

Trabajo de Fin de Grado en
Ingeniería de las Tecnologías Industriales
Mención Energética

Análisis tecno-económico de una microrred solar
para el abastecimiento energético a vivienda.

Autora: Magdalena Serrano Fernández

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Cotutora: Gracia María Cabello González

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado en
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis tecno-económico de una microrred solar para el abastecimiento energético a vivienda.

Autora:

Magdalena Serrano Fernández

Tutor:

Francisco Javier Pino Lucena
Profesor Titular de Universidad

Cotutora:

Gracia María Cabello González
Investigadora

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Carrera:

Análisis tecno-económico de una microrred solar para el abastecimiento energético a vivienda.

Autora: Magdalena Serrano Fernández

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Cotutora: Gracia María Cabello González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi padre y a mi madre, por confiar en mí y ser mi mayor apoyo durante estos años.

Agradecimientos

Durante estos años en Sevilla he tenido la suerte de estar rodeada de personas que han compartido conmigo los mejores y los peores momentos de la carrera. Sin embargo, han sido mis padres desde la distancia los que más me han apoyado, alegrándose más que yo cada vez que aprobaba una asignatura y confiando en mí más que yo misma cuando tras largas horas de estudio un examen me salía mal, asegurándome que el próximo me irá mejor y recordándome que tengo que confiar en mí misma y en mis conocimientos. Gracias, nunca podré agradeceros suficiente todo lo que hacéis por mí.

Me llevo buenísimos recuerdos de las épocas en las que he vivido más en la ETSI que en mi casa, compartiendo horas de estudio en la biblioteca con compañeros que sin duda han hecho este camino mucho más fácil y memorable. Esta escuela me ha dado unos amigos increíbles para toda la vida y ojalá que en el futuro vuelva a coincidir profesionalmente con alguno de vosotros.

Gracias también a mi familia, porque acordarme de vosotros y de lo orgullosos que estabais de que estudiase ingeniería me ayudaba para seguir adelante. A mis amigos por alegraros de mis éxitos tanto como yo me alegro de los vuestros y a Antoine, por preocuparte y por cuidar de mí cada día de este último año.

Por último, gracias a la escuela y a los buenos profesores que he tenido durante estos años, que me han proporcionado una formación académica con la que me siento segura de mí misma para conseguir todo aquello que me proponga en mi futuro fuera de la ETSI.

Resumen

En este Trabajo de Fin de Grado se ha llevado a cabo en primer lugar un estudio bibliográfico de la problemática energética mundial dado el contexto histórico mundial en el que nos encontramos, y de la tecnología y políticas de autoconsumo en España.

A continuación, se ha realizado un estudio tecno-económico de una microrred solar con almacenamiento para el abastecimiento de una vivienda unifamiliar. Esta microrred está compuesta por una instalación fotovoltaica de autoconsumo con almacenamiento con baterías de plomo para cubrir la demanda eléctrica de la vivienda; y por una instalación de energía solar térmica para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria (ACS).

Para ello, se han utilizado unos modelos en la herramienta Matlab-Simulink desarrollados por el grupo de termotecnia de la Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, dentro de las actividades del laboratorio HyLab [1]. Así, se han empleado dichos modelos para simular el comportamiento de la microrred durante un año en 4 localidades distintas de España con diferentes características climatológicas: Santa Cruz de Tenerife, Santiago de Compostela, Sevilla y Madrid.

Tras realizar las simulaciones, se han analizado los resultados obtenidos para ver cómo varían los parámetros de la instalación (el SOC de las baterías, la potencia de los paneles fotovoltaicos, las temperaturas del tanque de agua...) y cómo afecta el clima en la cantidad de energía producida y los excedentes generados por la microrred.

Después de esto, se ha realizado un estudio económico para calcular los flujos de caja y obtener los períodos de amortización y los beneficios que se obtienen en cada caso. Asimismo, se ha realizado una comparación económica del caso en que la vivienda disponga de la microrred (con y sin venta de excedentes) con el caso en el que la vivienda tuviese que consumir todo de red, viendo así el ahorro que se obtiene a final de mes en el recibo de la luz con el uso de la microrred.

Abstract

In the first place, due to the world historical context in which we find ourselves, in this project it has been carried out a bibliographical study of the current world energy crisis and of the photovoltaic technology and policies for self-consumption in Spain.

After this, a techno-economic study of a solar microgrid with storage for the demand of a single-family household has been carried out. This microgrid is integrated of a self-consumption photovoltaic installation with storage with lead batteries to cover the electricity demand; and of a solar thermal energy installation to cover the demand for domestic hot water (DHW).

For this, some models have been used with the Matlab-Simulink tool. This tool was developed by the 'termotecnia' group of the 'Escuela Superior de Ingeniería' of Sevilla, within the activities of the HyLab laboratory [1]. Thus, these models have been used in order to simulate the behaviour of the microgrid during a year in 4 different locations with different climatological characteristics in Spain: Santa Cruz de Tenerife, Santiago de Compostela, Sevilla and Madrid.

After the performance of the simulations, the results obtained have been analysed in order to study how the parameters of the installation change (the state of charge of the batteries, the power of the photovoltaic panels, the temperatures of the water tank...) and how the climate affects the amount of energy that it is produced, and the surplus energy that is generated by the microgrid.

Finally, an economic study has been carried out to calculate the cash flows and obtain the amortization periods and the benefits obtained for each case. Furthermore, an economic comparison has been made of the case in which the household has the microgrid (with and without sale of the surplus energy generated) with the case in which the household has to take all the energy from the grid. This way, we can see the savings obtained at the end of the month on the electricity bill with the use of the presented microgrid.

Agradecimientos	ix
Resumen	x
Abstract	xii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
1.1. <i>Problemática energética mundial</i>	1
1.1.1 Crisis climática	2
1.1.2 Crisis energética mundial y geopolítica energética	5
1.1.3 Soluciones para un futuro sostenible	6
1.2. <i>Efecto fotovoltaico y políticas de autoconsumo</i>	8
1.2.1. Tecnología fotovoltaica	9
1.2.2. Legislación actual de autoconsumo en España	11
1.2.3. Modalidades de autoconsumo	12
1.2.4. Subvenciones para la instalación de placas solares en España	14
1.2.5. Normativa de autoconsumo en España versus otros países de la UE	15
1.3. <i>Estado del arte de sistemas de energías renovables con almacenamiento</i>	16
1.3.1. Sistemas de almacenamiento electromecánico	17
1.3.2. Sistemas de almacenamiento químico	19
1.4. <i>Objetivos y alcance del proyecto</i>	20
2 Descripción de la solución	22
2.1. <i>Descripción de la demanda energética de la vivienda</i>	22
2.1.1. Instalación experimental	22
2.1.2. Modo de operación	23
2.2. <i>Caso base: equipos de la microrred y demanda energética</i>	24
2.2.1. Perfil de la demanda eléctrica de la vivienda	24
2.2.2. Campo solar fotovoltaico	28
2.2.3. Baterías de plomo ácido	28
2.2.4. Campo solar térmico	30
2.2.5. Tanque de almacenamiento de agua caliente	32
3 Descripción de la herramienta	37
3.1. <i>Descripción y modo de operación de la herramienta Matlab-Simulink</i>	37
3.1.1. Interfaz de la herramienta	37
4 Simulaciones	40
4.1. <i>Selección de los climas a estudiar</i>	40
4.1.1. Potencia máxima suministrada por una célula fotovoltaica	40
4.1.2. Influencia de la temperatura (a irradiancia constante)	41
4.1.3. Influencia de la irradiancia (a temperatura constante)	42
4.1.4. Otras condiciones para tener en cuenta	42
4.2. <i>Localidades elegidas</i>	43

