, 2022)*]*

La descarbonización prevista en el sector eléctrico reduciría las emisiones en 36 $MtCO_2$ equivalente debido a la pérdida sustancial del peso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) en la generación eléctrica haciendo uso de las fuentes de energía renovables.

Teniendo en cuenta que el proceso de la transición en el sector de las energías renovables debe ir acompañada de medidas de apoyo de los gobiernos, pudiéndose asegurar que el proceso se desarrolla de forma justa y solidaria, por lo que se van a solicitar las ayudas para la implementación de las energías renovables establecidas según el RD 477/2021.

La generación eléctrica renovable en el año 2030 se prevé en un 74% del total, siendo coherente con una trayectoria hacia un sector eléctrico 100% renovable en 2050, como se muestra en la Figura 3(Miteco, 2020).

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	319.312	262.675	221.844

Figura 3 Evolución de las emisiones, miles de toneladas de CO_2 equivalente. [Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico,2020]

El análisis de la descarbonización previsto según PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) se aborda también desde la óptica de las emisiones que forman parte del sistema Régimen Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS, European Union Emissions Trading System), siendo la principal herramienta para reducir los GEI del continente, permitiendo a cada empresa en función de su actividad y su nivel de contaminación un valor de emisiones, pudiendo vender y comprar con otras industrias.

Por otro lado, se tienen en cuenta las emisiones difusas (residencial, transporte, agricultura, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones). Tal y como ya se ha mencionado, las emisiones brutas de GEI del año 2017 fueron 340,2 millones de toneladas de CO_{2eq} (Miteco, 2021).
Para conseguir estos objetivos también se prevé un despliegue del autoconsumo renovable, facilitando la existencia de estas fuentes en la totalidad del territorio nacional, teniendo en cuenta por tanto la modularidad de las instalaciones, la reducción

de costes y una nueva regulación que simplifica la actividad, suprime peajes y cargos para la energía autoproducida y permitiendo la compensación económica por los excedentes inyectados en la red (PNIEC, 2021).

El Escenario Objetivo propuesto por el Plan supone un incremento considerable de la capacidad de generación renovable en comparación con la situación actual (PNIEC, 2021). Según las previsiones del Plan, el aumento de las energías renovables en el periodo 2021-2030 es muy relevante en todos los sectores de la economía, como puede comprobarse en los siguientes datos:

- **Generación eléctrica**: se incrementa de 10.208 a 21.792ktep.
- **Bombas de calor**: aumenta de 629 a 3.523 ktep.
- **Residencial**: aumenta de 2.640 a 2.876 ktep.
- **Industria**: aumenta de 1.596 a 1.779 ktep.
- **Transporte (biocarburantes)**: evoluciona de 2.348 a 2.111 ktep.
- **Servicios y otros**: aumenta de 241 a 435 ktep.

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del 20% previsto para el año 2020 y al 42% en 2030. En la Figura 4 se muestra un desglose de las diferentes energías renovables y su previsión de capacidad para el año 2030.

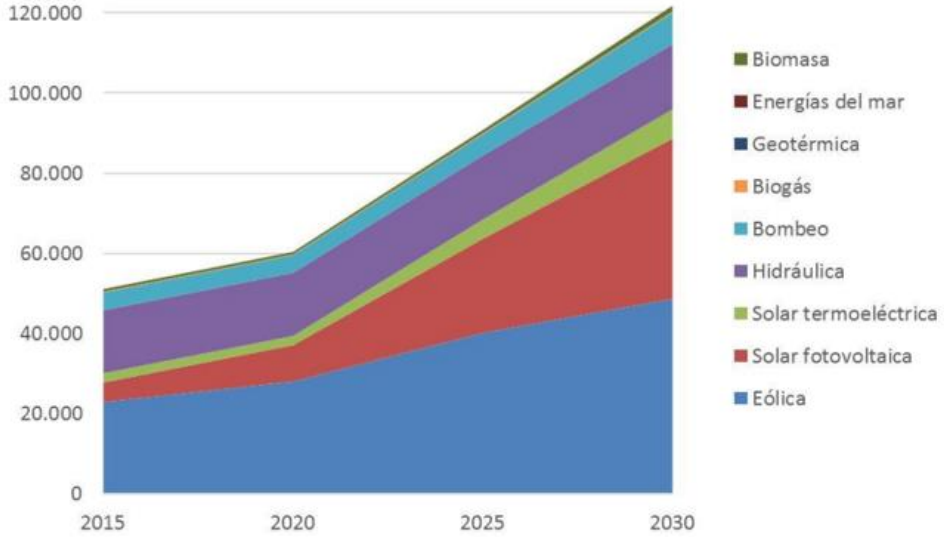


Figura 4 Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW) [(PNIEC, 2021)

La distribución concreta por tecnologías renovables entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de los costes relativos de las mismas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación. Para ello, la modelización energética realizada tiene en cuenta la evolución de las prestaciones y costes de todas las tecnologías y se fundamenta en la minimización de costes (PNIEC, 2021).

En resumen, el Plan propone un desarrollo equilibrado de generación renovable, proporcionando viabilidad a medio plazo a cada una de las tecnologías, observándose que las estimaciones para el año 2030, apuestan considerablemente por la eólica y la solar fotovoltaica, aunque debemos de tener en cuenta la intermitencia de estas energías renovables.

La energía fotovoltaica y eólica se caracterizan por ser intermitentes solo pueden generar energía cuando existe irradiación solar o viento, por tanto, para instalaciones autónomas se requiere un sistema de almacenamiento de energía que permita asegurar el continuo abastecimiento.

Si no existe está capacidad de almacenamiento, estas fuentes de energía no son capaces de abastecer a una vivienda sin la ayuda de los combustibles fósiles, pero gracias al desarrollo de las tecnologías enfocadas en el almacenamiento de energía como son; las pilas de combustible y las baterías se está resolviendo dicho problema.

Los nuevos estudios están enfocados hacia la producción de hidrógeno verde, ya que tiene numerosas ventajas, entre ellas se puede destacar su capacidad de almacenamiento además de otras como la posibilidad de fusionar a las nuevas tecnologías renovables, como los paneles solares y las turbinas eólicas, con tecnologías tradicionales como los motores de combustión interna, para así configurar sistemas energéticos híbridos seguros y confiables con emisiones de carbono cero.

Posteriormente, pueden utilizarlo para alimentar un motor de combustión interna o una celda de combustible que permita compensar la intermitencia y la variabilidad En la actualidad, los costos de implementación de estos equipos son son elevados, pero la Agencia Internacional de Energía (AIE) , estos podrían reducirse hasta en un 30% para el año 2030 (AIE, 2021).

1.3 El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno constituye una alternativa para los combustibles fósiles convencionales. Se trata del primer elemento de la tabla periódica y es el elemento químico más ligero, su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica (H_2) (Norouzi, 2022).

En condiciones normales se encuentra en estado gaseoso, y es insípido, incoloro e inodoro (Badía, 2019).En la Tierra es muy abundante, constituye aproximadamente el 75 % de la materia del Universo, sin embargo, no lo encontramos de forma libre en nuestro planeta, sino formando moléculas en combinación con otros elementos como el agua. Por este motivo, para disponer de él es imprescindible desarrollar tecnologías que sean capaces de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente, sus características se observan en la Tabla 1 (I. Dincer and C. Acar, 2022).

Tabla 1.Características del hidrógeno[(Centro Nacional Del Hidrógeno, n.d.)]

Propiedad	Valor
Nombre	Hidrógeno
Símbolo	H
Serie quimica	No metales
Masa atómica	1.00797
Configuración electrónica	$1\ s^1$
Estados de oxidación	-1,1,0
Estado ordinario	Gas
Densidad	$0.0899\ kg/Nm^3$
Punto de fusión	14.025 K
Punto de ebullición	20.268 K
Punto crítico	23.97 K
	$1.293 \cdot 10^6$ Pa
Isotopos más estables	^1H - Hidrógeno
	^2H - Deuterio
	^3H - Tritio

Además, una de las características más reseñables del hidrogeno es su alto contenido energético por unidad de masa. Como se puede observar en la Tabla 2 el hidrógeno posee un mayor contenido energético que diversos hidrocarburos utilizados como combustible, sin embargo, un inconveniente es su baja densidad lo que hace que para su almacenaje sea necesario comprimirlo o licuarlo (Martínez, 2018).

Tabla 2 Contenido energético por unidad de masa de varios combustibles [(Martínez, 2018)]

Contenido energético másico (MJ/kg)	
Hidrógeno	120-142
Metano	50-55
Metanol	22.7
Gasolina	44-46
Diésel	45
Lignito	17.4

A pesar de su alto contenido energético, el hidrógeno no se trata de una fuente de energía primaria sino de un vector energético, capaz de almacenar energía para después ser liberada de manera controlada. Por otro lado, este vector será considerado limpio si es obtenido mediante procesos sostenibles con el medio ambiente, como por ejemplo a partir de electrólisis del agua con energía renovable (I. Dincer and C. Acar, 2022).

La aplicación del hidrógeno en el mercado implica a varios sectores, tales como el residencial, el logístico, el industrial, el energético o el del transporte:
Su aplicación supondrá una solución competitiva y complementaria a la electrificación para alcanzar un futuro sin emisiones, siempre que su generación provenga de energías renovables. Es decir, se emplee el hidrógeno verde.

El avance en su incorporación a la red de distribución contribuirá a la descarbonización del sector gasista, al tiempo que la de todos los sectores de consumo suponiendo un cambio en el mix de energías utilizadas. También se suma también como vector energético para descarbonizar el transporte, junto al gas natural vehicular, los biocombustibles (biometano), el syngas (gas sintético) y la electricidad.

Por otro lado, el hidrógeno también está presente su uso en las pilas de combustible, con una alta eficiencia, lo que facilita su uso en muchos sectores, como el de movilidad o en sistemas de cogeneración de electricidad y calor para industrias o edificios, y lograr altos niveles de descarbonización. Otra aplicación del hidrógeno es en las turbinas convencionales (hasta un 60%) o en turbinas específicas (hasta el 10%)

La implementación del hidrógeno como vector energético limpio podría suponer un cambio radical en el panorama energético mundial, ya que posee numerosas ventajas entre las que se pueden mencionar:

- Contribuye a la integración de las energías renovables en el sistema energético, almacenando y transportando los excedentes de producción de energía eléctrica.
- Se puede utilizar en diferentes sectores económicos para la producción de fertilizantes, productos químicos etc.
- Se puede comprimir, licuar o transformar en otros combustibles gracias a su densidad energética y baja densidad física. Esto permite mejorar su aprovechamiento energético, además de facilitar su almacenaje y transporte.

Es por esto que el hidrógeno se ha convertido en un elemento esencial del Pacto Verde Europeo y del camino hacia los objetivos energéticos de Europa en 2050 (Bioenergy, 2023). Entre estos objetivos se encuentran el de reducir la contaminación atmosférica, asegurar la seguridad del suministro energético y proveer de energía limpia y asequible a los ciudadanos. Para conseguir los objetivos establecidos en el PNIEC, en el presente trabajo vamos a realizar un análisis tecno-económico de un sistema híbrido fotovoltaico-hidrógeno para suministro eléctrico en un alojamiento rural, y así poder evaluar actualmente la viabilidad de estas tecnologías renovables y poder sustituir por tanto el consumo de energía de la red por un suministro energético limpio y sostenible. Para ello se van a emplear electrolizadores, tanques de hidrogeno, pila de combustible, convertidores y paneles fotovoltaicos; todo ello detallado en los siguientes apartados.

1.4 Clasificación del hidrógeno

Existen distintos métodos de producción de hidrógeno. Se puede producir a partir de distintas materias primas, distintas fuentes de energía y por distintos procedimientos. Según sean la materia prima y la fuente energética utilizada para producirlo se podrá hablar de procesos 100% renovables, 100% fósiles o híbridos en un determinado porcentaje. Las diferentes maneras de producción de hidrógeno y su consumo final, pueden verse resumidas en la Figura 5.

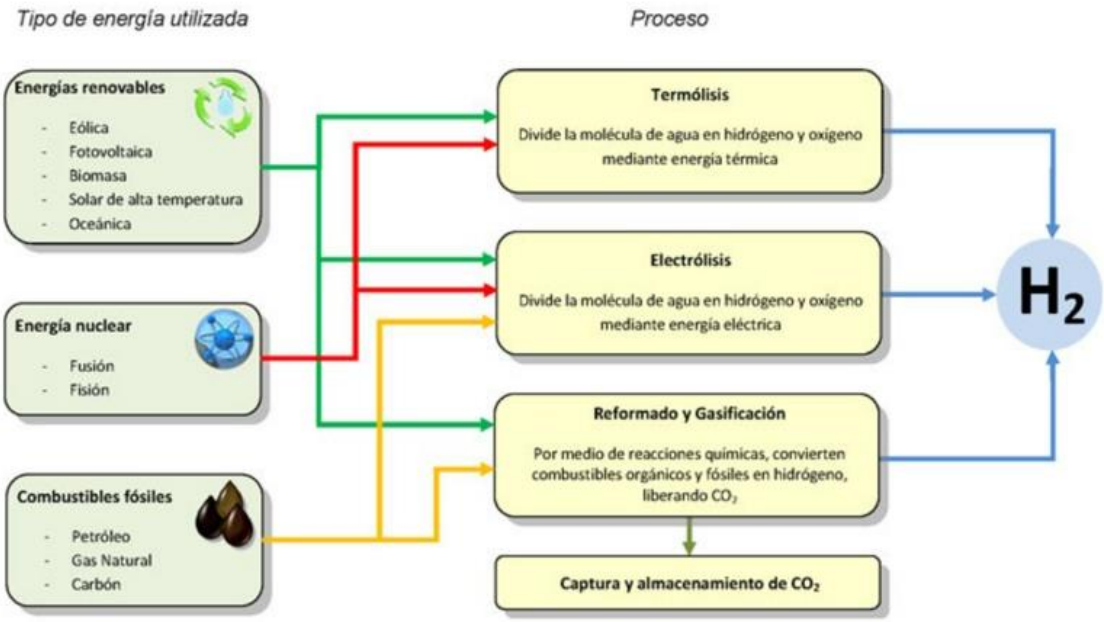


Figura 5 Formas de producción de hidrógeno [(Amrani & Chacartegui Ramírez, 2022)]

Recientemente, se ha popularizado el uso de colores para distinguir el origen de producción del hidrógeno, ya sea producido a partir de combustibles fósiles, energías renovables etc. (Velázquez Vila 2018). Para alcanzar el objetivo de una economía descarbonizada, deben distinguirse las diferentes fuentes de energía con las cuales se produce el hidrógeno. Por ello, se ha realizado una clasificación de los tipos de hidrógenos según su fuente de producción, para facilitar su integración en el panorama energético (Amrani & Chacartegui Ramírez, 2022). Han sido clasificados en diferentes colores:

El hidrógeno gris: Es el hidrógeno producido a base de combustible fósiles, principalmente el gas natural, a través de un proceso que provoca la liberación de cantidades importantes de CO_2 sin tecnología de captura. Lo que lo diferencia del marrón y del negro es que este se produce a partir de gas natural.

El hidrógeno azul: Es un hidrógeno que también se produce a partir de combustible fósiles, pero con un control de las emisiones de CO_2 que se liberan durante el proceso de producción a través de técnicas de captura/secuestro (CCS).

El hidrógeno verde: Es el hidrógeno producido a partir de fuentes de energías renovables, generalmente a través de la electrólisis del agua.

El hidrógeno negro o marrón: Es un término que se refiere al hidrógeno producido mediante la utilización del carbón liberando mayores cantidades de CO_2 que el reformado de gas natural.

El hidrógeno blanco: Se trata de un término incorporado recientemente que hace referencia al hidrógeno geológico de origen natural, que se encuentra en depósito subterráneos y puede extraerse mediante la fracturación hidráulica, aunque hoy en día no existe una estrategia global sobre la explotación de este recurso.

El hidrógeno rosa: Es un hidrógeno producido mediante energía nuclear, su proceso de producción no emite gases de efecto invernadero.

El hidrógeno turquesa: un hidrógeno poco conocido, que se produce a través de un proceso llamado pirólisis del metano que produce hidrógeno y carbono sólido. Además, se caracteriza por sus bajas emisiones de CO_2.

El hidrógeno amarillo: El hidrógeno amarillo es aquel en el que la electricidad utilizada para la electrólisis procede de fuentes mixtas, desde energías renovables hasta combustibles fósiles. El hidrógeno verde que se obtiene de la energía solar también se considera hidrógeno amarillo.

En la siguiente Figura 6, se puede observar la clasificación de hidrogeno por colores en función del proceso de producción, así como las emisiones contaminantes generadas en cada uno (Oscar Santiago Carretero,2021).

Figura 6 Clasificación de hidrógeno según su producción y las emisiones producidas [(Oscar Santiago Carretero, 2021)

Actualmente, el consumo de hidrógeno en España se sitúa en torno a las 500.000 t/año, mayoritariamente hidrógeno gris, utilizado como materia prima principalmente en refinerías (en torno al 70%) y en fabricantes de productos químicos (amoniaco y metanol, así como otros plásticos y biocombustibles) (Hydrogen, 2023.) (25%), correspondiendo el consumo residual restante a sectores como el metalúrgico (Bitenc, 2020). En muchos casos, la producción se realiza directamente en la propia planta de consumo a través de instalaciones de reformado con vapor de gas natural (SMR de sus siglas en ingles steam methane reforming).

En cuanto a las etapas de la cadena de valor del hidrógeno, se resumen en el esquema de la Figura 7:

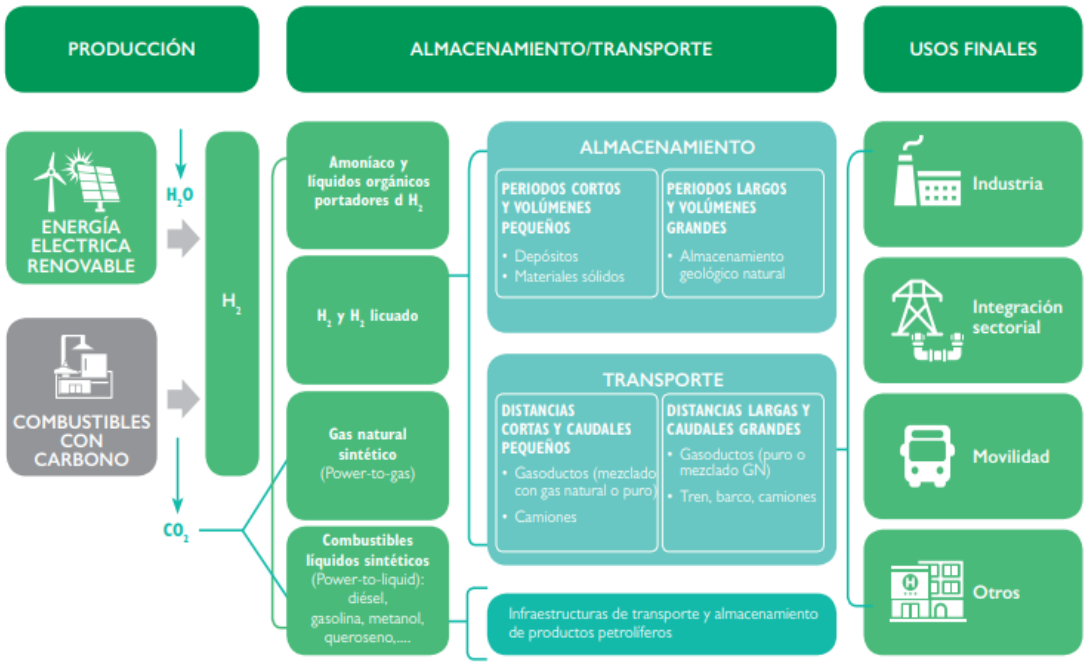


Figura 7 Etapas de la cadena de valor para la producción de hidrógeno [(Hydrogen, 2023.)*]*

Como se observa en la Figura 7 la cadena de valor de hidrógeno se divide en tres etapas producción, distribución y/o almacenamiento, y aplicación o uso final. Analizando dicha cadena y teniendo en cuenta el estudio que se realiza en el presente trabajo, la producción de hidrógeno se consigue a partir de la energía solar renovable.