4.3.	<i>Resultados de las simulaciones</i>	46
5	Análisis económico	51
5.1.	<i>Modelo económico y tarifa escogida</i>	51
5.2.	<i>Viabilidad económica de la microrred en Tenerife</i>	52
5.3.	<i>Viabilidad económica de la microrred en Sevilla</i>	52
5.4.	<i>Viabilidad económica de la microrred en Madrid</i>	53
5.5.	<i>Viabilidad económica de la microrred en Santiago de Compostela</i>	54
5.6.	<i>Comparativa económica de los distintos casos</i>	54
6	Conclusiones	57
	Anexo A: Circuito en simulink de la instalación	59
	Referencias	60
	Glosario	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Paneles solares más potentes en el mercado hasta marzo 2022 [22]	10
Tabla 2. Precio de los paneles fotovoltaicos según tipo y potencia [23]	11
Tabla 3. Tabla climática Tenerife [48]	44
Tabla 4. Tabla climática Santiago de Compostela [50]	44
Tabla 5. Tabla climática Madrid [52]	45
Tabla 6. Tabla climática Sevilla [53]	45
Tabla 7. Energía comprada a la red y excedentes producidos en cada localidad a lo largo del año (kWh) 49	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Índice del trilema energético [3]	1
Figura 2. Emisiones anuales de CO ₂ en el mundo [6]	2
Figura 3. Demanda de gas natural y petróleo por escenario, 2010-2030, [4]	3
Figura 4. Generación de energía fotovoltaica y eólica por escenario, 2010-2030, [4]	4
Figura 5. Importaciones de gas desde Rusia a distintos países de Europa	5
Figura 6. Potencia de autoconsumo anual instalada en España	7
Figura 7. Estructura de potencia instalada a 31.12.2021 [18]	8
Figura 8. Evolución de la potencia instalada renovable [18]	8
Figura 9. Ejemplo de una célula fotovoltaica [20]	9
Figura 10. Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión a través de red [27]	11
Figura 11. Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión en red interior [27]	12
Figura 12. Diagrama de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación. [27]	13
Figura 13. Diagrama de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación [27]	13
Figura 14. Diagrama de autoconsumo sin excedentes. [27]	14
Figura 15. Costes de sistemas de almacenamiento a gran escala [33].	17
Figura 16. Esquema general de la instalación experimental de autoconsumo	22
Figura 17. Esquema general de la instalación experimental de autoconsumo.	22
Figura 18. Vista general del laboratorio HyLab	23
Figura 19. Perfil de la demanda del día 1 [46]	24
Figura 20. Perfil de la demanda del día 2 [46]	25
Figura 21. Perfil de la demanda del día 3 [46]	25
Figura 22. Perfil de la demanda del día 4 [46]	26
Figura 23. Perfil de la demanda del día 5 [46]	26
Figura 24. Perfil de la demanda del día 6 [46]	27
Figura 25. Perfil de la demanda del día 7 [46]	27
Figura 26. Fotografía del campo solar fotovoltaico de la instalación experimental	28
Figura 27. Fotografía de las baterías de plomo-ácido de la instalación experimental.	30
Figura 28. Fotografía los colectores solares térmicos de la instalación experimental.	32
Figura 29. Esquema del depósito de agua caliente	32
Figura 30. Fotografía del tanque de almacenamiento de agua caliente junto a los colectores solares	35
Figura 31. Evolución de las temperaturas del tanque de agua en un día de verano en Tenerife	35
Figura 32. Interfaz gráfica de MATLAB	38
Figura 33. Interfaz gráfica de la librería de Simulink.	39
Figura 34. Interfaz gráfica de Simulink	39
Figura 35. Tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito en una célula solar	40
Figura 36. Curva característica de un panel fotovoltaico	41

Figura 37. Variación de la temperatura del panel fotovoltaico. Corriente frente a tensión	41
Figura 38. Variación de la temperatura del panel fotovoltaico. Potencia frente a tensión.	42
Figura 39. Influencia de la irradiancia en un panel fotovoltaico	42
Figura 40. Irradiancia global media España (2019) [49]	43
Figura 41. Gráfica de la simulación de un día de junio en Tenerife.	46
Figura 42. Simulación del tanque de almacenamiento de agua en un día de junio en Tenerife	47
Figura 43. Gráfica de la simulación de un día de marzo en Santiago de Compostela.	48
Figura 44. Simulación del tanque de almacenamiento de agua en un día de marzo en Santiago	48
Figura 45. Gráfica de la simulación de un día de diciembre en Madrid	49
Figura 46. Flujo de caja acumulado en Tenerife	52
Figura 47. Flujo de caja acumulado en Sevilla.	53
Figura 48. Flujo de caja acumulado en Madrid.	53
Figura 49. Flujo de caja acumulado en Santiago	54
Figura 50. Comparativa del flujo de caja acumulado en cada ciudad.	55
Figura 51. Costes por el consumo de red e ingresos por la venta de excedentes en las distintas ciudades durante un año.	56

1 INTRODUCCIÓN

La energía es un recurso esencial en nuestra vida diaria. El acceso a ella es lo que ha permitido el desarrollo de la sociedad con las comodidades que se disponen a día de hoy. Necesidades como la conservación de alimentos, la calefacción, el transporte, la conexión a internet, la luz y el agua; sólo son posibles si hay una fuente de energía que capturamos o es transportada hasta nuestros hogares. Por ello, es muy importante asegurar que la energía llega a todo el mundo. Sin embargo, esto no es así. Por ejemplo, en 2021 en África, 600 millones de personas no tuvieron acceso a la energía. [2] Además, con el progreso de la tecnología y el aumento de la población, se espera que el consumo de energía siga aumentando en los próximos años.