Posteriormente se produce el almacenamiento, que puede ser diferente en función del estado del hidrógeno obtenido en la fase anterior. Para determinar cuál es la opción óptima para su transporte y almacenamiento, deben tenerse en cuenta diversos factores, tales como el caudal producido y caudal de consumo en cada punto (Nm^3 /h), distancia desde planta de producción hasta punto o puntos de consumo, así como su uso final.
En gran parte de los casos se utiliza el H_2 en estado gaseoso ya que esto permite mejorar su aprovechamiento energético, además de facilitar su almacenaje y transporte.

La última etapa de la cadena de valor, son los usos finales del hidrógeno renovable siendo estos son muy diversos, ya que dependen en gran medida de si esta utilización se hace directamente en forma de hidrógeno, como portador energético, o en un producto que utilizará como materia prima este hidrógeno. En caso de ceñirse al uso de hidrógeno en su forma natural se puede usar directamente como combustible, vector energético, o como materia prima en la industria (MITECO, 2022).

1.5 Estado del arte

Son numerosos los estudios que se han llevado a cabo sobre los sistemas actuales que utilizan algún tipo de tecnología de producción de energía con hidrógeno. Además, la preocupación gubernamental, nacional e internacional, sobre el futuro desarrollo de los recursos fósiles y los niveles de contaminación actuales han facilitado el impulso de programas y proyectos de apoyo a las tecnologías de hidrógeno y su aplicación en múltiples sectores (Quesada & Rafael, 2022).

La producción de hidrógeno se realiza mediante diversos métodos que separan el elemento hidrógeno de otros elementos químicos, como el carbono (en los combustibles fósiles) o el oxígeno (en el caso del agua), con los que forma dichos compuestos, Figura 8 (Amrani & Chacartegui Ramírez, 2022).

El hidrógeno tradicionalmente se extrae de los combustibles fósiles por medio de procesos químicos, pero también puede obtenerse del agua por medio de producción biológica en un biorreactor de algas, o usando electricidad por la electrolisis del agua u otros procedimientos químicos, como es la reducción química o por calor como por ejemplos la termólisis.

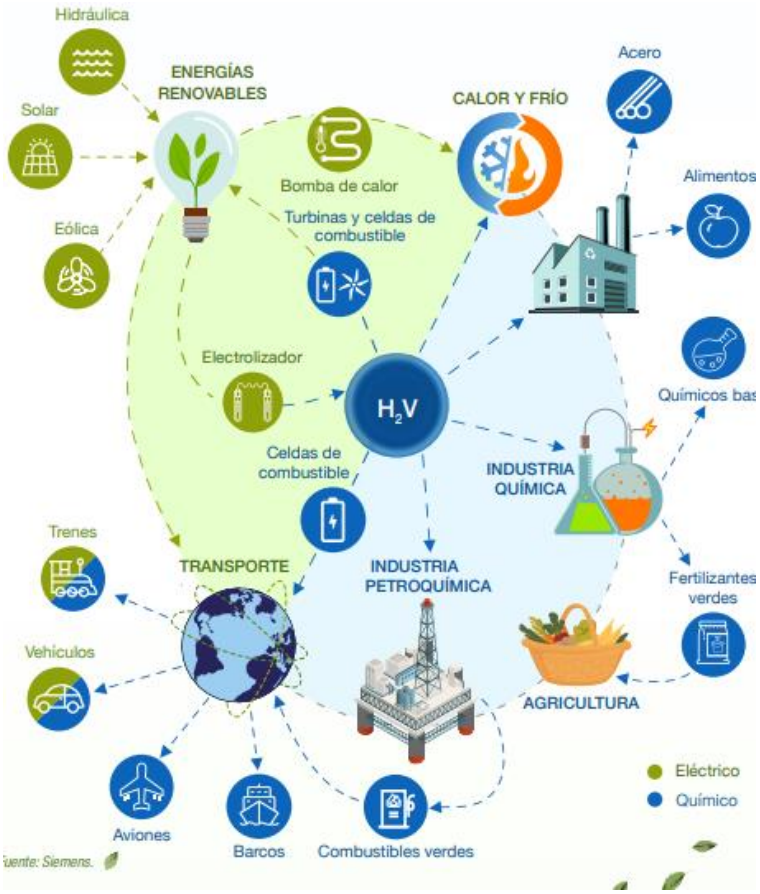


Figura 8. Rutas de producción de hidrógeno [(Iberdrola 2022])

Estos métodos se encuentran menos desarrollados en comparación con la generación de hidrógeno a partir de hidrocarburos, pero actualmente sus estudios están aumentando de forma notable, ya que sus bajas emisiones de dióxido de carbono permiten luchar contra el efecto invernadero y el calentamiento mundial (el actual cambio climático) (Iberdrola, 2022). El descubrimiento y desarrollo de métodos más baratos de producción masiva de hidrógeno acelerará el establecimiento de la denominada economía de hidrógeno (CNH, 2023.).

Como se ha comentado previamente en la contextualización del proyecto, el hidrógeno y las tecnologías asociadas al mismo se están investigando desde hace muchos años. En relación con el tema específico del proyecto, el diseño de la infraestructura de hidrógeno verde en el sector de la electrificación, existen también algunos estudios conexos en diferentes países a nivel mundial.
Estos estudios incluyen contenidos sobre el diseño óptimo de la infraestructura, su evaluación tecno-económica, acerca de los tipos portadores de hidrógeno, almacenamiento, distribución, etc. A continuación, se va a realizar un breve resumen de los más recientes y relevantes, destacando los aspectos más importantes en relación con el tema que nos ocupa.

En primer lugar el estudio realizado por (Maestre et al., 2022) dedicado al análisis de los sistemas de energía basados en el hidrógeno en la transición energética del sector residencial
En este se realiza un análisis dirigido al estudio de un sistema de hidrógeno renovable en una vivienda (RHS de sus siglas en inglés renewable hydrogen-based system) el cual se basa en la generación de energía a partir de fuentes renovables (RES de sus siglas en inglés renewable energy sources) y combustibles fósiles a través de la red y un generador diésel, el almacenamiento y suministro de energía se realiza también a través de tecnologías basadas en el hidrógeno y otras sistemas de almacenamiento de energía como son las pilas de combustible y el uso de baterías para así poder abastecer a la demanda de carga del sistema a analizar y pudiendo tener en cuenta los convertidores de potencia necesarios siguiendo el esquema que se observa en la Figura 9(Maestre et al., 2022).

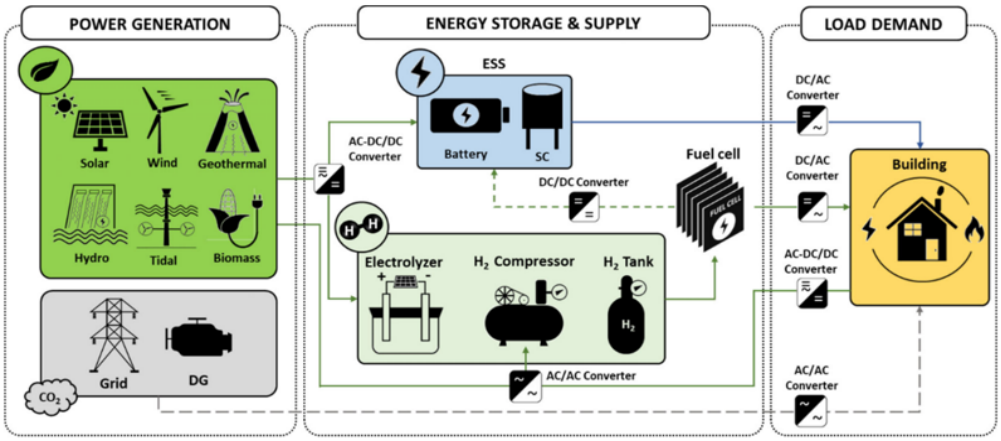


Figura 9. Esquema del sistema de energía basado en la tecnología de hidrógeno en el sector residencial[(Maestre et al., 2022)

En segundo lugar, se analizó el estudio realizado por (Razmjoo et al., 2021) dedicado al análisis técnico sobre la sostenibilidad energética utilizando fuentes de energía renovables fiables para reducir las emisiones de CO_2 e basa en investigar varios sistemas híbridos renovables sostenibles para la producción de electricidad, centrándose especialmente en los indicadores que tienen un mayor impacto sobre el medio ambiente y la sostenibilidad energética, para ello se ha empleado el software HOMER,esquema de la Figura 10 (Razmjoo et al., 2021).

Llegando a la conclusión que la configuración híbrida compuesta por fotovoltaica (FV), turbina eólica, generador diésel y batería produjo el mejor resultado con un coste energético de 0,151 $/kWh y un rendimiento de la inversión del 15,6%. Además, los resultados mostraron que con una fracción renovable superior al 72%, este sistema híbrido puede reducir más de 2000 Kg de CO_2 por hogar al año. Aunque el exceso de generación de electricidad es un reto en los sistemas autónomos, mediante el uso de la pila de combustible, un electrolizador y una unidad de depósito de hidrógeno, la cantidad de energía pérdida se redujo a menos de una sexta parte.

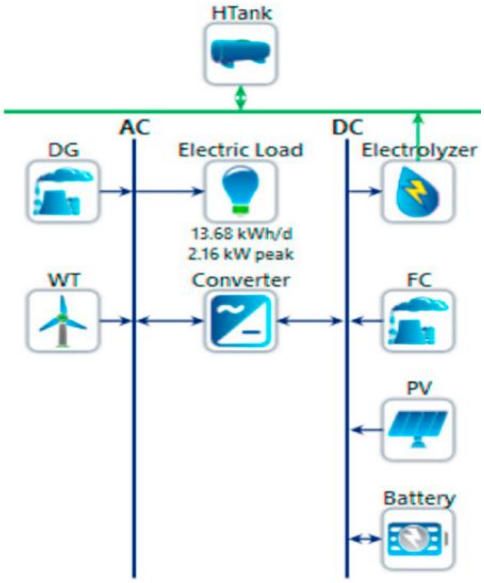


Figura 10.Esquema del diagrama hibrido propuesto para la reducción de CO_2 en Irán[(Razmjoo et al., 2021)*]*

Finalmente se analiza el estudio propuesto por (Rad et al., 2020) para superar los retos de la electrificación rural en Irán, ya que son el obstáculo más importante para lograr el acceso a la electricidad de toda la población, Figura 11.

El estudio se centra en la búsqueda de un sistema de energía renovable óptimo para satisfacer la carga de un pequeño pueblo mediante recursos renovables. Se propone y analiza un sistema híbrido de energía renovable fotovoltaica/turbina eólica/generador de biogás/célula de combustible junto con un depósito de hidrógeno, baterías y un reformador o electrolizador, para que actúen como dispositivos de almacenamiento y componente de reserva de almacenamiento y respaldo.

El objetivo principal es encontrar una configuración óptima que pueda satisfacer la demanda de electricidad y sea satisfactoria tanto desde el punto de vista económico como medioambiental(Rad et al., 2020). Los resultados indicaron que el uso de energía solar, eólica y biogás es el método más asequible y que añadir una pila de combustible

a esta configuración aumentaría los costes entre un 33 y un 37% a esta configuración aumentaría los costes entre un 33% y un 37%, pero también mejoraría la flexibilidad del sistema.

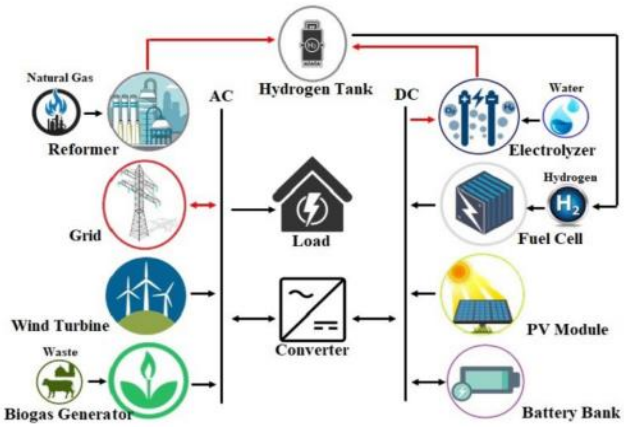


Figura 11.Esquema del modelo diseñador y su forma de conectar con el equipo de hibridación [(Rad et al., 2020)*]*

1.6 HOMER Pro

Existen diversas maneras de estudiar y analizar diferentes configuraciones o sistemas de producción de energía, obteniendo niveles de producción, consumo y características técnicas de cada elemento. En este proyecto, se va a emplear el software HOMER Pro de HOMER Energy, desarrollado originalmente en el Laboratorio Nacional de Energías Renovables y mejorado y distribuido por HOMER Energy (Homer-Energy, 2023).

HOMER, cuyas siglas provienen de Hybrid Optimitazion Model for Multiple Energy Resources, es un software utilizado para la simulación y optimización de múltiples proyectos siendo capaz de realizar un análisis económico y energético de diferentes sistemas, pudiendo incorporar parámetros técnicos de cada componente y sus restricciones económicas.
Para la realización de las simulaciones este software se basa en cálculos del balance energético para cubrir las cargas introducidas (ya sean de manera horaria-diaria, media anual, media mensual…) de la forma más económica posible (HOMER-Pro, 2023).El programa ofrece gran variedad de elementos disponibles relacionados con la generación o almacenamiento de la energía.
Las principales características de este software, que lo diferencian del resto de simuladores, son las siguientes:

- **Simulación:** Este software consiste en un modelo de simulación, por lo que, una vez introducido los parámetros correspondientes, simulará un sistema viable para todas las combinaciones posibles que el usuario desee tener en cuenta. Para ello, se deben introducir los años de duración del proyecto y el software será el encargado de analizar los diferentes sistemas. Realizando su correspondiente estudio económico, año por año, teniendo en cuenta características cambiantes como la tasa de inflación.

- **Optimización**: Simula todas las combinaciones posibles y finalmente las ordena en función del menor NPC (Net Present Cost). Además, proporciona un valor muy importante para realizar comparativas como es el coste de la energía (LCOE). Se explicará con mayor detalle a lo largo del proyecto, pero el NPC hace referencia a la suma del valor actual de todos los costes a lo largo de la vida del proyecto, incluyendo los valores residuales, como los costes negativos y trasladados al año 0 de ejecución del proyecto. Los costes residuales hacen referencia a los importes que se desean obtener al vender el inmovilizado o bien cuando finalice su vida útil. El LCOE indica el coste de la energía producida por el sistema.

- **Análisis de sensibilidad:** Este software permite realizar simulaciones con variabilidad en muchos parámetros. De esta manera, se puede introducir diferentes valores para un mismo parámetro, y el programa obtendrá las diferentes configuraciones (indicando la óptima) para cada uno de estos valores introducidos. De esta manera, el programa ofrece una mayor versatilidad, ya que te permite estudiar cómo cambia el sistema objeto de estudio en función de las variaciones de los parámetros de los componentes que lo forman.

- **Módulos:** HOMER Pro se puede vincular con hasta 9 módulos individuales para satisfacer sus necesidades específicas de modelado. Son las siguientes:

- Biomasa: permite modelar los generadores y la gasificación. Permite añadir el recurso de biomasa, el combustible de biogás y el generador alimentado por biogás.

- Hidroeléctrica: permite añadir el recurso y el componente hidráulico. En ellos se pueden especificar el caudal de manera mensual o de manera más detallada.

- Combinación de calor y electricidad: se utiliza en sistemas de calefacción, es decir, aquellos que incluyen sistemas que podrían incluir calderas, cogeneración, recuperación de calor y cualquier sistema que requiera energía térmica.

- Carga avanzada: permite crear modelos con cargas CC (Corriente continua) o CA (Corriente alterna), o cargas de bombeo o climatización.

- Red avanzada: permite introducir precios de red variables, o determinar ciertas especificaciones en la red.

- Hidrógeno: permite modelar sistemas que generan, almacenan y consumen hidrógeno.

- Almacenamiento avanzado: HOMER Pro permite incluir pérdidas dependientes de la velocidad, modificaciones que producen los cambios de temperatura, la descarga variable para la vida del ciclo.

- Muli-year: esta característica permite tener en cuenta en las simulaciones cambios que pueden producirse a lo largo del proyecto. Es decir, degradación fotovoltaica, aumento del precio de la red, aumento del precio del combustible o incluso el crecimiento de la carga.

- Enlace MATLAB: el software permite vincular códigos en Matlab para posteriormente simularlos en HOMER Pro.

En el siguiente proyecto se utilizará el programa con el objetivo de analizar la viabilidad tecno económica de una vivienda rural situada al norte de España, observándose los pasos a seguir para su utilización en el Anexo 1 de forma detallada, también se realizan explicaciones de la herramienta de simulación en la metodología.

A continuación, se detallan los parámetros económicos que proporciona el software HOMER Pro y que además se utilizaran para la realización de las conclusiones de este proyecto, debido a que constituyen la función objetivo para la optimización del sistema, son los siguientes: (Homer Pro, 2023.)

- **NPC**

Se entiende por NPC (por sus siglas en ingles *"Net present cost"*) como el coste actual neto de un sistema, que es el valor actual de todos los costes en los que incurre el sistema durante su vida útil, menos el valor actual de todos los ingresos que obtiene durante su vida útil.

Dentro de los costes, incluyen los costes de capital, sustitución, operación y mantenimiento, combustible, las penalizaciones por emisiones y los costes de compra de energía a la red. Los ingresos incluyen el valor de recuperación y los ingresos por ventas a la red.

HOMER Pro calcula el NPC total sumando los flujos de caja descontados en cada año de la vida del proyecto. Es el principal resultado económico de HOMER Pro, el valor por el que clasifica todas las configuraciones del sistema en los resultados de la optimización.

El NPC total es el principal resultado económico de HOMER, el valor por el cual clasifica todas las configuraciones del sistema en los resultados de optimización y la base a partir de la cual calcula el costo total anualizado y el costo nivelado de energía.

- **LCOE**

HOMER define el coste nivelado de energía (LCOE por sus siglas en ingles *"Levelized cost of energy")* como el coste promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema.

Para calcular el COE, HOMER divide el coste anualizado de producir electricidad (el coste anualizado total menos el coste de atender la carga térmica) entre la carga eléctrica total servida, utilizando la siguiente ecuación:

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - C_{boiler} H_{served}}{E_{served}}$$

Donde:

$$C_{ann,tot} \rightarrow Coste\ total\ anualizado\ de\ sistema\ \left(\frac{\$}{año}\right)$$

$$C_{boiler} \rightarrow Coste\ marginal\ de\ la\ caldera\ (\frac{\$}{kWh})$$

$$H_{served} \rightarrow Carga\ térmica\ total\ servida\ (\frac{kWh}{año})$$

$$E_{served} \rightarrow Carga\ eléctrica\ total\ servida\ (\frac{kWh}{año})$$

El segundo término en el numerador es la porción del coste anualizado que resulta de atender la carga térmica. En sistemas, como el eólico o fotovoltaico, que no atienden una carga térmica ($H_{térmica}$ =0), este término es cero.

El LCOE es una métrica conveniente para comparar sistemas, pero HOMER no clasifica los sistemas según el LCOE.

- **OPERATING COST**

El término económico "Operating cost" o coste de explotación/operación es el valor anualizado de todos los costes e ingresos distintos de los costes de capital iniciales. Por lo que HOMER Pro calcula este término mediante la siguiente expresión:

HOMER calcula el coste anualizado calculando primero el coste actual neto y luego multiplicándolo por el factor de recuperación de capital, como en la siguiente ecuación:

$$C_{operating} = C_{ann,tot} - C_{ann,cap}$$

Donde:

$$C_{ann,tot} \rightarrow Coste\ total\ anualizado\ de\ sistema\ \left(\frac{\$}{año}\right)$$

$$C_{ann,cap} \rightarrow Coste\ total\ anualizado\ del\ sistema\ (\frac{\$}{año})$$

- **CAPITAL INICIAL**

El coste de capital inicial de un componente es el coste total instalado de ese componente al comienzo del proyecto.

- **REEMPLAZO**

El coste de sustitución es el coste de reemplazar un componente al final de su vida útil, en función de los años que se indiquen en el parámetro 'Lifetime' de los componentes. Este coste puede ser diferente al coste de capital inicial por varias razones:

- No todos los componentes requieren ser remplazados al final de su vida útil.

- Es posible que se quiera contabilizar los costes fijos que, en la construcción inicial, son compartidos por todos los componentes, pero en el momento de la sustitución pueden no ser compartidos.

- **O&M**

El término O&M se refiere al coste de explotación y mantenimiento de un componente, que es coste asociado al funcionamiento y mantenimiento. Por lo que el coste total de este término será la suma de los costes de O&M de cada componente.

Para la mayoría de los componentes, se introduce el coste de O&M como una cantidad anual. Sin embargo, para un generador, se introduce como un valor horario, y HOMER Pro se encarga de multiplicarlo por las horas de funcionamiento al año para calcular el coste anual de O&M.

El coste de O&M de la red es el coste anual de la compra de energía a la red menos los ingresos obtenidos por la venta de energía a la red.

2. OBJETIVOS

El objetivo del proyecto es realizar un estudio sobre viabilidad tecno-económica de la instalación de un sistema energético basado en las energías renovables (paneles fotovoltaicos), todo ello apoyado con el sistema de almacenamiento energético en forma de hidrógeno y empleando pila de combustible para su reconversión en electricidad, y así garantizar el funcionamiento de un alojamiento rural en la Vega de Pas (Molino de Yera).
El estudio tecno-económico, obtendrá el dimensionamiento de la instalación disminuyendo el coste e intentando maximizar la fracción renovable del sistema, de forma que se disminuya o anule la emisión de gases efecto invernadero.
Para ello, se procederá a estudiar diferentes escenarios y cambios técnicos en la instalación. Además, se realizarán comparaciones entre las configuraciones obtenidas, comprobando cómo afecta a los resultados diferentes modificaciones en el dimensionamiento de los componentes.
Los principales objetivos que se desean conseguir con el presente proyecto son los siguientes:

1. Diseñar una instalación viable económicamente y con alto porcentaje de energía renovable y tratando de alcanzar el mayor grado de autosuficiencia posible, de tal manera que cumpla con las demandas y requisitos establecidos.
2. Analizar y estudiar las diferentes configuraciones/escenarios y las ayudas económicas en inversiones en tecnologías renovables, así como la viabilidad técnica de la instalación de paneles solares.
3. Proporcionar información de cómo afectan los cambios técnicos de los componentes de la instalación en aspectos económicos, eléctricos y de emisiones.
4. Diferencias eléctricas y económicas de un sistema híbrido según su configuración en los componentes que lo forman, y las principales características de cada uno, consiguiendo un sistema optimizado, eficiente y con larga vida útil de los componentes.
5. Analizar la viabilidad económica de los ingresos por la venta del excedente de energía renovable a la red.
6. Concienciar de la importancia de nuevas tecnologías en el uso de las energías renovables, más concretamente en el almacenamiento y generación de la energía.

3. METODOLOGÍA

3.1 Características técnicas del Proyecto

El proyecto consiste en una instalación de un sistema de generación de energía renovable basado en la instalación de paneles fotovoltaicos, existiendo la posibilidad futura de convertirlo en un sistema híbrido utilizando la energía eólica.

El sistema estará constituido por paneles solares y un sistema de hidrógeno capaz de convertir la energía obtenida, planteando la posibilidad de mantener el sistema conectado a la red para poder garantizar el suministro energético continuo a la vivienda y así observar en qué medida se pueden reducir las emisiones.

La cadena de hidrógeno incluye la pila de hidrógeno (FC por sus siglas en inglés), el electrolizador y un tanque de hidrógeno (HT por sus siglas en inglés).
Para llevar a cabo el estudio se va a emplear el software HOMER-PRO, siguiendo como esquema principal el que se observa en la Figura 12 .

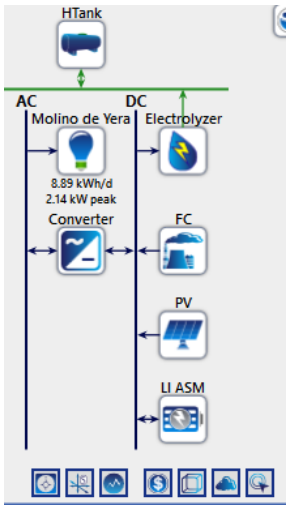


Figura 12. Sistema energético basado en paneles fotovoltaicos y el sistema de hidrógeno

En dicha Figura se muestra el sistema energético que se va a estudiar como solución a la descarbonización energética del alojamiento rural, siendo la composición base del sistema a implantar la siguiente: PV/FC/Electrolizador/HT/Batería/Convertidor. Además, se realizarán otras simulaciones para comparar los resultados obtenidos y conseguir obtener las instalaciones óptimas. La utilización de los equipos empleados en la simulación del sistema se basa en el siguiente funcionamiento:

1. Generación de energía solar fotovoltaica para el abastecimiento a la vivienda. En el caso de que no tenga capacidad de autoabastecimiento se usa la energía de red, razón por la que se plantea un sistema híbrido que evite problemas de déficit energético, existiendo la posibilidad de que se genere un excedente energético.

2. El excedente energético se envía a un electrolizador para generar hidrógeno, captando agua y dividiendo la molécula de tal forma que se almacena el hidrogeno en tanques y el oxígeno se puede almacenar o verter al medio.

3. A partir del hidrógeno almacenado en los tanques se genera electricidad en la pila de combustible para así cubrir la demanda cuando la energía generada por los paneles solares no sea suficiente y por tanto no sea necesario consumir energía de red. Además, las baterías se pueden utilizar como apoyo

Se plantean diferentes alternativas en el estudio, debido a la problemática de espacio, lo que genera un impacto en la orientación la instalación de los paneles fotovoltaicos, teniendo en cuenta también el rendimiento del sistema en cada uno de los casos.

3.2 Escenario de estudio

El proyecto plantea la implantación de un sistema híbrido fotovoltaico-hidrógeno para suministro eléctrico en un alojamiento rural. La implantación del sistema se llevará a cabo en un complejo rural de la comarca de Cantabria ubicado en la Vega de Pas “El molino de Yera”. La Vega de Pas es una localidad y un municipio de la comunidad autónoma de Cantabria (España). Se encuentra en la comarca del Pas-Miera, en la cabecera del río Pas, Figura 13.

Dicho pueblo está situado en la zona Norte de España, en un valle montañoso.

Figura 13.Escenario de estudio (Molino de Yera, Vega de Pas)[(Yera, 2023)*]*

El alojamiento rural tiene un tamaño de 246,22 m^2, siendo el desglose de los espacios de este el que se observa en la Tabla 2, se tiene en cuenta que la parte del molino actualmente se encuentra desutilizada por lo que el tamaño útil es de 212,17 $m^{2.}$

Tabla 2 Descripción del tamaño de la vivienda rural en Molino de Yera (Vega de Pas)

Planta baja		**Planta primera**	
Superficie vivienda	73,14 m^2	**Superficie vivienda**	67,38 m^2
Superficie garaje	21,98 m^2	**Superficie garaje**	12,37 m^2
Superficie molino	15,83 m^2	**Superficie molino**	18,22 m^2
Superficie Anexo	37,41 m^2		

En relación con las dimensiones del tejado para la instalación de los paneles fotovoltaicos son de 277 m^2, teniendo en cuenta que el complejo tiene 3 edificios diferenciados con tejados a dos aguas, uno de ellos con orientación norte-sur y otros dos con orientación este-oeste. De esta forma, se van a plantear diferentes escenarios para conseguir el resultado óptimo, siendo este el que está constituido por un sistema cuya instalación ocupe las menores dimensiones y permita obtener un resultado económicamente favorable, además de satisfacer la demanda de la vivienda, para ello se van a tener en cuenta diferentes recursos climatológicos como son la radiación solar, temperatura y viento de la zona para llevar a cabo la producción energética, así como la disponibilidad de espacio para la instalación de esta.

El consumo medio anual de la vivienda es de 8,89 kWh/día, siendo el consumo total de la vivienda para un año de 3202 kWh, desglosado este de forma mensual en la Figura 14, observándose que los meses con consumos más elevados corresponden a los meses de invierno, esto está relacionado con varios factores que se explican a continuación.

Para el cálculo del consumo medio anual se han obtenido las facturas del alojamiento del pasado año, obteniendo así la carga media diaria que se analiza anteriormente y escogiendo un perfil de invierno para el análisis, como se muestra en el Anexo 1 y se aclara de forma detallada los pasos necesarios a seguir.

3.3 Estudio de la carga eléctrica

La carga eléctrica puede introducirse de tres maneras distintas en el software HOMER Pro.

- **Carga media anual:** Se introduce en el programa el valor medio del consumo eléctrico anual.
- **Carga media mensual**: Se introduce una media horaria del consumo eléctrico para cada uno de los meses.
- **Carga diaria por horas**: Se introduce todos los datos de consumo eléctrico para cada día del año y en las 24 horas del día.

A continuación, se va a explicar para el caso del Molino de Yera (Vega de Pas), observándose en la Figura 14 el consumo energético del pasado año de la vivienda rural según la carga media mensual.

Siendo más elevado en unos meses que en otros, esto ocurre por varios factores, entre ellos se debe tener en cuenta la demanda ya que se trata de una vivienda rural y el consumo está asociado a la ocupación de esta, así como también se debe valorar que durante los meses de invierno las horas de luz natural son más reducidas por la demanda de carga eléctrica es mayor, debido a la mayor utilización de dispositivos eléctricos.
Considerando que la ocupación de los alojamientos rurales es superior en las estaciones de otoño e invierno.
En la Figura 14 se puede observar el consumo energético del pasado año de la vivienda rural ubicada en Molino de Yera (Vega de Pas) de forma mensual.

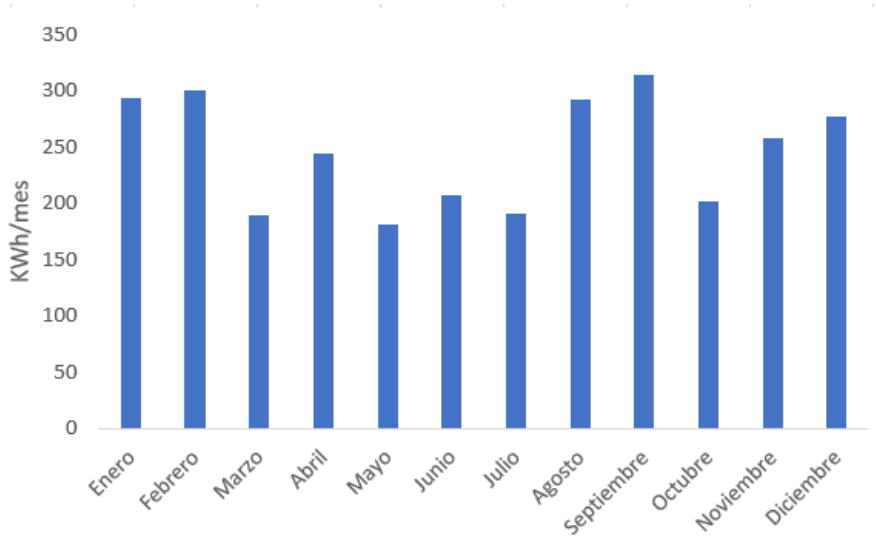


Figura 14 Carga eléctrica mensual, vivienda rural Molino de Yera

3.4 Estudio de Vida útil, costes de capital, sustitución y O&M

Como se ha comentado en apartados anteriores, el programa HOMER Pro requiere información de todos los componentes que se incluyen en la instalación.

Por tanto, es necesario definir los costes de capital inicial, reemplazo o sustitución, así como los costes de mantenimiento y uso de todos los componentes del sistema.

Para determinar el precio de capital inicial de cada equipo se ha utilizado una media en función del rango de precios reportados por diferentes organismos internacionales.
Se ha optado por considerar los valores medios de estos rangos como precio de capital para cada componente donde además de precio del equipo o componente también se incluyen gastos adicionales correspondientes al montaje.

Una vez definido el precio de capital de cada componente, es necesario definir el precio de sustitución, por tanto, se debe de analizar si al finalizar la vida útil del componente es preciso cambiar el equipo completo o solo parte de él.
En la Tabla 3, se puede observar los valores de capital, sustitución, O&M y vida útil para cada componente utilizado en las simulaciones (Maestre, Ortiz, and Ortiz 2021).

Tabla 3 Vida útil, Costes de Capital, Remplazo y O&M por componente [(Maestre et al. 2021)]

COMPONENTE	Capital	Reemplazo	O&M	Vida Útil
PV($/kW)	650($/kW)	500($/kW)	10($/kg año)	25 años
FC($/kW)	2800($/kW)	1500($/kW)	0,03($/kg año)	50000h
Electrolizador ($/kW)	1450($/kW)	1000($/kW)	50$/año	25 años
Baterías	700$	700 $	0 ($/kg año)	-
HT	850($/kg)	850 ($/kg)	20($/kg año)	25 años

3.5 Recursos climatológicos Vega de Pas

El Molino de Yera se encuentra en Vega de Pas (Cantabria) zona norte de España rodeada de terreno montañoso. Presenta una longitud: 3°4,4" W y una latitud: 43°8,9"N. El software HOMER está vinculado con bases de datos de la NASA para la obtención de los recursos climatológicos de una determinada localización.

Los datos de radiación solar del pueblo de la Vega de Pas utilizados para el estudio del sistema fotovoltaico son los mostrados en la Figura 15.

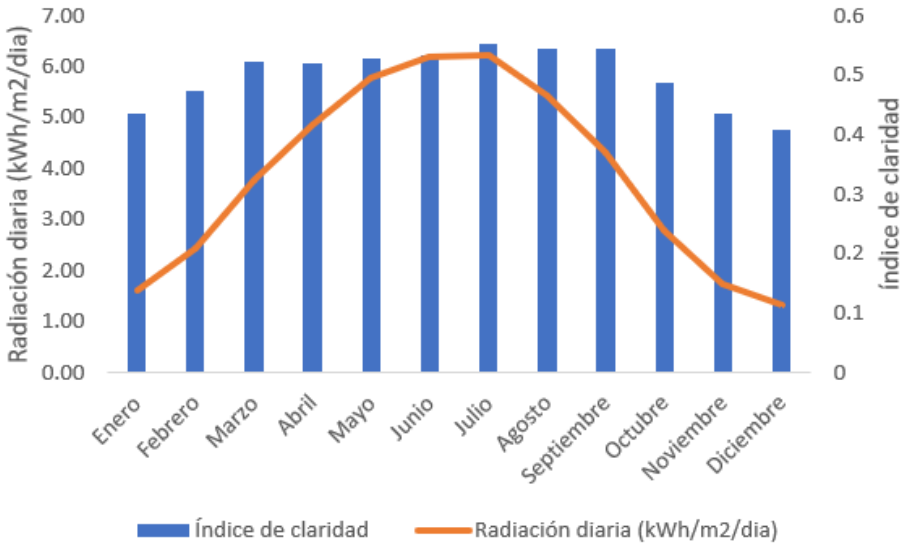


Figura 15. Datos Solares mensuales en Molino de Yera, Índice de claridad y Radiación Diaria

El índice de claridad (por sus siglas en ingles “Clearness Index”) es una medida de la claridad de la atmosfera. Es la fracción de la radiación solar que se transmite a través de la atmosfera para incidir en la superficie de la tierra. Está comprendido entre 0-1, y éste tiene un valor alto en condiciones de claridad y sol, y un valor bajo en condiciones de nubosidad.
El otro término que es la radiación solar diaria en kWh/m^2 /día con una media anual de 3,87 kWh/m^2 /día.
Igualmente, los datos de velocidad de viento empleados para el estudio s con instalación eólica son los mostrados en la Figura 16. La media de la velocidad del viento en la ubicación es de 5,61 m/s.

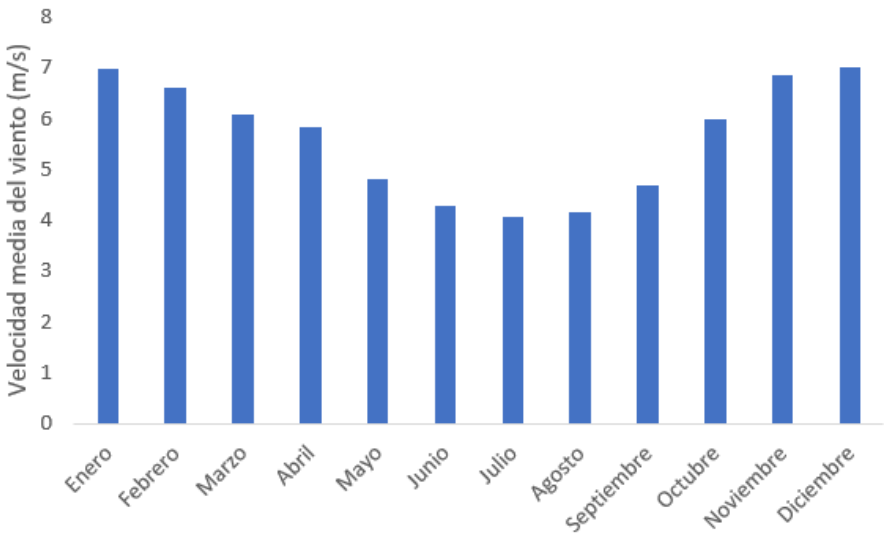


Figura 16. Datos mensuales de la velocidad del viento en m/s en Molino de Yera

3.6 Casos de Estudio

A continuación, se van a indicar las simulaciones que se van a llevar a cabo en el proyecto y así poder determinar cuál es la configuración óptima para la casa rural de Molino de Yera ubicada en la Vega de Pas. Siendo los escenarios planteados los siguientes

- Sistema conectado a la red eléctrica
- Sistema hibrido que combina energía fotovoltaica y la tecnología del hidrógeno y se encuentra conectado a la red (SH+RED)
- Sistema híbrido PV/Hidrógeno (SH)

Para los dos últimos escenarios también se estudia la orientación de los paneles solares. Además, otros aspectos a analizar una vez obtenido los resultados, son las emisiones de gases contaminantes. debido a que se trata de un proyecto que estudia la optimización de una instalación eléctrica con la incorporación de energías renovables o limpias, con la finalidad de disminuir considerablemente las emisiones, además de ser viables económicamente.

Los escenarios que se van a estudiar en el proyecto son los siguientes:

- **RED ELÉCTRICA➔** Para empezar se va a simular la demanda energética cuando el sistema esta únicamente conectado a la red (Figura 17) con un precio medio de compra de energía de la red en España de 0,295 $/kWh (Redeia, 2023).