El sistema energético de un país debe ser seguro, equitativo y garantizar la sostenibilidad ambiental. Desde 2010, a través del “Índice del trilema energético mundial” el informe del World Energy Council evalúa la gestión de estas tres dimensiones fundamentales. [3] Un ejemplo de este índice se puede ver en la Figura 1. Índice del trilema energético

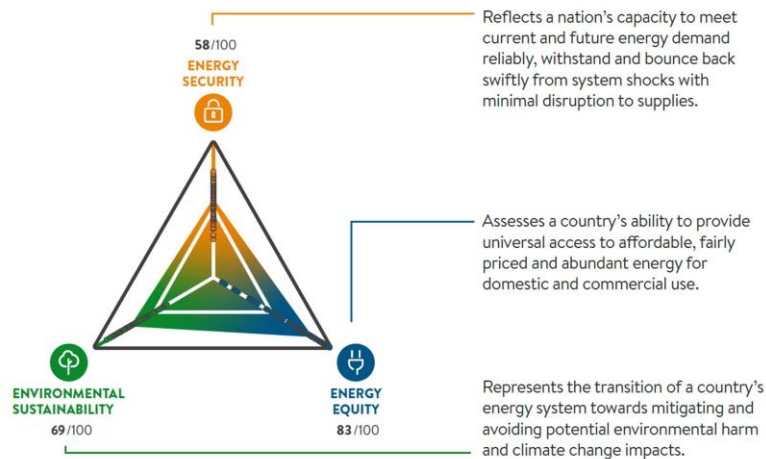


Figura 1. Índice del trilema energético [3]

Este Índice destaca los desafíos de un país para equilibrar el sistema energético y las oportunidades de mejora para cumplir con los objetivos energéticos ahora y en el futuro. Está diseñado para ser usado como una herramienta que permite a los países realizar un seguimiento de su propio progreso y aprender unos de otros sobre lo que funciona y lo que no. Esta evaluación se basa en tres aspectos clave:

- Seguridad energética. Mide la capacidad de una nación para satisfacer la demanda de energía actual y futura de manera confiable, resistir y recuperarse rápidamente de un fallo del sistema con una interrupción mínima del suministro.
- Equidad energética. Evalúa la capacidad de un país para brindar acceso universal a energía de confianza, asequible y abundante para uso doméstico y comercial.
- Sostenibilidad ambiental. Representa la transición del sistema energético de un país hacia la mitigación y prevención de posibles daños ambientales y los impactos del cambio climático.

1.1. Problemática energética mundial

Antes de la revolución industrial, las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera eran muy bajas. El aumento de estas emisiones fue todavía bajo hasta la mitad del siglo 20. En 1950 se emitieron 6 billones de toneladas de CO₂. En 1990 estas emisiones se multiplicaron prácticamente por cuatro, superando los 22 billones

de toneladas. Estas emisiones han continuado aumentando y hoy en día, se emiten más de 34 billones de toneladas cada año. [4]

Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC), si la temperatura global supera los 2°C para finales del siglo, los desastres naturales amenazan con arrasarse países y hacer que el planeta sea más hostil a la vida.

En este contexto, más de 190 países se comprometieron, en virtud del Acuerdo de París, para mantener el aumento de la temperatura media mundial “muy por debajo de los 2°C por encima de los niveles preindustriales para la segunda mitad del siglo, esforzándose por limitar el aumento a 1,5°C”. Esto, requiere en la práctica, una reducción del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 y del 100% para 2050, en comparación con los niveles de 1990. Gran parte de esto provendrá de la eliminación gradual de los combustibles fósiles en favor de la mejora de la eficiencia energética y del incremento de las renovables.

En 2020, a pesar de la crisis económica que trajeron los confinamientos por la Covid-19, las fuentes de energía renovable como la fotovoltaica y la eólica, continuaron creciendo rápidamente y las ventas de vehículos eléctricos establecieron récords de ventas. [4]

Así, las emisiones de CO₂ en España en 2020 descendieron por primera vez por debajo del nivel de 1990 (un 6,4% respecto a 1990 y un 38,6% respecto al año 2005). Esta disminución tuvo como causas principales, a parte del incremento de la generación eléctrica con fuentes de origen renovable, las limitaciones de actividad y movilidad asociadas a la pandemia. [5] Esto fue también un reflejo de la disminución a nivel mundial, ya que en 2020 se produjo una disminución de las emisiones de CO₂ de más de 2000 millones de toneladas. [6]

Esta evolución de las emisiones de CO₂ en el mundo se pueden observar en la Figura 2.

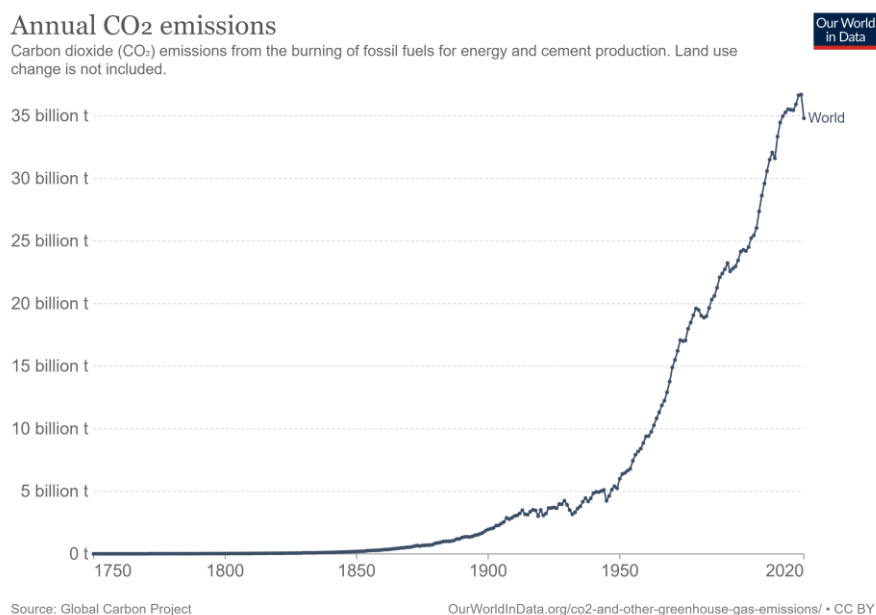


Figura 2. Emisiones anuales de CO₂ en el mundo [6]

Sin embargo, la rápida pero desigual recuperación económica tras la pandemia en 2020 está ejerciendo una gran presión sobre partes del sistema energético actual, provocando fuertes aumentos de precios en los mercados del gas natural, del carbón y de la electricidad.

1.1.1 Crisis climática

El CO₂ es el gas de efecto invernadero más importante que conduce al cambio climático inducido por el hombre. Aunque otros gases de efecto invernadero son más poderosos por molécula en el calentamiento del planeta que el CO₂, la gran cantidad de emisiones de CO₂ de las actividades humanas y el hecho de que algunas de las emisiones permanecen en la atmósfera durante cientos o miles de años, hace que el CO₂ sea el mayor desafío para combatir el cambio climático.

A pesar de todos los avances realizados por las energías renovables y la movilidad eléctrica, 2021 vio un gran repunte en el uso del carbón y el petróleo. El gasto público en energía sostenible en los paquetes de recuperación

económica no ha movilizadado la inversión necesaria que se estimaba para poder transformar el sistema energético actual. Además, el progreso hacia el acceso universal a la energía se ha estancado, especialmente en el África subsahariana.