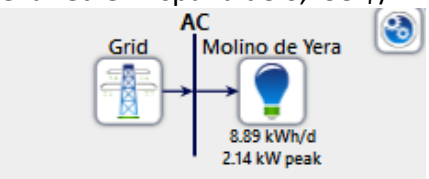


Figura 17. Simulación sistema con sólo conexión a red (RED) carga eléctrica

- **(RED+SH) PV/FC/HT/Electrolizador/Baterías/Inversor/red**

A continuación, se plantea un sistema híbrido el cual aúna la tecnología del hidrógeno y a su vez se mantiene conectado a la red eléctrica (RED+SH), siendo el sistema que se observa a continuación en la Figura 18 (PV-Paneles Fotovoltaicos/FC-Pila de combustible/HT-Tanque de hidrógeno/Electrolizador/Baterías/Inversor/red).

En este caso, se plantean dos posibles orientaciones a la hora de instalar los paneles fotovoltaicos; todo ello debido al espacio disponible en los diferentes aleros que presenta la vivienda, una opción es instalar paneles orientación sur, los cuáles captan mayor radiación solar y la otra es instalar paneles con orientación este y oeste los cuáles capten cada uno la parte correspondiente a las horas de luz, siendo el esquema a seguir de las dos opciones el que se observa a continuación.

Por otro lado, existe la posibilidad futura de colocar los paneles solares en el jardín, si el escenario escogido una vez analizada la viabilidad tecno-económica del proyecto, y no existe el suficiente espacio en los aleros del tejado, especialmente para el caso de la orientación sur, ya que es el más favorable y el espacio disponible es reducido.

a) b)

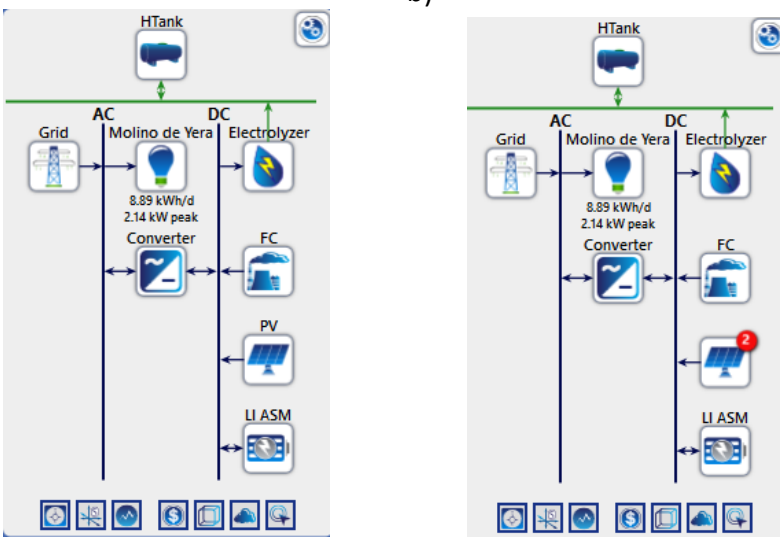


Figura 18. Simulación RED+SH carga eléctrica. a)Escenario RED+SH orientación Sur; b)Escenario RED+SH Orientación Este/Oeste

El precio de compra de la energía para la red eléctrica es el mismo que el empleado en el escenario anterior 0,295 $/kWh (España - Precios de la electricidad de los hogares, 2023).

- **SISTEMA HÍBRIDO AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA**

Finalmente se plantea la opción de un sistema basado únicamente en las fuentes de energías renovables y utilizando la tecnología del hidrogeno, el sistema está constituido por PV/FC/HT/Electrolizador/Baterías/Inversor, su funcionamiento se basa en captar la luz solar gracias a paneles fotovoltaicos para así garantizar el suministro eléctrico, almacenando el excedente en baterías y en hidrógeno generado en un electrolizador y almacenado en un depósito para cubrir los momentos de desabastecimiento con la ayuda de una pila de combustible y las propias baterías en los momentos que no exista la radiación solar.
Para este escenario al igual que en el caso anterior se van a analizar la configuración de las dos orientaciones posibles en la instalación de las placas fotovoltaicas, Figura 19.

a) b)

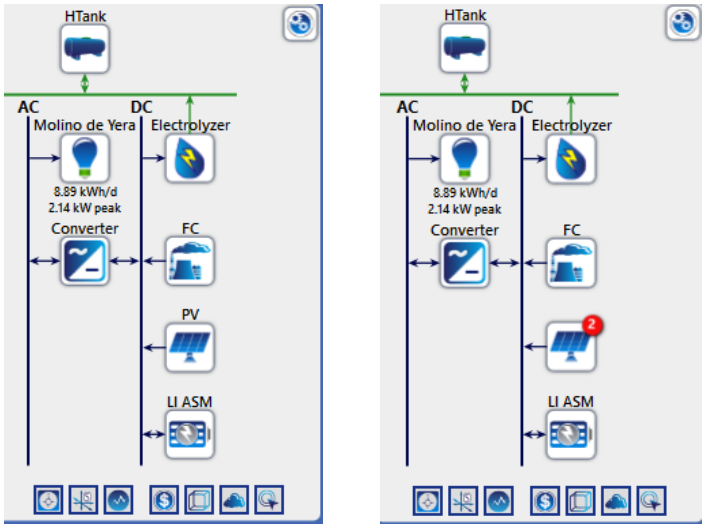


Figura 19. Simulación sistema híbrido aislado de la red (SH) carga eléctrica a)Escenario RED+SH orientación Sur; b)Escenario RED+SH Orientación Este/Oeste

Se debe de tener en cuenta que el excedente de energía que se genera, en los casos en los que se emplea un sistema híbrido se puede vender, siendo su precio de venta variable, conociéndose como término “pool”, en nuestro caso el precio de venta se estipula con las empresas a las que se les vende el excedente.
Para las simulaciones se ha considerado un precio de venta de la energía fijo de un tercio del valor de compra 0,0983 $/kWh.

3.5 Ayuda implantación de energías renovables

Para llevar a cabo la implantación de sistemas basados en fuentes renovables el estado ha aprobado diversas ayudas que se mencionan a continuación:
La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) aprobó en el BOE del miércoles 30 de junio de 2021, recoge las subvenciones para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable (Decreto, 2021).

Los programas de incentivos incluidos en el RD 477/2021 se dividen de la siguiente forma y se describen en la Tabla 5:

Tabla 4. Definición de los programas de ayuda definidos en el RD 477/2021

Programa 1:	**Autoconsumo renovable en el sector servicios**	• **Autoconsumo: 100 M€.** • **Almacenamiento: 20 M€**
Programa 2:	**Autoconsumo** renovable en **otros sectores**	• Autoconsumo: 150 M€. • Almacenamiento: 25 M
Programa 3:	**Incorporación de almacenamiento** en instalaciones de autoconsumo renovable **existentes** en el **sector servicios y otros sectores**	• Cuantía: 45 M€
Programa 4:	**Autoconsumo** renovable en el sector **residencial**, las **administraciones públicas** (en adelante, AAPP) y el **tercer sector**	• Autoconsumo: 200 M€ • Almacenamiento: 15 M€
Programa 5:	**Incorporación de almacenamiento** en instalaciones de autoconsumo renovable **existentes** en el sector **residencial, las administraciones públicas y el tercer sector**.	• Cuantía: 5 M€
Programa 6:	Instalaciones **renovables térmicas** en el **sector residencial**	• Cuantía: 100 M€.

Teniendo todos ellos vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023

Para llevar a cabo nuestro proyecto se debe tener en cuenta la ayuda del Programa 4: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento'.
Este programa incluye ayudas a instalaciones fotovoltaicas, ayudas para la instalación de módulos fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento (baterías ion-litio) así como ayudas adicionales por reto demográfico en aquellos municipios cuya población no supere los 5000 habitantes.

Para poder acceder a las ayudas del programa 4 se deben cumplir ciertos criterios:

- Se debe justificar el cómputo anual de la energía eléctrica consumida en la instalación de autoconsumo objeto de ayuda siendo esta igual o superior al 80% de la energía anual generada en casos de conexión a la red.

- Si existe un sistema de almacenamiento se debe de tener en cuenta que éste no supere una ratio de capacidad instalada de almacenamiento frente a potencia de generación de 2 kWh/kW.
- Se debe justificar que el sistema de almacenamiento no está conectado directamente en la red, sino que se encuentra conectado en los sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables (fotovoltaico).

En el anexo 2 se especifican todos los destinatarios que pueden solicitar dicha ayuda, así como las especificaciones necesarias para el cálculo de la potencia instalada y las ayudas establecidas en función de esta.

4. RESULTADOS

En este apartado se van a plantear los escenarios de las simulaciones que se presentan en el trabajo y los resultados obtenidos para cada uno.

En primer lugar, se van a comparar las dimensiones, términos energéticos y económicos para cada escenario y orientación en la simulación considerando únicamente la carga eléctrica.

En el ANEXO I: Se muestra el procedimiento a seguir para la utilización del software y los parámetros que se han ido modificando para lograr la mejor optimización del sistema posible.

4.1 Análisis de la carga eléctrica

➢ **Carga eléctrica**: Simulando los sistemas únicamente con carga eléctrica, en primer lugar, se realiza una comparación en las dimensiones de los componentes.

En la Tabla 5, se muestran las dimensiones de cada componente en cada escenario, observándose una gran diferencia en los componentes necesarios para un sistema totalmente renovable basado en la tecnología del hidrógeno y un sistema conectado a la red eléctrica, siendo los valores de potencia mucho más elevados en este segundo escenario.

También es importante remarcar la ausencia de las baterías en el escenario RED+SH, ya que estas no viables en una instalación conectada a la red. Finalmente se ha comprobado que la cadena de hidrogeno solo se encuentra presente en el escenario 3, ya que para el caso del escenario 2, que también de forma inicial la intención era incluir en el estudio la cadena de hidrogeno se eliminó debido al elevado precio de los equipos, aunque se espera que en un plazo corto de tiempo estos precios se vayan reduciendo de forma considerable.

Tabla 5. Comparativas capacidades por componentes entre RED, RED+SH y SH (Carga eléctrica)

COMPARACIÓN DIMENSIONES	**Orientación sur (0ºC)**	**Orientación Este y Oeste (90ºC/-90ºC)**
S1 (Red)	Toda la energía del sistema 1, se consume directamente de la red eléctrica	

S2 (SH+RED)	PV (kW)	25	PV(Este) 9 PV(Oeste) 9
	Convertidor (kW)	12	6,87
S3(SH)	PV (kW)	13,4	PV(Este) 5,84 PV(Oeste)14,6
	FC(kW)	1	1
	Electrolizador (kW)	5	5
	HT (kg)	3	6
	Batería(kWh)	3	3
	Convertidor (kW)	2,06	1,96

Si analizamos los resultados, comparando ambos escenarios se observa que el número de paneles en el escenario 2 (SH+RED), es mayor que en el escenario 3 (SH), esto se debe a que, para la optimización del sistema, en este escenario 2 se genera más vendiendo a la red, mientras que el escenario 3 genera la energía necesaria para abastecer a la vivienda y una pequeña cantidad de excedente energético; en los próximos apartados se analiza más en detalle este resultado.
En relación con las dimensiones del convertidor la diferencia obtenida se debe a que para el escenario 3 (SH), el programa considera que todos los equipos se encuentran conectados en la parte de corriente continua (DC), y por tanto solo es necesario transformar la energía necesaria para abastecer a la vivienda, por lo cual el tamaño óptimo del convertidor es proporcional a la demanda de la vivienda.

Mientras que en el escenario 2 que aúna (SH+RED), los convertidores necesarios deben tener mayor potencia, ya que se exporta gran parte de la energía generada a la red, y por tanto las dimensiones del convertidor son mayores.

4.2.1 Análisis del suministro eléctrico de la vivienda para los diferentes escenarios estudiados

Una vez analizado el sistema híbrido que combina la energía de red y el sistema de hidrogeno se ha comprobado que hoy en día, con los precios de los equipos (Tabla 3) no es rentable emplear un electrolizador, batería y pila de combustible como forma de almacenar el excedente de energía generado y poder ser utilizado en los momentos que otras fuentes renovables como en este caso la energía solar no sean capaz de suministrar la energía necesaria a la vivienda.

Por lo tanto, en los escenarios planteados en el sistema 2 que estudian la posibilidad de una vivienda que utiliza la energía solar producida por los paneles solares durante las horas de irradiación y se mantiene conectada a la red para abastecer a la vivienda en los momentos que los paneles no se encuentren funcionando como podemos observar en las siguientes figuras 20 y 21.

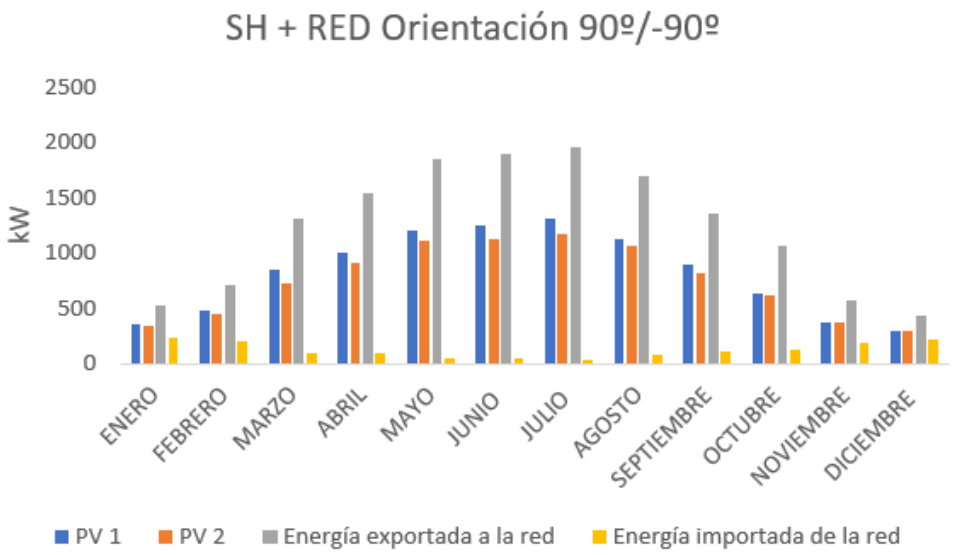


Figura 20.Sistema de energía hibrido SH + Red Orientación 90ºC/-90ºC

En la Figura 20, se plantea el abastecimiento de la vivienda para cada uno de los meses del año, observándose un sistema híbrido, el cual combina el uso de paneles solares con la energía red, siendo el funcionamiento de los paneles solares (PV 1 y PV2) mayor en todos los meses, que el uso de la energía de red. Por tanto, se puede afirmar que el abastecimiento energético a la vivienda durante las horas de irradiación solar se basa en la utilización de los paneles, teniendo que apoyarse en la energía de red en la noche o momentos de baja intensidad de irradiación; por otro lado, también es destacable que existe un gran porcentaje de energía sobrante que se vende a la red, generada por los paneles solares, pero debido a que el suministro a la vivienda ya está cubierto este excedente energético se vende a la red pudiendo así conseguir un beneficio económico, como se explicó anteriormente en la metodología.

Finalmente, con este análisis también se afirma que el gasto energético durante los meses de verano es mayor, justificándose esto por la ocupación de la vivienda rural ya que durante la temporada alta la demanda de esta es mayor.
A continuación, se muestra la figura 21, la cual corresponde con el escenario 2, siendo la misma casuística que el caso anterior, pero con la orientación de paneles solares únicamente en la dirección de 0ºC, correspondientes con el sur por lo que a diferencia del caso anterior solo son necesarios paneles en esa dirección, ya que son capaces de captar las horas de mejor irradiación solar.

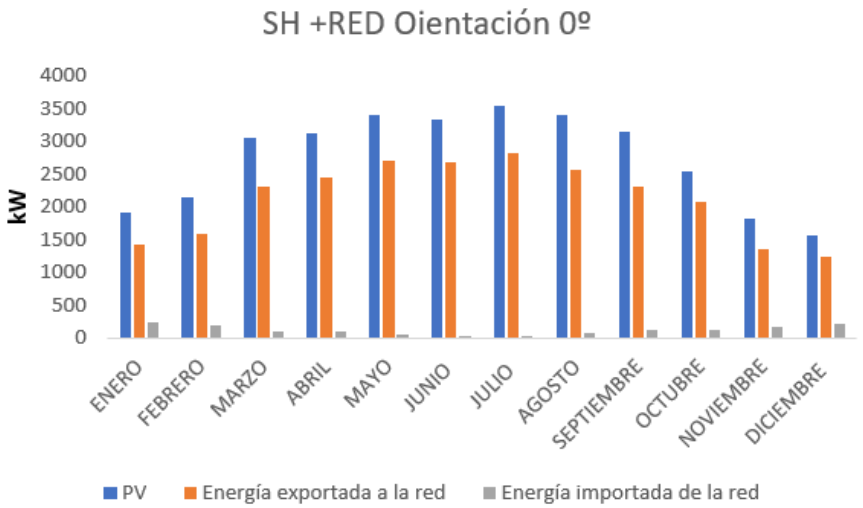


Figura 21. Sistema de energía hibrido SH + Red Orientación 0ºC

Al igual que lo explicado previamente, el abastecimiento de casa en todos los meses se produce en mayor medida con el uso de los paneles solares y utilizando en menor medida la energía de red, en este caso también generarse excedente energético renovable, que se vende a la red.

Otro aspecto por destacar es la comparación de la energía sobrante generada que se vende a la red en este caso es menor, debido esto a que solo hay paneles en la orientación sur.

Seguido de esto se va a estudiar los escenarios que se basan en el abastecimiento único de las energías renovables, Figuras 22 y 23, utilizando para ello un sistema híbrido con tecnología PEMFC de pila de hidrógeno, que permite almacenar el excedente energético y así ser utilizado en aquellos momentos que las placas fotovoltaicas no puedan abastecer a la vivienda.

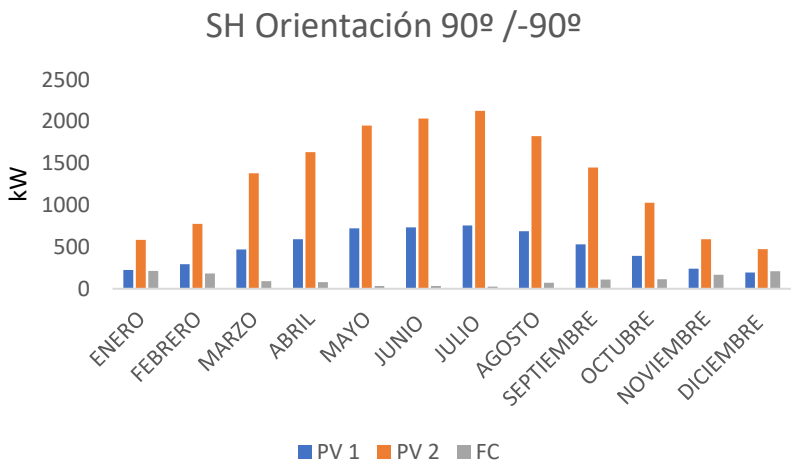


Figura 22. Sistema de energía renovable basado en la tecnología del hidrogeno (Orientación 90ºC/-90ºC)

En la Figura 22 se representa el escenario 3, un sistema híbrido basado en las renovables el cual utiliza paneles fotovoltaicos y una pila de combustible para convertir el hidrógeno almacenado en electricidad, ya que el excedente generado se almacena en tanques de

hidrógeno para posteriormente convertirlo y poder cubrir la demanda de la vivienda en las horas de desabastecimiento , este caso se plantea la posibilidad de localizar dos tipos de paneles fotovoltaicos, uno en la orientación este y otros en la orientación oeste, para captar la mayor cantidad de irradiación solar posible.

Si realizamos un análisis de la vivienda teniendo en cuenta la contribución de cada elemento por el que está compuesto nuestro sistema, podemos comprobar la mayor parte de energía para abastecer a la vivienda se utiliza directamente de la energía generada por los paneles y de forma minoritaria emplea la tecnología de la pila de combustible (FC), especialmente esto ocurre en los meses de invierno que corresponde a la temporada que la irradiación solar es menos abundante y de menor intensidad, unido a que esos meses coinciden también con una temporada donde el gasto energético suele ser mayor, debido a la bajada de la temperatura.
En la Figura 23, se representa el escenario 3, basado también únicamente en las energías renovables, siendo la diferencia con el anterior, la localización de los paneles solares, ya que, en este caso, su instalación es en la orientación sur, siendo esta la más idónea para dirigir los paneles solares (ángulo azimutal de 180 º,El ángulo de acimut es la dirección de la brújula con el Norte = 0 ° y Sur = 180 °).
Orientando los módulos en esta dirección, la instalación de módulos fotovoltaicos recibirá la máxima irradiación solar posible durante el día y, por tanto, el rendimiento del sistema será óptimo.

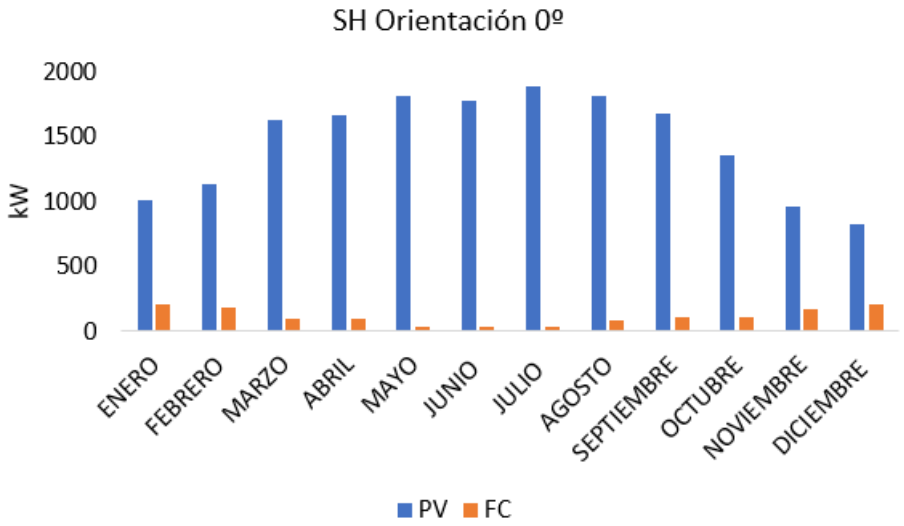


Figura 23. Sistema de energía renovable basado en la tecnología del hidrogeno (Orientación 0ºC)

Al igual que en el caso anterior se puede comprobar como en relación con el consumo total de la vivienda, casi en su totalidad la energía utilizada se produce directamente en los paneles solares, apoyándose en la pila de combustible para garantizar el abastecimiento de la vivienda. Finalmente se va a realizar una comparativa general de todos los escenarios analizados (Figura 24):

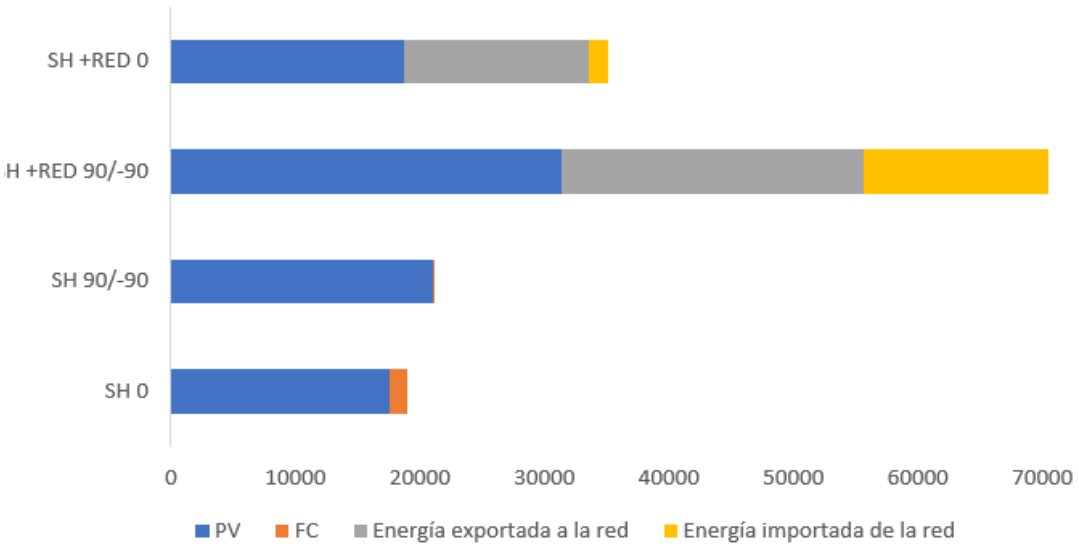


Figura 24 .Comparativa de los escenarios planteados

Los escenarios analizados en la Figura 24 son los siguientes:

- **SH +RED (0)** →Sistema híbrido que combina la tecnología del hidrógeno y la red con orientación Sur de los paneles solares
- **SH +RED (90/-90)** →Sistema híbrido que combina la tecnología del hidrógeno y la red con orientación Este y Oeste de los paneles solares
- **SH (0)** → Sistema de hidrógeno con orientación Sur de los paneles solares
- **SH (90/-90)** → Sistema de hidrógeno con orientación Este y Oeste de los paneles solares.

Se puede observar que existen notables diferencias, entre los sistemas que están conectados a la red y los que no. Los dos primeros escenarios que se plantean en la Figura 24, son sistemas que combinan (RED+SH) , y hemos comprobado que la vivienda genera grandes cantidades de energía renovable con los paneles fotovoltaicos, que durante las horas de luz suministran de forma directa a la vivienda , utilizando el excedente energético generado para venderlo a la red a un precio de un tercio de venta (grid sales), ya que no se puede almacenar, pero en las horas que los paneles solares no están en funcionamiento, el sistema se tiene que apoyar en la red eléctrica (grid purchase), comprando por tanto la energía.

Si comparamos estos escenarios entre sí, se observa que el sistema que tiene paneles en orientación Este/Oeste genera más energía renovable, siendo esto razonable ya que existen el doble de paneles, pudiendo captar más horas de luz solar entre ambas direcciones.

Por otro lado, los escenarios SH, utilizan de forma predominante toda la energía que es generada directamente por los paneles fotovoltaicos para suministrar a la vivienda almacenando su excedente en la pila de combustible (FC) y así conseguir el completo autoabastecimiento de la vivienda y optimizando al máximo el sistema.

Posteriormente, se van a comparar los excesos de energía (Figura 25) que se producen en los diferentes escenarios mostrándose a continuación, y así finalmente concluir que sistema es más viable en términos tanto energéticos, económicos, así como teniendo en cuenta la necesidad de reducir las emisiones efecto invernadero y el área para la instalación del sistema de paneles fotovoltaicos.

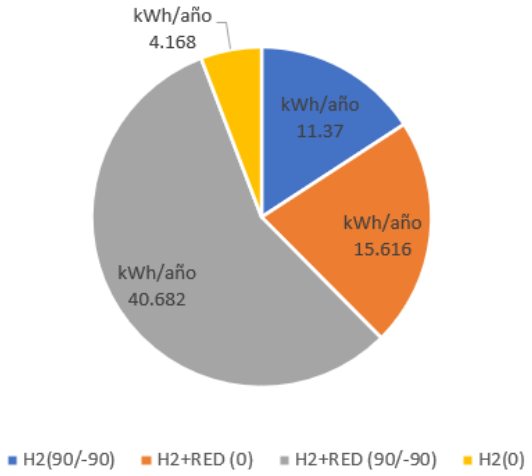


Figura 25. Excesos de energía generados en los diferentes escenarios

Se ha comprobado que los sistemas que mayor excedente energético generan son los correspondientes con el sistema de(SH+RED), ya que como se ha explicado en apartados anteriores, por motivos de optimización de HOMER, el estudio es más rentable si se vende el excedente generado a la red ,ya que en los sistemas que no se encuentran conectados a la red el excedente energético es almacenado para garantizar el completo abastecimiento a la vivienda.

Por otro lado, también se observa que el caso con orientación de paneles Este y Oeste se genera más excedente, esto es debido a que el número de paneles en dicho escenario es mayor, lo que a su vez permite la generación de mayor cantidad de energía.

4. 3Análisis comparativo de emisiones

Otro aspecto importante para determinar la instalación óptima es la emisión de gases contaminantes. En la Figura 26, se muestra la comparativa de las emisiones de los principales gases contaminantes para cada escenario, observándose que, para el escenario desconectado de la red, las emisiones son nulas y el SH +Red genera emisiones, pero notablemente menores que el caso que se utiliza únicamente la red eléctrica para el suministro eléctrico. Por tanto, es importante a la hora de seleccionar el escenario más adecuado tener en cuenta la emisión de gases efecto invernadero.

Analizando la Figura 26, se puede observar que el gas que mayor emisión produce para la carga eléctrica es dióxido de carbono y en especial para el escenario que únicamente está conectado a la red, también viéndose que la contaminación es mayor en la orientación sur debido a que solo lleva un panel solar, mientras que en la orientación Este y Oeste hay dos paneles solares, por lo que se genera mayor cantidad de energía renovable, siendo por tantos sus emisiones menores.

Por otro lado, una de las ventajas del sistema formado únicamente por paneles y la cadena hidrogeno no tiene emisiones asociada a su operación.

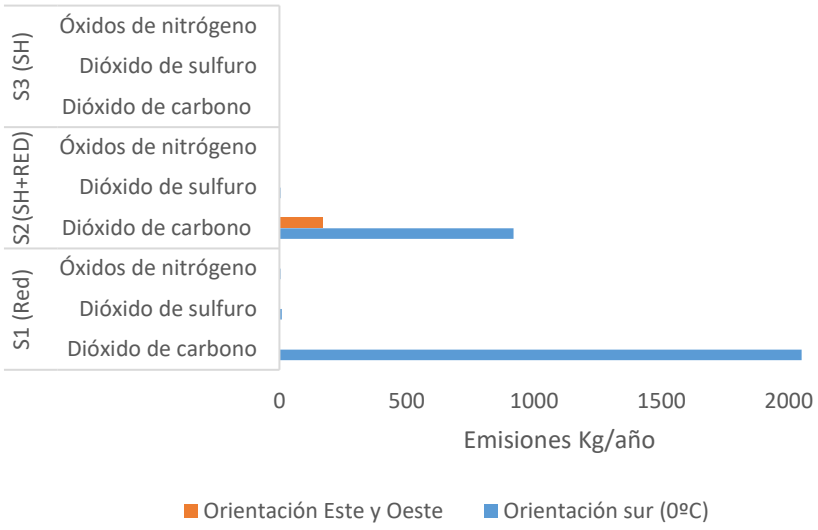


Figura 26 Comparativa emisiones entre RED, RED+SH, SH, para las dos orientaciones estudiadas.

4.4 Análisis de la comparativa económica

Finalmente, para determinar la viabilidad económica de la instalación se realiza una comparación de los parámetros económicos NPC, LCOE y OPEX, proporcionados directamente por el software HOMER PRO y explicados anteriormente en el apartado de metodología, planteando el primer escenario el coste que hace referencia al autoconsumo energético de la vivienda sin tener en cuenta las ayudas y las ventas por excedente de energía (Tabla 7).

En segundo lugar, se plantea el coste de la instalación, teniendo en cuenta que los excesos de energía generados se venden a la red (Tarifa de compensación de excedentes energéticos) y finalmente teniendo en cuenta los excedentes y las subvenciones del estado a las instalaciones que apoyan a las energías renovables

Tabla 6. Comparativa económica entre RED, RED+SH y SH

COMPARACIÓN ECONÓMICA			
S1 (Red)	NPC ($)	12353,64	
	LCOE($/kWh)	0,295	
	OPEX($/año)	955,61	
		Orientación sur (0ºC)	**Orientación Este y Oeste**
S2(SH+RED)	NPC ($)	4186,58	7215,59
	LCOE($/kWh)	0,0011	0,031
	OPEX($/año)	1584,98	718,93
S3 (SH)	NPC ($)	34640,07	43328,52
	LCOE($/kWh)	0,8263	1,03
	OPEX($/año)	759,06	881,15

Analizando los escenarios que se plantean en la Tabla 7, si lo relacionamos con la viabilidad económica de cada una de las alternativas se puede concluir que el escenario económicamente más viable es el que aúna el SH y RED con orientación sur (0ºC), siendo el NPC del mismo 4186,58$, incluyendo en este valor todos los costes de capital, sustitución, operación y mantenimiento, combustible, las penalizaciones por emisiones y los costes de compra de energía a la red, pero este no es óptimo para tratar de conseguir la descarbonización, ya que la mayor parte de energía utilizada proviene de la red, puesto que actualmente es más rentable.

En relación con la diferencia que existe entre los tres escenarios planteados se basa principalmente a que el primer escenario se trata del gasto de la casa si únicamente se encuentra conectado a la red eléctrica.

En el caso del escenario 2, el sistema se encuentra conectado a la red, pero a su vez está apoyado por la instalación de paneles fotovoltaicos, lo cual hace que una parte de la energía generada en el sistema sea renovable y además no tenga coste, es decir no se pague a la red. También es reseñable que el excedente generado se vende a la red a un tercio del precio de venta, como se explicó en apartados anteriores, lo que hace que se reduzca el coste de la inversión inicial de los equipos.

Finalmente, la diferencia, por la orientación se debe a que, en el caso de la orientación sur, se necesita menor cantidad de paneles fotovoltaicos ya que la irradiación se produce de forma directa. Sin embargo, en la orientación Este/Oeste, prácticamente se duplica el número de paneles, ya que cada orientación capta unas horas de luz, lo que hace que aumente el precio.

En el escenario 3, lo que se plantea es un sistema únicamente apoyado en las renovables con la utilización de PV y la cadena de hidrógeno, utilizando esta como método de almacenamiento del excedente y la capacidad de autoabastecer a la vivienda en las horas que no hay luz solar, todo esto hace que los costes de la inversión inicial sean notablemente elevados en comparación con las casuísticas anteriores, ya que se necesitan más equipos y además actualmente los equipos que mayor coste suponen para la instalación del sistema son el electrolizador, convertidor y las placas fotovoltaicas.

Al igual que en el escenario anterior, si se genera más excedente de lo que se necesita de reserva se vende a la red, y también el análisis de la orientación afecta de igual forma.

A continuación, se va a realizar un análisis teniendo en cuenta el excedente de energía generado en cada uno de los escenarios planteados, así como las ayudas establecidas en el RD 477/2021, por tanto, siendo el gasto de la inversión necesaria para llevar a cabo dicha propuesta la que se muestra en la tabla:

El importe de la ayuda con fondos europeos se calcula mediante dos módulos, en $/KW (Tabla A2) para el coste de la instalación fotovoltaica y en $/KWh (Tabla A1) para el coste

de las baterías. Se han modificado estos módulos de euros a dólares sobre las tablas mencionadas anteriores.

Se plantea a continuación los cálculos realizados para dos escenarios:

- **Beneficios económicos conseguidos con el excedente de energía generado**, se plantean los beneficios generados por el excedente energético que se genera por los sistemas (SH+RED), teniendo en cuenta que la duración del proyecto es de 25 años.

Tabla 7.Beneficios generados por los excesos de energía renovable producidos

	ORIENTACIÓN SUR (SH +RED)	ORIENTACIÓN ESTE/ OESTE (SH +RED)
NPC Total	4186,58	7215,59
Exceso electricidad ($)	15,616 kW/haño	40,682 kW/haño
Precio de venta ($/kWh)	0,098	0,098
Beneficio generado por el excedente energético ($)	629,98	790,98

Por lo que el resultado obtenido, restando el excedente según la tarifa de compensación económica para cada uno de los escenarios son los valores que se observan en la Tabla 8, viéndose la reducción que le va a suponer al usuario, para cada uno de los escenarios analizados.

Tabla 8 Resultados económicos incluyendo los beneficios generados por excedente energético

COMPARACIÓN ECONÓMICA			
S1 (Red)	NPC ($)	12353,64	
		Orientación sur (0ºC)	Orientación Este y Oeste
S2(SH+RED)	NPC ($)	4186,58	7215,59
	Venta Excesos de energía	629,98	790,98
	Nuevo (NPC)	3538,6	6428,61
S3 (SH)	NPC ($)	34640,07	43328,52

- **Beneficios económicos ayudas establecidas en el RD 477/2021,** para el escenario 3 (Orientación sur SH)

$$Importe\ ayuda\ baterías = 277\ \frac{\$}{kWh} \cdot 2{,}06\ kWh = 570{,}62\ \$$$

$$Importe\ ayuda\ instalación\ PV = 509\ \frac{\$}{kWh} \cdot 13{,}4\ kWh = 6820{,}6\ \$$$

$$Importe\ ayuda\ por\ reto\ demográfico = 45 \frac{\$}{kWh} \cdot 13{,}4\ kWh = 603\ \$$$

$$IMPORTE\ TOTAL\ AYUDAS = 7994{,}22\$$$

Por lo que, restando el importe de las dos ayudas al coste total de la inversión de la instalación completa:

$$Importe\ final\ de\ la\ instalación = 34640{,}07 - 7994{,}22\$ = 26645{,}85\ \$$$

Finalmente vamos a tener en cuenta las ayudas establecidas en el RD 477/2021 siendo el coste de final de la instalación de cada uno de los escenarios analizados el que se muestra en la tabla 10.

Tabla 9.Coste final de los diferentes escenarios teniendo en cuenta las ayudas y el excedente energético generado

COMPARACIÓN ECONÓMICA			
S1 (Red)	**NPC FINAL ($)**	**12353,64**	
	LCOE($/kWh)	0,295	
	OPEX($/año)	955,61	
		Orientación sur (0ºC)	**Orientación Este y Oeste**
S2(SH+RED)	NPC ($)	4186,58	7215,59
	LCOE($/kWh)	0,0011	0,031
	OPEX($/año)	1584,98	718,93
	Venta Excesos de energía	629,98	790,98
	Ayudas RD ($)	1273,5	1916,2
	NPC FINAL ($)	**2265,1**	**4508.41**
	LCOE($/kWh)	**0.39320737**	**0.423922548**
S3 (SH)	NPC ($)	34640,07	43328,52
	LCOE($/kWh)	0,8263	1,03
	OPEX($/año)	759,06	881,15
	Ayudas RD ($)	7994,22	12154,76
	NPC FINAL ($)	26645,85	**31173.76**
	LCOE($/kWh)	**0.244656465**	**0.356380387**

Finalmente se va a realizar un estudio de los costes de cada uno de los equipos de forma individualizada.
En la siguiente Figura 27, se muestra una comparativa para todos los equipos de forma individualizada que intervienen en las diferentes casuísticas analizadas, siendo los paneles fotovoltaicos, los que mayores gastos suponen.