El sector energético tiene que estar en el centro de la solución del cambio climático, ya que es el responsable de casi tres cuartas partes de las emisiones de gases de efectos invernadero globales. Estas emisiones han elevado ya las temperaturas medias mundiales en 1,1 °C desde la era preindustrial, con impactos visibles en los extremos meteorológicos y climáticos.

Al mismo tiempo, la energía moderna es inseparable de los medios de vida y las aspiraciones de una población mundial que se prevé que crecerá en unos 2000 millones de personas para 2050, con unos ingresos crecientes que incrementarán la demanda de servicios energéticos. Además, muchas economías en desarrollo pasan por un período de urbanización e industrialización intensivo en energía y emisiones, que continuará aumentando en los próximos años.

El sistema energético actual no es capaz de enfrentar estos desafíos. En la Figura 3 y en la Figura 4 se pueden observar diferentes escenarios que la Agencia Internacional de la Energía (IEA) publica cada año en un libro llamado “The World Energy Outlook” que presenta tres escenarios de la posible evolución del sistema energético en los próximos 30 años. [4] Estos escenarios son diferentes imágenes del futuro basadas en diferentes suposiciones. Cada uno de ellos tiene un mensaje que es interesante y merece la pena ser estudiado.

En gris se encuentran los datos históricos de los años anteriores. En azul se representa el escenario basado en las políticas establecidas hoy en día y en amarillo el basado en los compromisos que se han anunciado. Por último, en verde se representa el escenario “net-zero” o de cero emisiones netas. Este último escenario es al que se aspira a nivel mundial alcanzar en 2050, según el Acuerdo de París, para no rebasar los 1.5°C de calentamiento global.

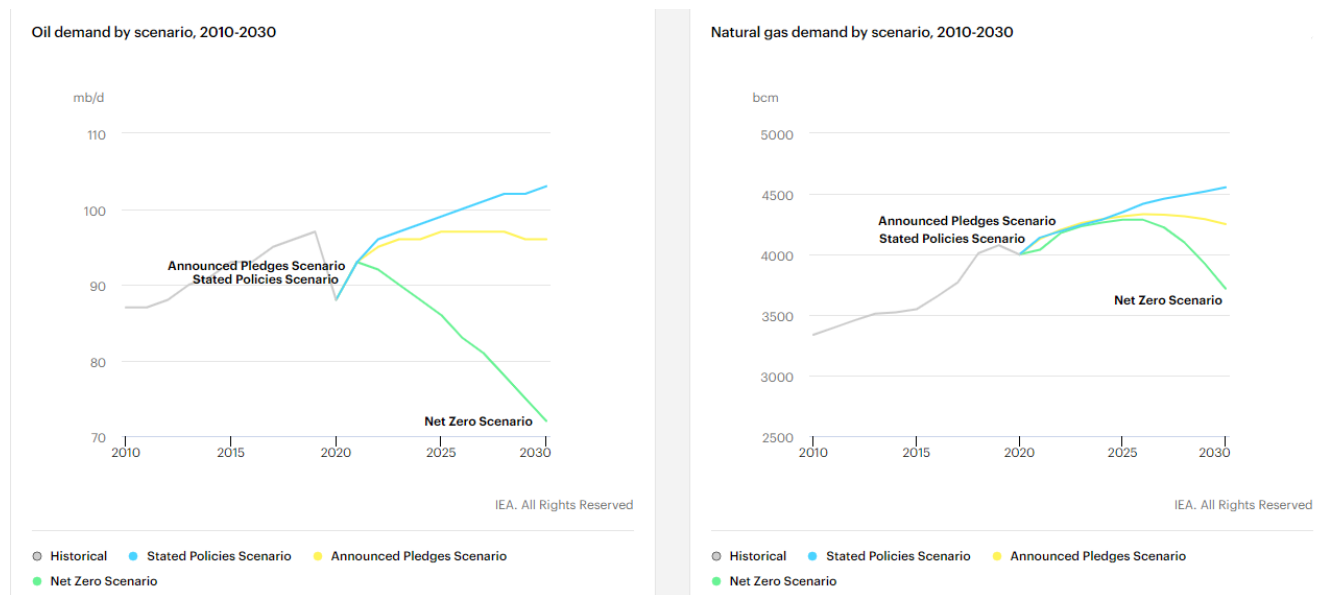


Figura 3. Demanda de gas natural y petróleo por escenario, 2010-2030, [4]

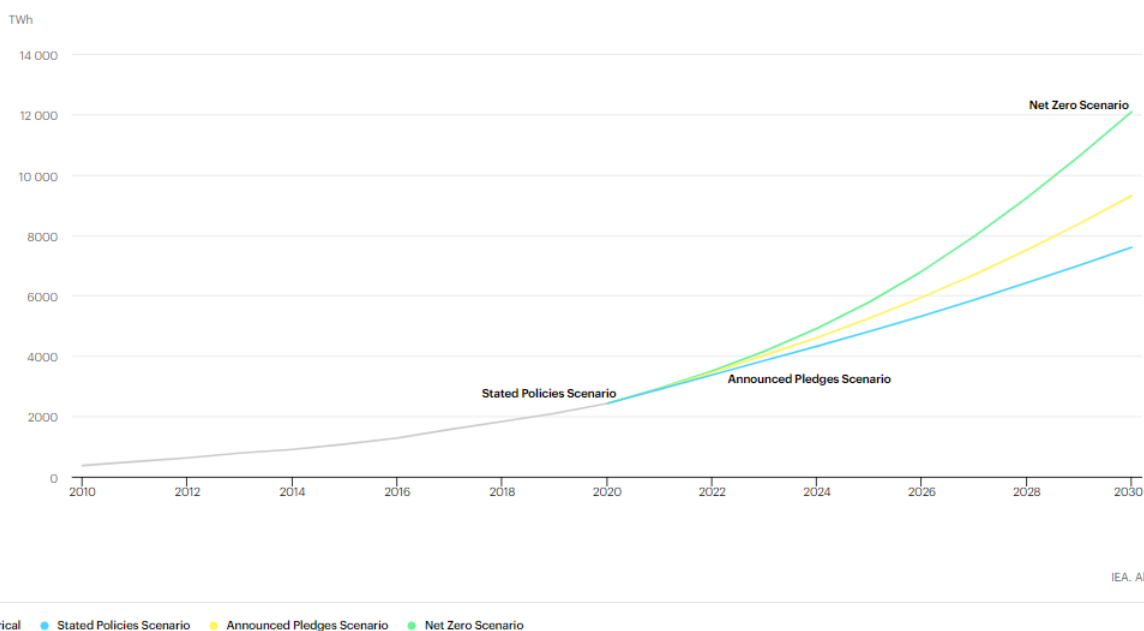


Figura 4. Generación de energía fotovoltaica y eólica por escenario, 2010-2030, [4]

En la Figura 3 se pueden observar a la izquierda la demanda de petróleo y a la derecha la de gas natural. En correlación con lo que se ha explicado anteriormente, en 2020 hubo un descenso de ambas debido a las consecuencias de la pandemia y al aumento de la generación de energía a través de fuentes renovables que se puede apreciar en la Figura 4. Sin embargo, la oportunidad de utilizar el rescate fiscal y el gasto de recuperación de la COVID-19 para estimular la economía mientras se respalda la acción climática se ha dejado pasar en la mayoría de los países. [7] Después de 2020 la demanda de combustibles fósiles volvió a alcanzar valores pre-pandémicos, contribuyendo así al cambio climático, y se prevé que continuará aumentando significativamente.