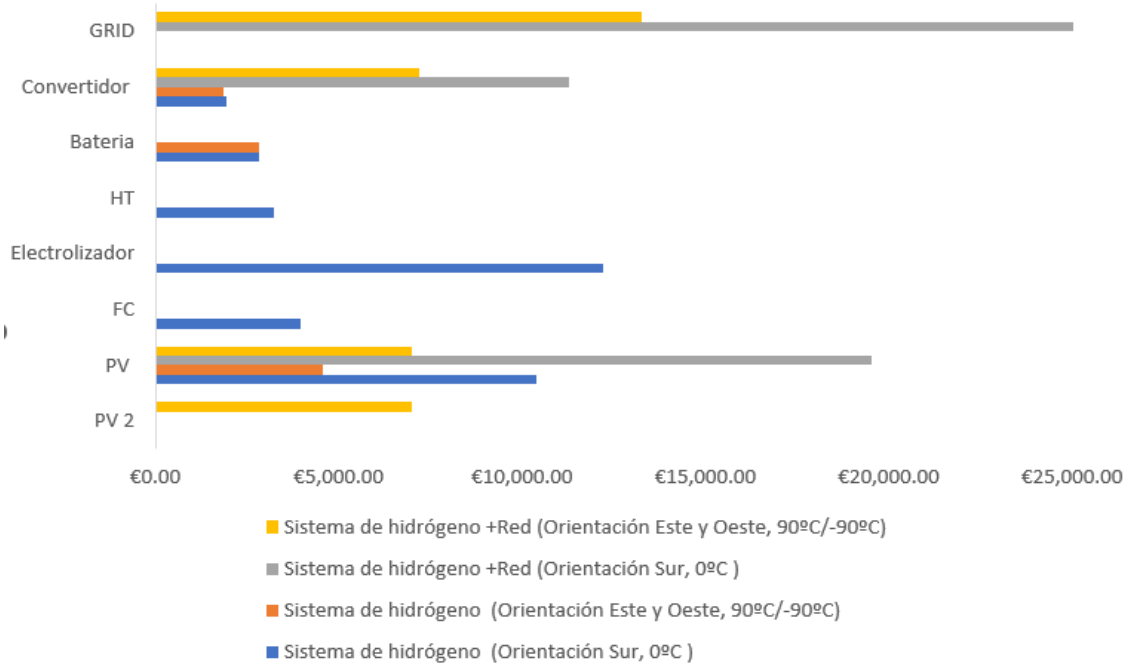


Figura 27. Ejemplo de coste de los equipos para el SH con orientación sur

Pudiendo analizar, que el gasto es notablemente mayor para el escenario 3, basado en el sistema de hidrógeno ya que cuenta con mayor número de equipos y su precio es elevado, como se comentó anteriormente.

4.5 Selección de los Paneles fotovoltaicos

Una vez realizado un estudio general de los diferentes escenarios planteados, se va a realizar un análisis más exhaustivo de los que se basan únicamente en las energías renovables.
Para ello se va a realizar un análisis de los diferentes paneles fotovoltaicos que existen actualmente en el mercado comparando factores como la eficiencia, el tipo de celda y la capacidad de cada uno de ellos; a continuación, se van a explicar más detenidamente todos estos aspectos y en el Anexo A3, se va a profundizar con más detalles.

Eficiencia de los paneles solares

La eficiencia de los paneles solares es una medida de la cantidad de luz solar (irradiación) que incide sobre la superficie de un panel solar y se convierte en electricidad. Gracias a los numerosos avances de la tecnología fotovoltaica en los últimos años, la eficiencia media de conversión de los paneles ha pasado del 15% a bastante más del 21%. Este gran salto en la eficiencia ha hecho que la potencia nominal de un panel de tamaño estándar haya pasado de 250W a más de 400W (Svarc, 2023).
La eficiencia de los paneles solares viene determinada por dos factores principales: la eficiencia de la célula fotovoltaica (FV), basada en el diseño de la célula y el tipo de silicio, y la eficiencia total del panel, basada en la disposición de la célula, la configuración y el tamaño del panel. Aumentar el tamaño del panel también puede aumentar la eficiencia, ya que se crea una mayor superficie para captar la luz solar. Los paneles solares más potentes alcanzan ahora potencias de hasta 700 W.

Para calcular el número de paneles fotovoltaicos que vamos a necesitar para cubrir la demanda energética de nuestra vivienda, hemos seleccionado después del análisis comentado anteriormente un panel fotovoltaico cuyas especificaciones se encuentran en el anexo 2.
Se ha escogido el modelo MAXEON 6 Panel solar de Sun Power (Solar technologies)

Tabla 10 Características técnicas generador solar

Potencia máxima de salida	475 W
Voltaje de máxima salida	43.9 V
Intensidad a máxima potencia	10.82 A
Voltaje en circuito abierto	52.6 V
Intensidad en cortocircuito	11.57 A
Eficiencia del módulo	22.3 %
Tipo de célula	72 Maxeon Gen 6 monocristalino
Dimensiones	2047x1039x35 mm
Peso	22.7 kg

Para calcular el número de placas que se van a necesitar en nuestro sistema se emplea la siguiente expresión, se plantea el proceso para el caso del escenario de orientación sur, que se abastece únicamente de la fuente renovable (paneles fotovoltaicos), en la tabla 9 aparecen los datos para el resto de los escenarios analizados.

$$Número\ de\ paneles\ FV = \frac{Potencia\ total}{Potencia\ por\ panel}$$

Por lo que para el caso de Molino de Yera con orientación sur,

$$Número\ de\ paneles = \frac{13{,}4\ Kw}{0{,}439\ Kw} = 30{,}52$$

Posteriormente, para calcular el espacio que ocupan las placas a instalar se multiplica el nº de placas necesarias por el área de cada placa:

$$Área\ de\ cada\ placa = 2047\ mm \cdot 1039\ mm = 2.126{,}833 mm^2 = 2{,}127\ m^2$$

$$Espacio\ necesario = 31\ placas \cdot 2{,}127\ m^2 = 65{,}93\ m^2$$

Tabla 11.Relación del número de paneles a instalar en relación con la Potencia y el Espacio

	POTENCIA	N.º Paneles	Espacio Necesario	
SH + RED ***Orientación Sur***	PV :25 W	56,94	121,127 m^2	
SH + RED ***Orientación Este/Oeste***	PV 1: 9W	20,50	43,61 m^2	✓
	PV 2:9W	20,50	43,61 m^2	
SH ***Orientación Sur***	13,4	30,52	65,93 m^2	

SH ***Orientación Este/Oeste***	PV:14,6 W	13,3	28,29 m2	✓
	PV:5,84 W	33,26	70,74 m2	

El espacio que tenemos disponible en nuestra vivienda del Molino de Yera es de:

- Orientación sur :13,34 m^2
- Orientación Este :84,23 m^2
- Orientación Oeste:30,95 m^2

Por lo que los escenarios válidos para satisfacer las necesidades de la vivienda son aquellos que combinan la orientación Este y Oeste, ya que el espacio en la zona sur es muy escaso. En el anexo 4 se observan las fotografías del terreno y las medidas correspondientes a las diferentes orientaciones.

Una vez finalizado el estudio, en relación con la potencia que necesita la vivienda para garantizar el suministro eléctrico y el espacio disponible en los aleros del tejado de esta se concluye que el escenario de orientación sur no es viable ya que no existe espacio suficiente para instalar el número de paneles necesarios, a no ser que se realice un estudio para la instalación de estos en el jardín en lugar de en el alero del tejado.

En el caso de los escenarios que se estudia la orientación este y oeste en ambos casos el sistema es factible, ya que existe espacio suficiente para su instalación, si se tienen en cuenta los factores económicos resulta más viable el sistema hibrido conectado a la red, sin embargo si también se tienen en cuenta otros factores, como son las emisiones de gases contaminantes , el sistema a seleccionar debe ser el sistema hibrido ya que sus emisiones contaminantes son nulas, además el apoyo a las energías renovables cada vez va a ganar más importancia con el fin de reducir la descarbonización energética y así frenar la gran problemática de los gases efecto invernadero.

5.CONCLUSIONES

Una vez concluido con el análisis, en este trabajo hemos podido comprobar que estamos aún lejos de poder lograr la sostenibilidad y autosuficiencia de un sistema que no se encuentre conectado a la red eléctrica, utilizando como fuente de energía primaria placas solares fotovoltaicas, encargadas de generar la electricidad que necesita la vivienda, y utilizar la cadena hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrogeno, conversor y pila de combustible)para su almacenamiento y utilización cuando la vivienda no tiene suministro solar.

Consiguiendo así un 100% de autoabastecimiento libre de la red, e incluso en algunas ocasiones se producen excedentes energéticos.
La energía fotovoltaica se combina con un electrolizador y de pila de hidrógeno para posibilitar el almacenamiento. Así, se puede usar energía limpia en los momentos en el que la intensidad solar no cubra la demanda energética de la vivienda.

Actualmente, todo este proceso se encuentra en fase de desarrollo, ya que como hemos observado en la parte de resultados, la reducción de los niveles contaminantes es muy significativa, pero su coste económico es muy elevado.

En el caso de los escenarios que combinan la tecnología del hidrogeno y están conectados a la red la inversión del proyecto tiene un coste bastante menor; su inversión es de 4 mil euros para la orientación sur y aproximadamente de unos 7 mil para la orientación Este/Oeste ya que al ser necesario instalar dos tipos de paneles y así captar la radiación solar de ambas orientaciones lo que implica que su coste se eleve notablemente.

Por otro lado, hemos observado que si se utiliza únicamente como forma de abastecimiento la instalación fotovoltaica junto con la cadena de hidrógeno el presupuesto se eleva a un coste de 34 mil para la instalación sur y 43 mil para la Este/Oeste.

Para todos los escenarios planteados hemos estudiado la reducción que suponen las ayudas establecidas según el RD el RD 477/2021 para la implantación de las energías renovables (paneles fotovoltaicos y baterías), pero su reducción al ser costes tan elevados no se hace prácticamente visible en la reducción final de la inversión, ya que el coste del electrolizador, tanque de hidrógeno, conversor y pila de combustible también son elevados.

Así como también se ha tenido en cuenta la venta del exceso de energía generado a la red eléctrica, planteándose la misma situación anterior, todos los ahorros y costes se encuentran desglosados en las tablas 7 y 8.

Otro aspecto a tener en cuenta en la realización de este proyecto es la problemática del espacio para la instalación de los paneles fotovoltaicos en los aleros de los tejados con orientación sur, ya que hemos observado que en los escenarios de orientación Este/Oeste, si existe espacio suficiente, pero al necesitar mayor número de paneles los costes de la inversión se duplican prácticamente.

Como proyecto futuro se plantea la posibilidad de colocar las placas en el jardín con orientación sur, ya que existe espacio suficiente y reduciría el presupuesto del proyecto.

Los aspectos claves que se han tenido en cuenta para la realización de este proyecto son los siguientes:

1. Dimensionamiento y optimización de los equipos
2. Análisis de la carga eléctrica del sistema (Relación de Uso y Producción)
3. Estudio económico relacionados con la inversión, coste de energía y mantenimiento/operación.
4. Análisis de las emisiones contaminantes, para conseguir la máxima penetración renovable del sistema posible, con el objetivo de disminuir u omitir las emisiones de gases.

Garantizando estos cuatro aspectos, se consigue una instalación optimizada, viable, fiable, económica y limpia. Si sólo considera alguno de estos factores por separado, puede que obtenga una instalación óptima en ese factor, pero tendrá carencias en los otros.

Por tanto, la opción que utiliza la cadena de hidrogeno es la que resulta más favorable para lograr frenar la descarbonización energética y reducir las emisiones contribuyendo a los objetivos marcados por el PNIEC a 2050, pero aún estamos lejos como se ha comentado anteriormente por su elevado coste de inversión.

Finalmente, no se debe dejar de apoyar la idea planteada inicialmente del uso del hidrogeno como vector energético, ya que reúne numerosas ventajas, sin embargo, el empleo de la completa descarbonización eléctrica en el ámbito de las viviendas está aún lejos de ponerse en práctica, pero se espera que en los próximos años se vayan reduciendo de forma significativa el coste de los sistemas, además está surgiendo un gran interés por parte de organismos internacionales para descarbonizar la producción de energía, por lo que cada vez se promueven más ayudas dedicadas al apoyo de las energías renovables.

Para concluir, en líneas futuras este proyecto se puede continuar y mejorar una vez se reduzcan los costes de los sistemas, así como estudiar la posibilidad de incorporar a la vivienda otro tipo de energías renovables como es la eólica.

Otra opción que existe es plantear el estudio es una vivienda que tenga mayor espacio en el alero de sus tejados con orientación sur, ya que esto simplifica considerable el estudio y reduce los costes, ya que no debemos olvidar la importancia de integrar las energías renovables.

6 NOMENCLATURA

- **IEA** - International Energy Agency
- **PNIEC** -Plan Nacional Integrado de energía y clima
- **PEMFC** – Proton-exchange membrane fuel cell (Celda de combustible)
- **HOMER** (Software) -Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources
- **PV** – Paneles fotovoltaicos
- **HT** – Tanque de hidrógeno
- **FC**-Pila de combustible
- **Converter** – Convertidor
- **AC** – Red corriente alterna
- **DC** – Red de corriente continua
- **Grid** – Energía de red
- **Grid sales** – Venta de energía en red
- **Grid Purchase** -Compra de energía en red
- **RHS** - Sistema de hidrogeno renovable
- **RES** - Fuentes de energía renovables
- **HES** - Hybrid energy systems
- **GD** - Generador diésel
- **ESS** - Sistema de almacenamiento de energía
- **NPC** - Coste actual Neto
- **LCOE** – Coste de nivelado de energía
- **OPEX** – Coste de operación
- **O&M** – Coste de sustitución y mantenimiento
- **Clearness Index** – índice de claridad
- **OMIE** - Operador del Mercado Ibérico de Energía
- **REE** – Red eléctrica de España
- **UNEF** – Unión Española fotovoltaica

7 REFERENCIAS

AIE. (2021). *Agencia Internacional de Energía (Intermitencia de ls energías renovables)*. https://energia.gob.es/REI/relaciones-energeticas-internacionales/organismos-internacionales/Paginas/agencia-internacional-energia.aspx[Fecha de consulta:21-12-2022]

Alejandra Minguillón, N. (2019). *Estudio energético y propuestas de mejora de las demandas energét*icas en edificación.Trabajo Fin de Máster de la Universidad de a Coruña. Escola Universitaria de Arquitectura Técnica

Amrani, L., & Chacartegui Ramírez, R. (2022). *Estudio y diseño de un sistema híbrido para producción de hidrógeno*. 129.Trabajo Fin de Máster de la Universidad de Sevilla

Badía, C. F. (2019). 2.4 Propiedades del Hidrógeno. *Tesis Doctoral, Química Orgánica, Universidad de Sevilla, España*, 73–81.

Bioenergy. (n.d.). *El hidrógeno, un vector energético*. 2022. Retrieved February 8, 2023, from https://geniabioenergy.com/hidrogeno-vector-energetico-con-multiples-ventajas/ [Fecha de consulta:20-12-2022]

Bitenc, N. (2020). *Proyecto Fin de Máster económica de un sistema renovable para el abastecimiento de una aplicación aislada en el cono sur de América*.

Centro Nacional del Hidrógeno. (n.d.). https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/ [Fecha de consulta:20-12-2022]

España. Real Decreto-ley 477/2021, de 29 de junio, *por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Boletín Oficial del Estado, 30 de septiembre de 2016, núm. 155, pp. 77938 a 77998. [Fecha de consulta:20-12-2022]

GoogleMaps.(2023).*MapaMolinodeYera*.https://www.google.es/maps/place/Molino+De+Yera/[Fecha de consulta:08-05-2023]

Homer-Energy. (n.d.). *Homer Energy*. [Fecha de consulta:21-12-2022]

HOMER-Pro. (2023). *HOMER: Software de desarrollo de energías renovables*. https://www.homerenergy.com/products/pro/modules/index.html[Fecha de consulta:21-12-2022]

Hydrogen. (2023). *El hidrógeno*. https://eshidrogeno.com/[Fecha de consulta:18-11-2022]

I. Dincer and C. Acar. (2022). Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 40*.

Maestre, V. M., Ortiz, A., & Ortiz, I. (2022). The role of hydrogen-based power systems in the energy transition of the residential sector. In *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* (Vol. 97, Issue 3, pp. 561–574). John Wiley and Sons Ltd.
Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2013). Boletín Oficial del Estado - RD 477/2021 de 29 de junio. *Boletín Oficial Del Estado*, *13249*, 101239–101266. https://www.boe.es/boe/dias/2021/06/30/pdfs/BOE-A-2021-10824.pdf [Fecha de consulta:08-05-2023]

Miteco. (2020). Hoja de Ruta Del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable "Hydrogen Roadmap: a commitment to renewable hydrogen." *Hydrogen Roadmap*, *1*, 70. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx [Fecha de consulta:06-03-2023]

MITECO.(2022).*Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050*. https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf [Fecha de consulta:20-12-2022]

Miteco, H.(2021). *Hoja de ruta de producción de hidrógeno*. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planesestrategias/hidrogeno/default.aspx [Fecha de consulta:20-12-2022]

Muñoz, D. M. (2017). *Tesina fin de máster en tecnología energética para el desarrollo sostenible. "*.Universidad Politécnica de Madrid 2016–2017.

Norouzi, N. (2022). Hydrogen production in the light of sustainability: A comparative study on the hydrogen production technologies using the sustainability index assessment method. *Nuclear Engineering and Technology*, *54*(4), 1288–1294.

Oscar Santiago Carretero. (2021). *Tecnologías para la producción de hidrógeno – Los colores del hidrógeno*. https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/[Fecha de consulta:16-05-2023]

PNIEC. (2021).*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima(PNIEC)*. [Fecha de consulta:20-12-2022]

Rad, M. A. V., Ghasempour, R., Rahdan, P., Mousavi, S., & Arastounia, M. (2020). Techno-economic analysis of a hybrid power system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, a case study in Iran. *Energy*, *190*, 116421.

Razmjoo, A., Gakenia Kaigutha, L., Vaziri Rad, M. A., Marzband, M., Davarpanah, A., & Denai, M. (2021). A Technical analysis investigating energy sustainability utilizing reliable renewable energy sources to reduce CO2 emissions in a high potential area. *Renewable Energy*, *164*, 46–57.

Statista. (2020). *Porcentaje de energía procedente de fuentes renovables sobre el consumo bruto final de energía en España de 2004-2020/STATISTA*. Statista. https://es.statista.com/estadisticas/498634/porcentaje-de-energia-procedente-de-fuentes-renovables-en-espana/ [Fecha de consulta:02-01-2023]

Svarc, J. (2023). *Clean Energy*. 2023. https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels[Fecha de consulta:20-03-2023]

Velazquez Vila, R. (2018). *Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro. 2.4 Propiedades del hidrógeno 2.4.1 Introducción*. www.unep.or.kr/energy/hydrogen/hyg_intro.htm.Trabajo Fin de Grado Velazquez Vila, R. (2018)Universidad de Sevilla. *Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro.2.4 Propiedades del hidrógeno 2.4.1 Introducción*. www.unep.or.kr/energy/hydrogen/hyg_intro.htm

Yera,M.de.(2023).*Molinodeyera(Escapadarural)*.https://www.escapadarural.com/casa-rural/cantabria/molino-de-yera[Fecha de consulta:06-05-2023]

8.ANEXOS

Anexo 1. Funcionamiento HOMER

En el ANEXO I: Se muestra el procedimiento a seguir para la utilización del software y los parámetros que se han ido modificando para lograr la mejor optimización del sistema posible.

- **Paso 1: Consideraciones iniciales**

  En primer lugar, se nombra el proyecto, se establece la tasa de descuento que consideremos apropiada, la tasa de inflación y el tiempo de ciclo de vida del proyecto. Como se muestra en el ejemplo de la Figura A1:

Discount rate (%)	**8**
Inflation rate(%)	2
Annual capacity shortage(%)	0
Project lifetime (years)	25

Figura A 1.Consideraciones iniciales de las variables de entrada

También, se estable la ubicación, en este caso se trata de una vivienda rural, ubicada en la Vega de Pas (Molino de Yera). A su vez se descargan las bases de datos que hacen referencia a los recursos solares, eólicos y de temperatura de la localización seleccionada, siendo estos datos de una predicción realizada por la NASA.
En la siguiente figura se muestra cómo se realizan los inputs del software comentados anteriormente

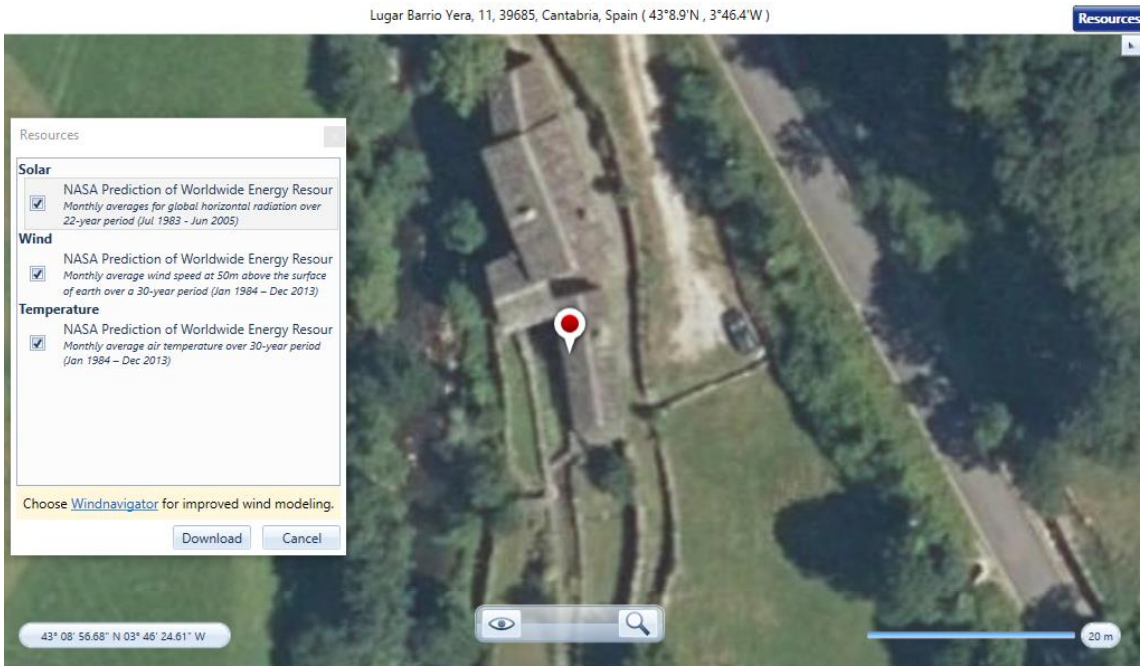


Figura A 2. Localización y descarga de los recursos climatológicos[(Homer-Energy, 2023)*]*

- **Paso 2: Añadir las cargas del sistema**

A continuación, se añaden las cargas al sistema, se añaden mediante los iconos de la parte superior de la interfaz, como se muestra en la Figura A3:

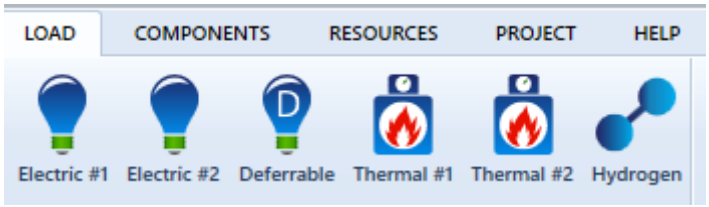


Figura A 3. tipos de carga del software HOMER Pro

Se selecciona la carga eléctrica y en ella se configura el perfil, seleccionando como mes pico enero, ya que es donde se van a producir mayores consumos debido a que son los meses que más disminuye la temperatura y por otro lado se selecciona el perfil de la vivienda residencial, ya que se trata de una casa de alquiler rural

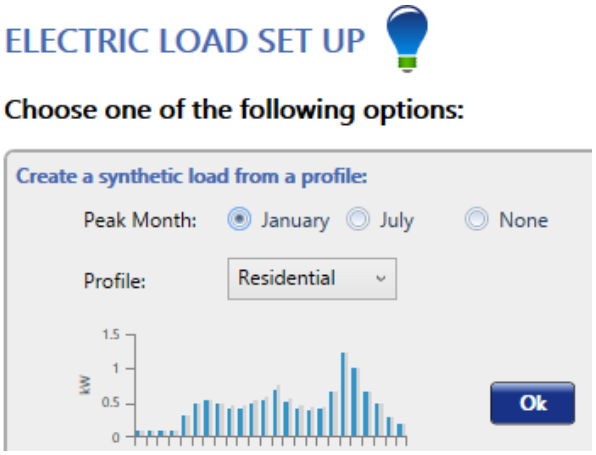


Figura A 4 Configuración del perfil de la carga eléctrica

Posteriormente se añaden, otros valores referidos a la carga eléctrica, como son la carga media diaria, cuyo valor es 8,89 kWh/día, así como se añade también la distribución de la carga, calculada con los valores de las facturas y los datos proporcionados por el software, para lograr la mayor precisión a la hora de analizar los consumos de la vivienda.

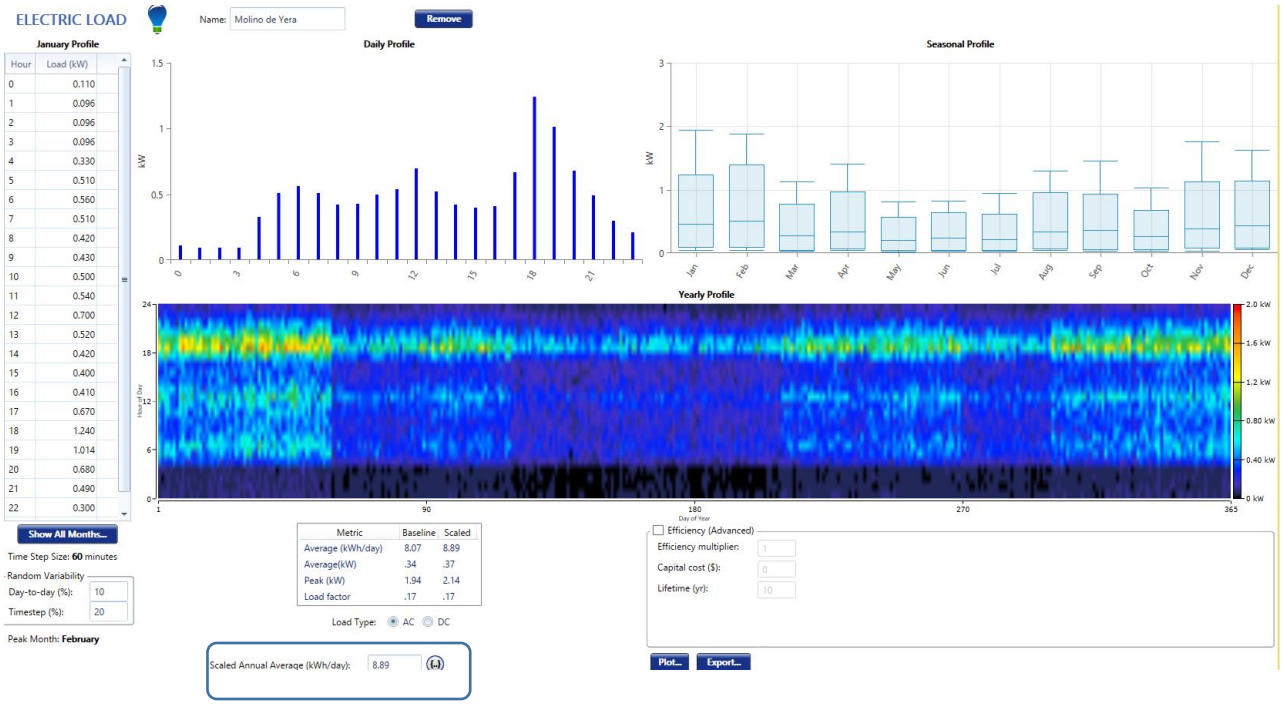


Figura A 5.Parámetros de Carga eléctrica Molino de Yera

Una vez añadida esta carga eléctrica para una simulación inicial, se pretende dimensionar el tamaño del electrolizador y del tanque de hidrógeno, así como conseguir los caudales generados y consumidos de hidrogeno por el electrolizador.

- **Paso 3: Añadir los componentes al sistema**

El siguiente paso, consiste en añadir los componentes del sistema para cada uno de los escenarios planteados, y establecer los parámetros característicos de cada uno de ellos como se muestra a continuación

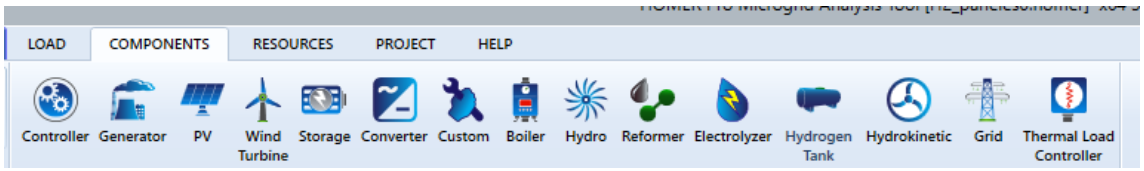


Figura A 6.Componentes del sistema

Siendo necesario establecer para todos los componentes, los precios de capital, el coste de sustitución y el coste de operación y mantenimiento, cuyos valores se observan en las tablas 2 y 3.

A continuación, se observan los componentes añadidos en los distintos escenarios utilizados.

- **<u>PANELES FOTOVOLTAICOS</u>** ➔ El panel fotovoltaico tiene un tiempo de vida útil de 25 años, un factor de reducción de potencia del 90% y proporciona energía eléctrica de manera continua (DC), por lo que es necesario añadir al sistema un convertidor para transformar la energía en alterna.

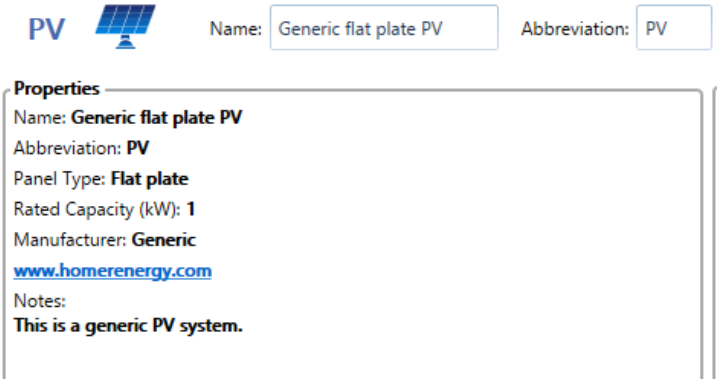


Figura A 7. Características del panel fotovoltaico

- **<u>CONVERTIDOR ➔</u>** Cuya función es transformar la corriente alterna en continua y viceversa, también es dimensionado por el propio software. Con un tiempo de vida de 15 años y una eficiencia del 95%

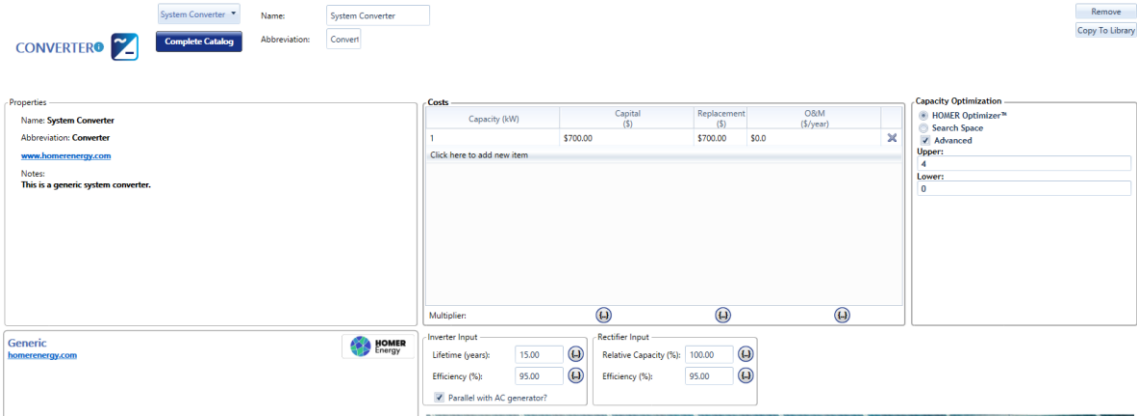


Figura A 8. características convertidor corriente alterna – corriente continua

Posteriormente se añade un sistema de almacenamiento, que en este caso es una batería de Ion-Litio cuyas características se observan en la Figura A9.

- **BATERÍA ION-LITIO**

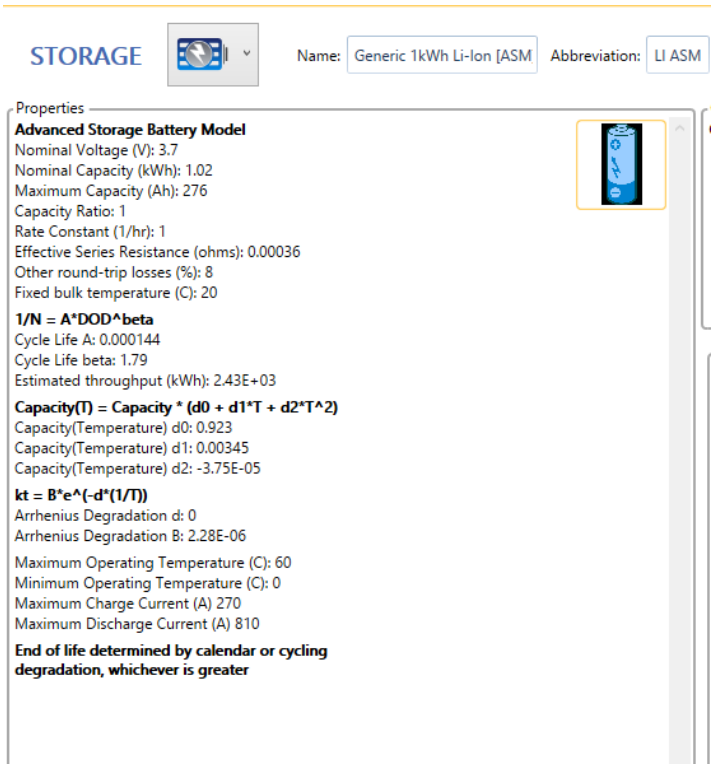


Figura A 9.Caracteristicas del sistema de almacenamiento

Para finalizar con los componentes, se procede a añadir los elementos que conforman la cadena del hidrogeno dentro del proceso siendo estos el electrolizador, el tanque de hidrogeno y la pila de combustible.

- **GENERADOR (PILA DE COMBUSTIBLE)**

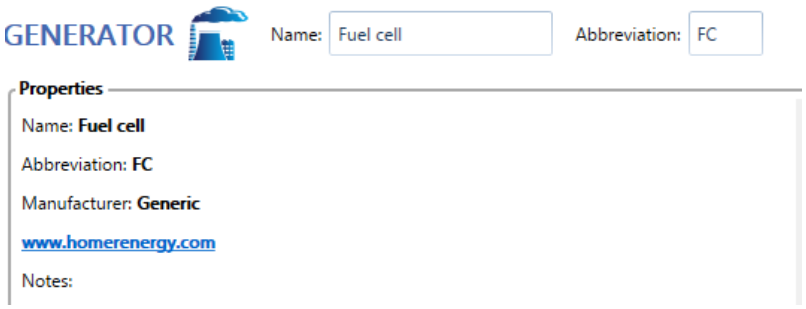


Figura A 10. Características de la pila de combustible

- **ELECTROLIZADOR ➔**

Se añade el electrolizador al sistema, con los costes proporcionados en las tablas 2 y 3, estableciendo tiempo de vida de 15 años, una eficiencia del 85%, además se establece en la red de corriente continua.

Una de las diferencias con otros componentes del sistema es que, como se marca el dimensionado del mismo se realiza de forma manual realizando iteraciones y estimando en varias simulaciones hasta conseguir un valor óptimo.
Consiste en un proceso iterativo, ya que, se puede ser todo lo preciso que se quiera volviendo a realizar la simulación y ajustando los valores cada vez de forma más exacta.

Figura A 11. Características del electrolizador

- **TANQUE DE HIDRÓGENO➔**

Se añade el tanque de hidrógeno, al igual que el resto de los componentes, se escogen los costes, y la vida útil es de 25 años además se considera que empieza con un 30% del tamaño del tanque lleno.
Además, al igual que ocurre con el electrolizador, la optimización de la capacidad del tanque se realiza de forma manual. De manera que, se establecen los valores en kg de lo que se estima que será el tanque de hidrógeno y se repite el proceso hasta obtener una solución lo más exacta posible.
Cabe destacar, que este valor que nos proporcione el programa acerca del tanque de hidrógeno se trata de la capacidad de hidrógeno que será necesaria almacenar para el correcto funcionamiento del sistema. Posteriormente, en el proyecto, se empleará dicho valor para elegir el número real de tanques presurizados de hidrógeno. Se muestra en la Figura A12 las características del tanque de hidrógeno introducidas en el software:

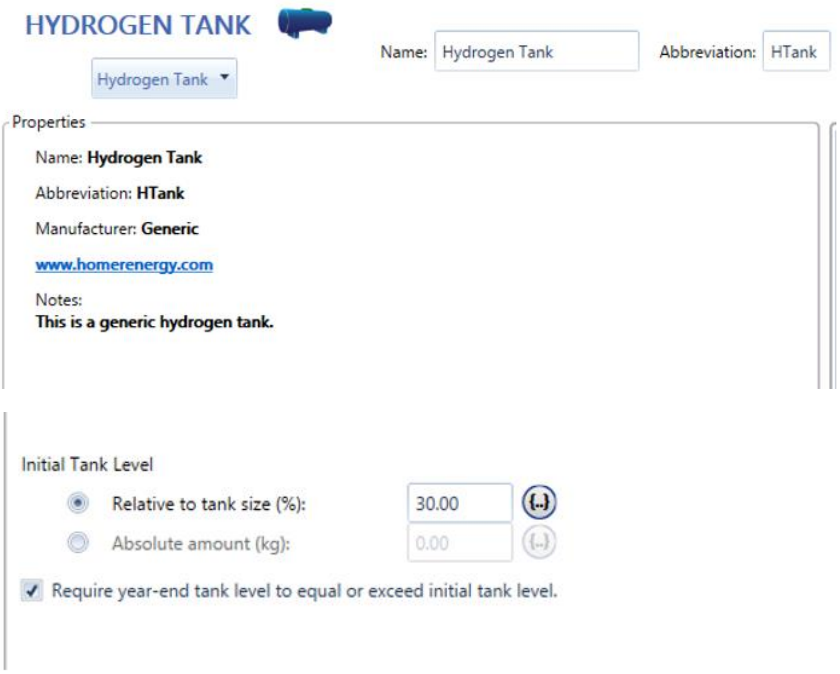


Figura A 12.Caracteristicas del tanque de hidrógeno

Una vez se han añadido todos los componentes al sistema, se obtiene el esquema resultante, en nuestro caso de estudio se observan en las figuras 12,13 y 14, para los diferentes escenarios analizados.