Por otro lado, si se comparan los distintos escenarios en las gráficas, se puede observar que los compromisos climáticos para 2030 están muy por debajo de lo que se necesita para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París y ponen al mundo en camino a un aumento de temperatura de al menos $2,7^{\circ}\text{C}$ en este siglo, según el nuevo Informe sobre la Brecha de Emisiones del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP). Además, para poder limitar el calentamiento global a $1,5^{\circ}\text{C}$ en los próximos 8 años el mundo debe evitar 28GtCO_{2e} (gigatoneladas de CO_2 equivalente) de las emisiones anuales, adicionales a lo prometido en las NDC (Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional) y otros compromisos para 2030. Las contribuciones determinadas a nivel nacional nuevas y actualizadas solo evitan un 7,5% de las emisiones previstas para 2030, pero se necesita una reducción de 55% para cumplir con el objetivo del Acuerdo de París. [7]

Así, como consecuencia del cambio climático, los últimos siete años han sido los más calurosos registrados hasta el momento, siendo 2021 el quinto año más caluroso. Los hallazgos anuales del Servicio de Cambio Climático de Copernicus, una agencia intergubernamental que apoya la política climática europea, muestran una tendencia ascendente continua en las temperaturas a medida que las emisiones de combustibles fósiles atrapan más calor en la atmósfera.

Algunas partes del mundo experimentaron un mayor aumento de las temperaturas que otras. Por ejemplo, Europa pasó por un verano extremo con numerosas olas de calor en el mediterráneo e inundaciones en la parte central. En concreto, los 10 años más calurosos del continente europeo han ocurrido desde el año 2000 y concretamente, los 7 más calurosos han tenido lugar desde 2014.

Por otro lado, en Norteamérica, una significativa ola de calor en junio rompió los máximos de temperatura registrados. Las condiciones extremas de sequía produjeron también numerosos incendios descontrolados durante julio y agosto, especialmente en Canadá y el oeste de Estados Unidos. Además, se registró el mayor incendio de la historia de California, quemando cerca de un millón de hectáreas y contaminando el aire que respiran miles de personas. [8]

1.1.2 Crisis energética mundial y geopolítica energética

Una crisis energética se produce cuando hay un desajuste entre la oferta y la demanda de energía, lo que suele conllevar un aumento de los precios en el suministro de energía.

En primer lugar, como se ha visto anteriormente, la demanda de energía se disparó mundialmente cuando las economías de los países empezaron a recuperarse de la pandemia. En Europa, un invierno frío agotó las reservas de gas mientras que los precios del CO₂ alcanzaban niveles récord. [9]

En segundo lugar, el encarecimiento del gas natural y el petróleo, junto al aumento de las restricciones a las emisiones de dióxido de carbono, ha provocado que en 2021 la factura de la electricidad se elevase en España un 41% respecto a 2020. Además, la situación en 2022 no parece mejorar, el precio de la electricidad se ha mantenido por encima de los 200€/ MWh durante el mes de enero. [10]

Como consecuencia de las subidas y bajadas en el mercado de la oferta y demanda energética, la crisis energética se ha transformado poco a poco en una crisis energética mundial, donde además de haber un problema de escasez de recursos energéticos, algunos países han utilizado esta coyuntura para diseñar nuevas estrategias geopolíticas.

En países dependientes del carbón como China, donde el 70% de la generación de energía del país viene de esta fuente, se tomaron medidas que dieron lugar a un racionamiento de electricidad en 20 de las 31 provincias, provocando el corte del suministro eléctrico de fábricas y hogares.

En Brasil los impactos de la crisis china los siente la agroindustria, por los altos precios de los fertilizantes y del glifosato, que son comprados en China y suponen la base de la agricultura brasileña. Así, el 7 de octubre de 2021, el presidente brasileño Jair Bolsonaro declaró que su país enfrentará “problemas de abastecimiento de alimentos en el 2022, a causa de la crisis energética que atraviesa China”. [11]

Por otro lado, a la subida de los precios de los combustibles fósiles, hay que sumar una serie de conflictos geopolíticos que están afectando a la distribución del gas natural. Rusia es el segundo productor de petróleo del mundo y el primer suministrador de gas a Europa. El gas que llega a Europa pasa por gasoductos que atraviesan Ucrania. Hasta ahora, la guerra entre Rusia y Ucrania no ha cambiado esto y el gas sigue llegando a los países europeos al mismo ritmo. Sin embargo, se teme que debido al paquete de sanciones económicas contra oligarcas y bancos rusos con el que la UE, Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido han respondido a la invasión rusa, Rusia amenace con la disminución o el corte del suministro de gas y petróleo, sobre todo de Europa central, donde, como se puede observar en la Figura 5. Importaciones de gas desde Rusia a distintos países de Europa, son muy dependientes del gas ruso.

No obstante, de tomar esta medida, un corte del gas podría suponer una pérdida de entre 203 y 228 millones de dólares al día para Gazprom, la petrolera fiel al régimen ruso.

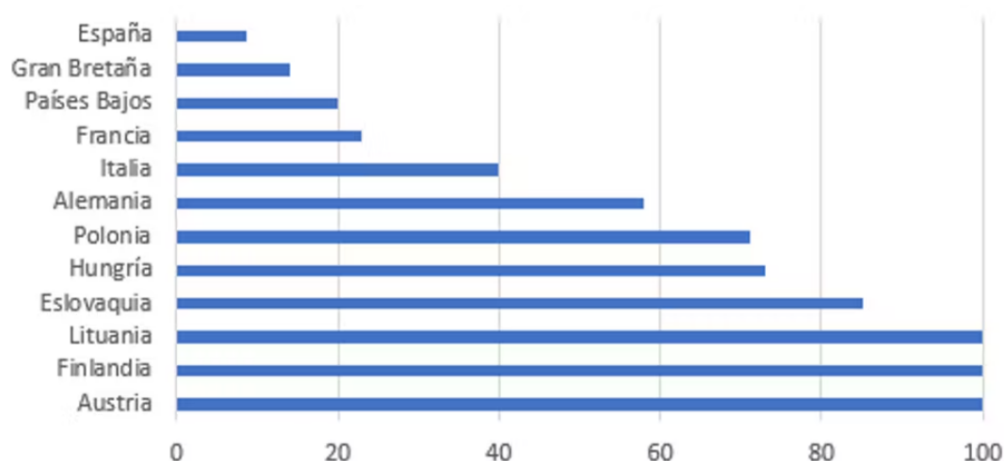


Figura 5. Importaciones de gas desde Rusia a distintos países de Europa

Además, en Alemania se paralizó el proceso de certificación del gasoducto Nord Stream 2, que transportaría gas directamente desde Rusia a Alemania por el mar Báltico.