Finalmente se procede a realizar la simulación del sistema, teniendo en cuenta que el software optimiza el sistema, estableciendo como función objetivo el menor NPC (Net Present Cost), como se observa en la Figura A13:

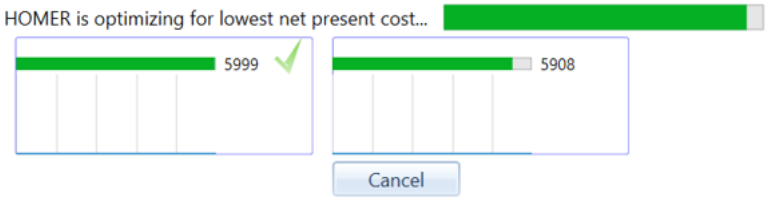
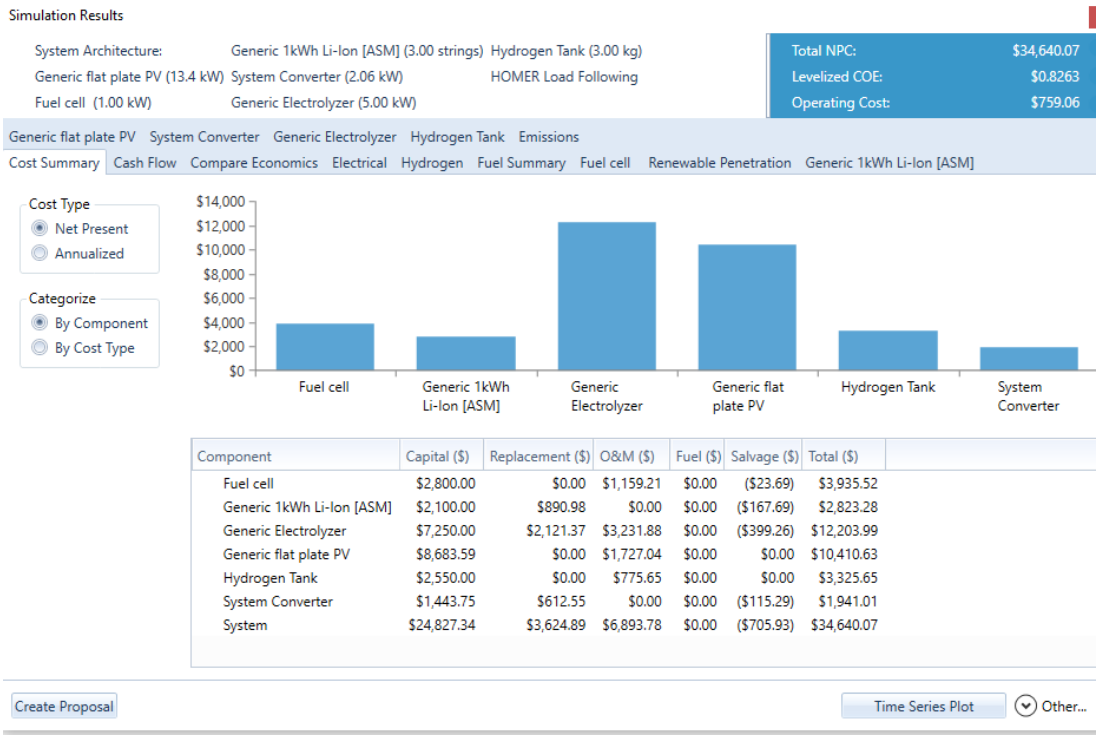


Figura A 13.Optimización del sistema en para conseguir el menor NPC

Una vez realizada la primera simulación con varias iteraciones para ajustar al máximo posible el tamaño del electrolizador y del tanque de hidrógeno requeridos para la carga deseada. Se procede a exportar los datos obtenidos en la simulación con el objetivo de conseguir el mayor análisis posible de los datos.



Component	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($)	Fuel ($)	Salvage ($)	Total ($)
Fuel cell	$2,800.00	$0.00	$1,159.21	$0.00	($23.69)	$3,935.52
Generic 1kWh Li-Ion [ASM]	$2,100.00	$890.98	$0.00	$0.00	($167.69)	$2,823.28
Generic Electrolyzer	$7,250.00	$2,121.37	$3,231.88	$0.00	($399.26)	$12,203.99
Generic flat plate PV	$8,683.59	$0.00	$1,727.04	$0.00	$0.00	$10,410.63
Hydrogen Tank	$2,550.00	$0.00	$775.65	$0.00	$0.00	$3,325.65
System Converter	$1,443.75	$612.55	$0.00	$0.00	($115.29)	$1,941.01
System	$24,827.34	$3,624.89	$6,893.78	$0.00	($705.93)	$34,640.07

Otros aspectos que se han tenido en cuenta son las siguientes restricciones; las cuales consisten en la limitación de la variable 'Operación reserve', la cual consiste en un excedente de capacidad operativa lo cual ayuda a garantizar un suministro eléctrico continuo a la vivienda. Siendo las condiciones empleadas las siguientes:

- **<u>Load in current time step (%):</u>** El porcentaje incluido en este apartado hace referencia a la cantidad que el sistema debe tener como reserva operativa para atender un aumento repentino de la demanda eléctrica.
  Para todas las simulaciones, se ha tenido en cuenta un 10%, de esta manera se garantiza un suministro continuo en la vivienda.
  Esto es de especial importancia en los sistemas desconectados de la red eléctrica ya que, en los picos de demanda, se puede sufrir un desabastecimiento.

- **<u>Annual peak load (%)</u>**: Este porcentaje hace referencia a la carga primaria máxima a la reserva de funcionamiento necesaria. Es decir, asegura abastecimiento en los picos de demanda. Esta variable es interesante en consumo de carácter industrial donde se poseen maquinas con picos de consumos muy altos en sus arranques, pero en el sector residencial eso apenas ocurre. Por lo que para los estudios se ha considerado 0%.

Otra condición relacionada con la producción renovable es la siguiente:

o **<u>Solar power output (%):</u>** Se refiere al porcentaje de la producción de energía del conjunto fotovoltaico a la reserva de funcionamiento necesaria. Es decir, significa que debe mantener suficiente capacidad de reserva operativa para servir a la carga, incluso si la producción del campo fotovoltaica disminuye repentinamente ese porcentaje.

Como se ha comentado anteriormente, uno de los aspectos que se va a analizar una vez obtenido los resultados, son las emisiones de gases contaminantes.
Esto es debido a que es un proyecto que estudia la optimización de una instalación eléctrica con la incorporación de energías renovables o limpias, con la finalidad de disminuir considerablemente las emisiones, además de ser viables económicamente.

Anexo 2. Especificaciones de las ayudas para la implantación de energías renovables

Los destinatarios de las ayudas para el Programa 4, pueden ser:
a) Personas físicas que no realicen ninguna actividad económica por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado.
b) Las entidades locales y el sector público institucional de cualesquiera Administraciones Públicas siempre que no realice ninguna actividad económica por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado.
c) Las personas jurídicas que no realicen ninguna actividad económica, por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado, incluyendo las entidades u organizaciones del tercer sector.
d) Las personas físicas que realicen alguna actividad económica, por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado, en cuyo caso habrán de estar dados de alta en el Censo de Empresarios, Profesionales y Retenedores de la Agencia Estatal de Administración Tributaria.
e) Comunidades de propietarios

A continuación, se va a especificar la cuantía de estas ayudas para el programa 4 de incentivos. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, la cuantía de la ayuda está calculada con la potencia pico (kWp).
La ayuda a otorgar a la actuación se establece en valores unitarios constantes definidas por la siguiente expresión(Decreto, 2021):

$$Ayuda\ total = Módulo\ FV \cdot P_s + Módulo\ de\ almacenamiento \cdot Cap + Módulo\ Eólica \cdot P_S$$

Siendo:
Ps: potencia real de la instalación de generación en kW en eólica o en kWp en fotovoltaica.
Cap: capacidad del sistema de almacenamiento en kWh.

Teniendo en cuenta que para el sector residencial los valores del parámetro Módulo (ayuda en €/kWp) son los que se observan en la tabla 5:

Tabla A1.Cuantía ayudas instalaciones de fotovoltaica del programa 4 de los fondos europeos sector residencial

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	600	710

Otras ayudas aplicables a actuaciones adicionales, como la eliminación de amianto de los tejados o la instalación de marquesinas son las siguientes:

Actuaciones	Módulo [Ayuda sobre actuación adicional (según caso)]
Eliminación del amianto en cubiertas para proyectos de solar fotovoltaica*	P <= 100 kWp: 160 €/kWp 100 kWp < P <= 1.000 kWp: 110 €/kWp 1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp: 50 €/kWp
Instalación de marquesinas para proyectos de solar fotovoltaica	120 €/kWp

En caso de incorporar sistemas de almacenamiento en el sistema las ayudas establecidas se pueden observan en la tabla 6.

Tabla A2 Cuantía ayudas almacenamiento programa 4 fondos europeos sector residencial

Actuaciones	Módulo almacenamiento [Ayuda (€/kWh)]
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (5.000 kWh < P).	140
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones Públicas y el tercer sector (100 kWh < P ≤ 5.000 kWh).	245
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (10 kWh < P ≤ 100 kWh).	350
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (P ≤ 10 kWh).	490

Cuando las instalaciones se implanten en municipios de hasta 5.000 habitantes, o municipios no urbanos de hasta 20.000 habitantes cuyos núcleos tengan una población menor o igual a 5.000 habitantes, tendrán una ayuda adicional por reto demográfico. Siendo el incremento para los programas 1 y 2: el porcentaje de ayuda aumenta en 5 puntos porcentuales y para los programas 4 y 5, los valores que se observan en la tabla 7.

Tabla A3 Cuantía ayudas almacenamiento programa 4 fondos europeos sector residencial

Ayuda adicional por reto demográfico-Autoconsumo con energías renovables	Ayuda adicional por reto demográfico (€/kW)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	30
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	35
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	40
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	55
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	65
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	150
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	225
	Ayuda adicional por reto demográfico (€/kWh)
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector.	15

Por otro lado, para tratar de reducir el consumo de energía y contribuir con la implementación de energías renovables y así cumplir con los objetivos establecidos por el PNIEC reduciendo de forma considerables las emisiones contaminantes para el año 2030, será necesario fortalecer las ayudas para electrificación por lo que según el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia existen otras subvenciones relacionadas con las tecnologías de hidrógeno (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2013).

Según el BOE a finales de diciembre de 2021 se publicaron las especificaciones de las ayudas a las tecnologías de hidrógeno (PERTE ERHA). Debido a que consideran una oportunidad del sector la eliminación de las emisiones de contaminantes, y de gases de efecto invernadero al medio ambiente en sectores o procesos difícilmente descarbonizables, para alcanzar los objetivos de una economía climáticamente neutra en 2050 libres emisiones elaborado por el (PNIEC).

Para la solicitud y la cuantía de dichas ayudas será publicada la información necesaria por los Ayuntamiento de cada Comunidad Autónoma. Al igual que en las ayudas por instalaciones de autoconsumo mencionadas anteriormente en las tablas (4,5y 6) que especifican las cuantías los incentivos serán abonados una vez justificada la actuación.

Anexo 3. Ficha técnica

En el ANEXO 3: Se muestra una comparativa sobre los diferentes paneles fotovoltaicos que existen actualmente en el mercado, realizando una comparativa de los mismos en función de su eficiencia, además se añade la fichas técnica del módelo de panel fotovoltaico que se ha seleccionad, para así poder tener más detalladas sus especificaciones. (Svarc, 2023).

CLEAN ENERGY REVIEWS

Most Efficient Solar Panels 2023 *

V3.6 Jan 2023

Manufacturer	Model	Max power (W)	Cell Type	Efficiency
SUNPOWER	Maxeon 6	440W	N-Type **IBC**	22.8 %
LONGi Solar	Hi-MO 6 Scientist	440W	P-Type HPBC Half-cut	New 22.8 %
CanadianSolar	HiHero CS6R-H-AG	440W	N-Type **HJT** Half-cut	22.5 %
REC Solar	Alpha Pure R	430W	N-Type **HJT** Half-cut	22.3 %
SPIC	Andromeda 2.0	440W	N-Type **IBC** Half-cut	22.3 %
Q CELLS	Q.TRON-G1+	400W	N-Type TOPcon Half-cut	22.3 %
JA SOLAR	Deep Blue 4.0 X	435W	N-Type TOPcon Half-cut	New 22.3 %
Panasonic	EverVolt H	410W	N-Type **HJT** Half-cut	22.2 %
JinKO Solar	Tiger NEO	480W	N-Type TOPcon Half-cut	22.2 %
中来股份 JOLYWOOD	Niwa Light	430W	N-Type TOPcon Half-cut	22.0 %
AE SOLAR alternative energy	Comet	430W	N-Type TOPcon Half-cut	New 22.0 %
belinus	M8 IBC Ultra	400W	N-Type **IBC** Half-cut	22.0 %
SUMEC Phono Solar	Draco Mono-M6	430W	N-Type TOPcon Half-cut	22.0 %
HUASUN	Himalaya	400W	N-Type **HJT** Half-cut	22.0 %
ASTRONERGY	N5s	430W	N-Type TOPcon Half-cut	New 22.0 %
Trinasolar	Vertex S +	425W	N-Type TOPCon Third-cut	21.9 %
FuturaSun	Zebra Pro	430W	N-Type **IBC** Half-cut	21.8 %
YINGLI SOLAR	Panda 3.0 Pro	425W	N-Type TOPCon Half-cut	21.8 %
MEYER BURGER	White	400W	N-Type **HJT** Half-cut	21.7%
risen	Titan	450W	P-Type PERC Half-cut	21.7 %

* **Residential panels** - 54, 60, 66 cells (108, 120, 132HC), or 96 & 104 full cell. Does not include commercial panels >2m

❖ **SUNPOWER** ➔MAXEON 6 (475 W)

SUNPOWER | FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 6 PANEL SOLAR

450-475 W | Hasta un 22,3 % de eficiencia

Idóneo para uso comercial

Marco plateado, lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.

PROTECCIÓN CONTRA HOT-SPOTS

Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER 40 AÑOS GARANTÍA Potencia | Producto | Servicio

La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años[1] respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima anual	0,25%

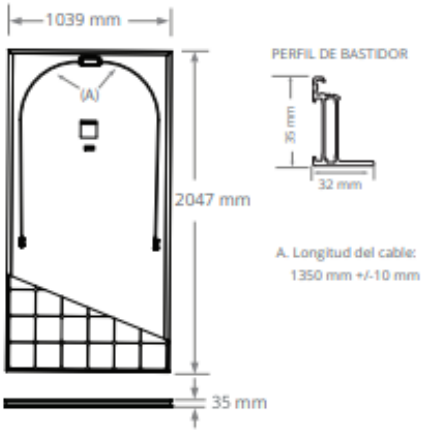
Más información sobre SPR-MAX6-XXX-COM
sunpower.maxeon.com

MAXEON 6 POTENCIA: 450-475 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,3%

Datos eléctricos			
	SPR-MAX6-475-COM	SPR-MAX6-460-COM	SPR-MAX6-450-COM
Potencia nominal (Pnom) [2]	475 W	460 W	450 W
Tolerancia de potencia	5/0%	5/0%	5/0%
Eficiencia de los paneles	22,3%	21,6%	21,2%
Tensión nominal (Vmpp)	43,9 V	43,2 V	42,8 V
Intensidad nominal (Impp)	10,82 A	10,64 A	10,52 A
Tensión de circuito abierto (Voc) (+/−3)	52,6 V	52,5 V	52,4 V
Intensidad de cortocircuito (Isc) (+/−3)	11,57 A	11,54 A	11,51 A
Máx. tensión del sistema	1500 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	−0,29% / °C		
Coef. tensión-temperatura	−0,239% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,057% / °C		

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	−40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	72 Maxeon Gen 6 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, EVO2, 3 diodos de derivación
Peso	22,7 kg
Máx. carga [6]	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar [3]	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoniaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1500 V: IEC 62804
Normas disponibles	TÜV
Etiqueta Declare IFLI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. [4]
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. [5]
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)



Lea las instrucciones de seguridad e instalación. Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC. La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.

1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.
2 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.
3 Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.
4 Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.
5 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation. Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute
6 Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Malasia (células)
Montado en México (módulos)
Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.
© 2022 Maxeon Solar Technologies, Ltd. Todos los derechos reservados.
Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544409 REV A / A4_ES
Fecha de publicación: Enero 2022

Anexo 4. Espacio disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos

En relación con el espacio disponible para la instalación de los paneles solares en la vivienda, se observa la medida de los aleros del tejado en las diferentes orientaciones:

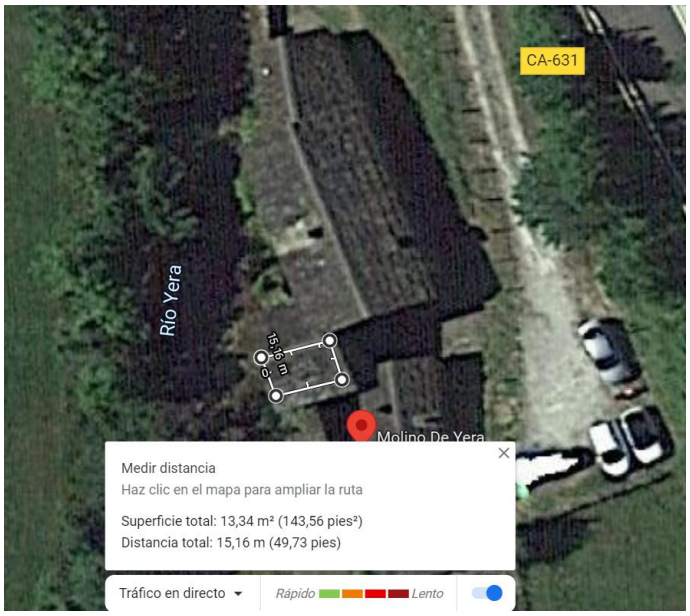


Figura 1. Espacio disponible en la Orientación Sur [(Google Maps, 2023)*]*

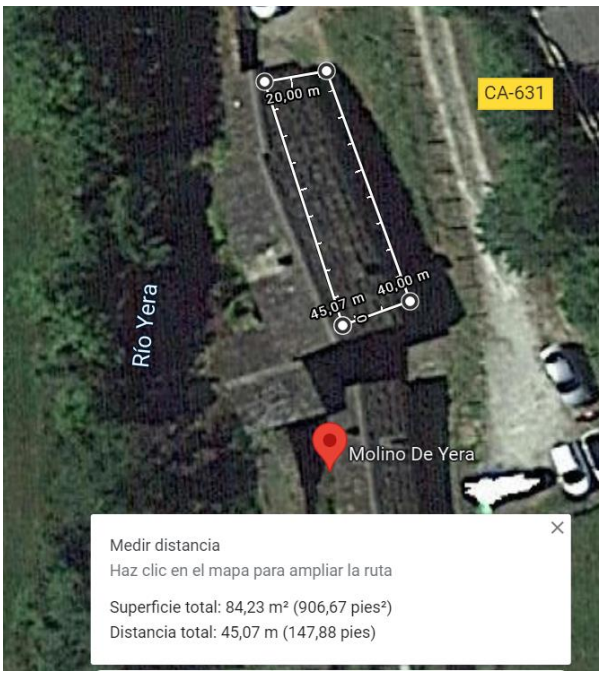


Figura 2.Espacio disponible en la Orientación este [(Google Maps, 2023)*]*

Figura 3.Espacio disponible en la orientación Oeste [(Google Maps, 2023)