Por otro lado, los mercados de hidrocarburos siguen padeciendo falta de suministro a corto-medio plazo debido a la insuficiencia de inversiones en exploración por parte de las petroleras en los últimos años. Los bajos precios

hidrocarbúferos registrados entre 2015 y 2019, unidos a los planes de descarbonización de muchos países, desincentivaron la inversión en la búsqueda de nuevos yacimientos. Por tanto, los productores serían incapaces de cubrir la demanda de petróleo y gas si Rusia dejase de exportarlos.

Además, los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) rechazaron aumentar su producción al mismo ritmo que la recuperación de la demanda, provocando un riesgo en la estabilidad de la seguridad energética de muchos países en la Unión Europea. De hecho, antes del estallido del conflicto militar, la UE ya había acusado a Gazprom de suministrar solo los niveles mínimos contratados de gas. En consecuencia, los países europeos han tenido que recurrir a sus reservas de hidrocarburos, que están en niveles mínimos. [12]

Ante esta incertidumbre geopolítica, Argelia ha garantizado y aumentado el suministro de gas a España, y por tanto el resto de la Unión Europea. Al mismo tiempo, el gasoducto del Magreb, que atraviesa Marruecos, permanece en perfecto estado y preparado para poder entrar en operación en cualquier momento, aunque la crisis diplomática entre Rabat y Argel lo mantienen cerrado. Además, Estados Unidos en apenas cuatro meses ha duplicado su peso en nuestro mercado del gas y se ha convertido en el principal proveedor de gas de España en enero de 2022, representando un 34,6%. [13]

Por otro lado, existe una politización de opiniones entre países de la Unión Europea como Francia, que defienden la obtención de energía de origen nuclear como una energía limpia que tiene cabida en el sistema energético y permite a Europa reducir su dependencia del gas ruso; y la postura contraria, como en Alemania, que están cerrando centrales por los problemas que suponen el reciclaje de los residuos tóxicos. Así, hay países como Países Bajos y Polonia que buscan un aumento de la producción nuclear, mientras que Bélgica y España, siguen un paulatino abandono de esta energía.

1.1.3 Soluciones para un futuro sostenible

La crisis energética mundial actual no es solo el resultado de la pandemia y de las maniobras geopolíticas de Rusia, es también el resultado del intento de muchos países por alejarse del carbón y del petróleo, en favor del uso del gas natural como combustible de transición. Esto es lo que ha llevado a Europa a ser dependiente del gas natural, ya que el componente principal de este combustible es el metano (CH₄), que produce un 25% menos de CO₂ que los productos petrolíferos y un 40% menos que la combustión del carbón por unidad de energía producida.

Sin embargo, el metano es también un poderoso gas de efecto invernadero. De hecho, si se compara su efecto en un periodo de 20 años, este contribuye 80 veces más al calentamiento del planeta que el dióxido de carbono. También, tiene una vida más corta que el CO₂ (solo doce años frente a cientos).

El metano ha sido responsable de aproximadamente el 30% del calentamiento global desde la época preindustrial y está proliferando más rápido que en cualquier otro momento desde que comenzaron los registros en la década de los 80. [14] Reducir estas emisiones será también fundamental para evitar los peores efectos del cambio climático y mejorar la calidad del aire.

En la pasada Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26), en representación de casi 200 países se acordó el Pacto Climático de Glasgow, en el que se acordó por primera vez una posición sobre la reducción gradual de la producción de energía a base de carbón sin limitación de emisiones. Más del 90% del PIB mundial está ahora cubierto por compromisos de “net zero”. 153 países presentaron nuevos objetivos de emisiones (NDC) para 2030. A fin de concretar estas metas ampliadas, la Presidencia impulsó compromisos en cuanto apartarse de la energía a base de carbón, reducir las emisiones de metano y acelerar el cambio a vehículos eléctricos. [15]

Para alcanzar la descarbonización del sistema energético actual, es indispensable el aumento de la producción de energía de fuentes renovables como la solar y eólica. Además, otra ventaja importante del aumento de las energías renovables es la creación de empleo. Análisis hechos por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) muestran que un acelerado despliegue de las renovables y de la eficiencia energética aumentaría el PIB mundial en un 0,8% en 2050 y apoyaría en torno a 26 millones de trabajos en el sector global de las energías renovables. [16]

De acuerdo con los datos recopilados por la firma TTR (Transactional Track Record), desde 2008 hasta la actualidad, España se ha situado como el mercado más importante de Europa para la energía solar. Por su parte, una de las cuatro empresas más importantes del mundo en el sector de la consultoría y auditoría: EY (Ernest & Young) sitúa a nuestro país en el puesto 11 de su ranking mundial, respecto al atractivo inversor en energías

limpias. [17]

Además, con el objetivo de impulsar la transición hacia una mayor integración de energías renovables en el sistema energético, en España se ha establecido el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de 2021-2030, acorde con los objetivos marcados por la Unión Europea. Algunos de ellos son:

- Alcanzar un 32% de energía renovable frente al consumo total de energía.
- Reducir las emisiones un 40% respecto a 1990.
- Mejorar un 32.5% la eficiencia energética.
- Alcanzar una interconexión eléctrica entre los Estados miembros de un 15%.

Se espera que a partir de 2030 estos porcentajes sigan incrementándose, reduciendo cada vez más las emisiones de gases y apostando por los sistemas eléctricos 100% renovables.

Sin embargo, estas energías de cero emisiones presentan una gran desventaja: la intermitencia. Es aquí donde el almacenamiento de energía presenta una forma esencial y segura de descarbonizar el sistema energético sin comprometer seriamente la seguridad energética.

Dentro de los próximos 5 años, la IEA espera que la capacidad global de almacenamiento de energía se expanda en un 56% para llegar a más de 270 GW para 2026, impulsada por la creciente necesidad de crear sistemas de electricidad flexibles que dependan más de fuentes renovables. Algunas de las opciones de almacenamiento de largo alcance son el almacenamiento de energía solar concentrada, el hidrógeno verde, el almacenamiento por gravedad y las baterías criogénicas.

Otra alternativa para la descarbonización de la economía mundial cuyo estudio se encuentra en auge en la actualidad es la sustitución del gas natural por hidrógeno verde. Esta tecnología se basa en la generación de hidrógeno a través de un proceso químico de electrólisis. Este método utiliza la corriente eléctrica para separar hidrógeno del oxígeno que hay en el agua, por lo que, si esa electricidad se obtiene de fuentes renovables, se consigue una producción de energía limpia que solo emite vapor de agua y no deja residuos en el aire.

Ante el panorama actual que se ha explicado, con unos precios de la electricidad que continúan aumentando, los problemas de la dependencia en Europa del gas ruso y la crisis climática, el autoconsumo se ha identificado como una forma de hacer frente a estos problemas. Con un aumento del 85% respecto al año anterior, según las cifras que ofrece la asociación APPA Renovables, en 2021 se instalaron 1,151 MW de potencia en instalaciones de autoconsumo en España (Figura 6). Así, el sector residencial supone ya el 22% del total (253 MW).

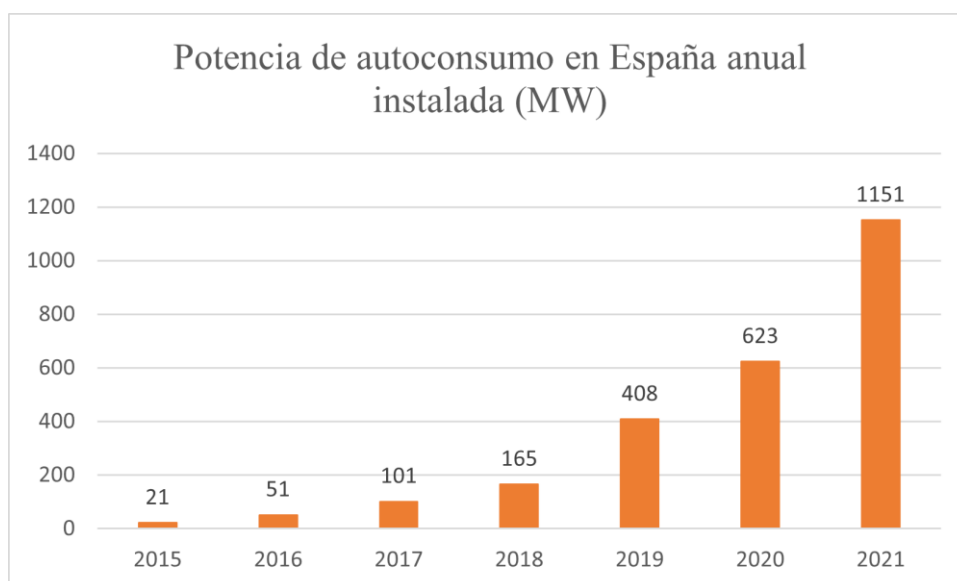


Figura 6. Potencia de autoconsumo anual instalada en España

En este contexto, el sector eléctrico tiene una importante función en la descarbonización y en la transición energética. Según datos obtenidos del último informe de 2021 'Energías renovables en el sistema eléctrico

español' proporcionado por Red Eléctrica, el parque de generación con fuentes de energía renovables en España a finales de 2021 registró valores máximos históricos con 64,182 MW, y con él se ha producido el 46,7% de la generación total. Esto se puede observar en la Figura 7, donde se representa el total de la estructura de potencia instalada en España a cierre del año 2021. Es importante destacar que el 80,4% de la nueva potencia renovable instalada se ha debido al aumento de la potencia solar fotovoltaica.

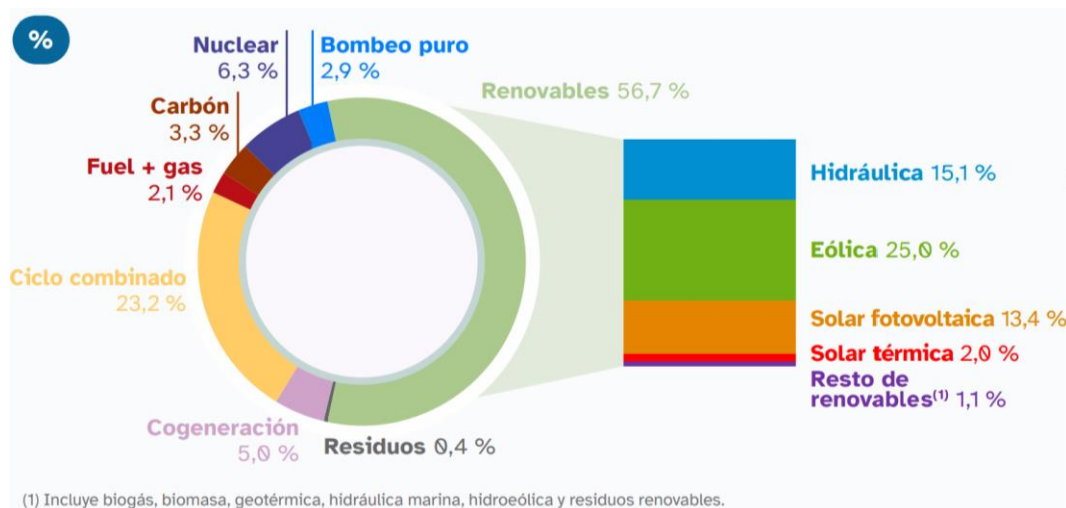


Figura 7. Estructura de potencia instalada a 31.12.2021 [18]

Resulta prometedor ver que la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica del país durante el último año ha marcado un nuevo máximo al alcanzar el 46,7%. Esto supone 2,7 puntos porcentuales más que al máximo registrado en el año anterior. En la Figura 8 se puede observar la evolución de la potencia instalada renovable en España desde 2012 hasta 2021.

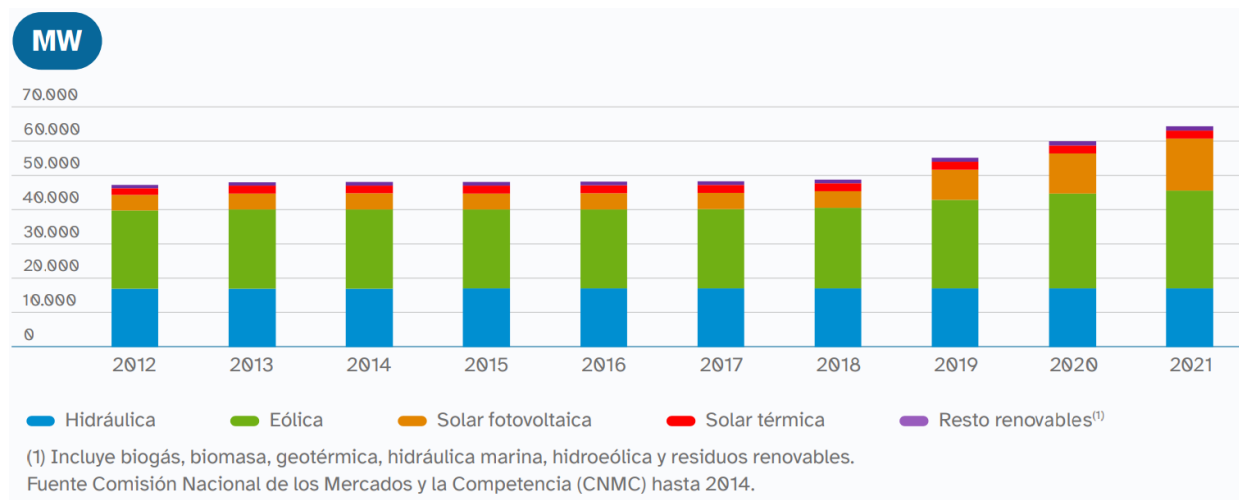


Figura 8. Evolución de la potencia instalada renovable [18]

Como se puede observar, son ya varios años consecutivos en los que se está dando un aumento de la integración de renovables gracias a las condiciones climatológicas del país y al aumento de la potencia instalada renovable, superando récords cada año. Además, España posiciona su liderazgo en energías renovables siendo el segundo país europeo que más energía eléctrica generó en 2021 a partir de eólica y solar (que incluye la fotovoltaica y la térmica), solo por detrás de Alemania según datos de ENTSO-E. Estas energías produjeron en España más de 86 GWh durante 2021, lo que supone un tercio de toda la producción a nivel nacional. [18]

1.2. Efecto fotovoltaico y políticas de autoconsumo

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico español, el autoconsumo se define como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica provenientes de instalación de

producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” [19]

El desarrollo del autoconsumo garantiza a los consumidores el acceso a alternativas más baratas y respetuosas con el medio ambiente, contribuye a reducir las necesidades de la red eléctrica y genera mayor independencia energética.

La tecnología aplicada al desarrollo de las energías renovables las ha hecho más eficientes y rentables, hasta el punto de ser capaces de producir electricidad en condiciones óptimas, y en el caso de los paneles fotovoltaicos a un coste un 70% más bajo que hace una década.

Los primeros paneles fotovoltaicos se empezaron a usar en la década de los 50 para suministrar electricidad a satélites geoestacionarios de comunicaciones. Hoy en día constituyen una de las tecnologías de generación eléctrica renovable más prometedoras. Una de las principales virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular, pudiéndose construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta pequeños paneles para tejados para el autoconsumo de la vivienda. Esta última aplicación es la que se ha estudiado en profundidad durante este proyecto.

1.2.1. Tecnología fotovoltaica

La conversión de la radiación solar en electricidad ocurre debido al conocido “efecto fotovoltaico”, el cual fue observado por primera vez por Becquerel en 1839. Este efecto se presenta en los materiales semiconductores, los cuales presentan dos bandas de energía, en una de ellas se permite la presencia de electrones (banda de valencia) y en el otro no hay presencia de electrones (banda de conducción).

El material semiconductor más comúnmente usado es el Silicio, que a su vez es el segundo elemento más abundante en la Tierra. Sus átomos se caracterizan por tener cuatro electrones que se conectan con sus vecinos, creando una red cristalina. La función de la luz solar en el efecto fotovoltaico es suministrar una cantidad de energía al electrón más externo para que pueda pasar de la banda de valencia a la banda de conducción en el material, generando así electricidad. Concretamente en el caso del Silicio se necesitan 1,12 eV (electrovoltios) para que los electrones superen el espacio que hay entre las dos bandas. Además, el material semiconductor debe ser capaz de absorber una gran parte del espectro solar. [20]

Estos dispositivos se conocen como células solares o células fotovoltaicas. En la Figura 9 se muestra una célula solar típica. La unión PN es la parte principal de la celda. Está formada por la unión metalúrgica de dos cristales de naturalezas N (porción receptora de luz) y P (parte de abajo) según su composición a nivel atómico.

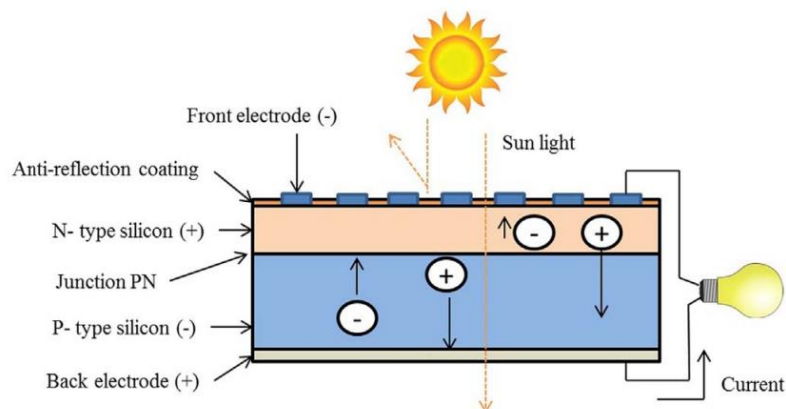


Figura 9. Ejemplo de una célula fotovoltaica [20]

La eficiencia de un panel solar se mide en condiciones de ensayo estándar, con una temperatura de celda de 25°C y una irradiancia de 1000 W/m^2 con un espectro de masa de aire de 1.5 (AM1.5). Estas condiciones corresponden a la irradiación y al espectro de la luz solar que inciden en una superficie inclinada a 37° con el sol en un ángulo de 41.81° sobre el horizonte. La eficiencia de un panel se calcula dividiendo la potencia nominal máxima por el área total del panel medida en metros cuadrados [21]:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \frac{P_{\max}}{\left(\text{Area} * \frac{1000\text{W}}{\text{m}^2}\right)} * 100$$

Actualmente, los paneles solares con mayor eficiencia en el mercado son los que usan tecnología basada en monocristalina. La eficiencia estándar de un panel solar está entre un 16-17%, mientras que los paneles solares de alta eficiencia mantienen valores entre 19-25%.

Mientras que la industria solar en su conjunto está cambiando lentamente a paneles más grandes y de mayor potencia, los principales candidatos en la carrera son ‘Trina Solar’, ‘Jinko Solar’, ‘Canadian Solar’, ‘Risen Energy’ y ‘JA Solar’. Todas estas conocidas empresas lanzaron paneles de muy alta potencia con clasificaciones superiores a 600 W durante el año 2021. Curiosamente, los fabricantes de módulos premium ‘SunPower’ (ahora llamados Maxeon) y ‘TEC’ no están compitiendo para desarrollar paneles de alta potencia de formato más grande. En cambio, se están enfocando en suministrar paneles de alta eficiencia a su base de clientes residenciales y comerciales tradicionales. [22]

En la Tabla 1 se pueden observar los 5 modelos de paneles fotovoltaicos más potentes en el mercado a marzo 2022.

Tabla 1. Paneles solares más potentes en el mercado hasta marzo 2022 [22]

Fabricante	Modelo	Potencia	Tamaño de la célula	Tipo de célula	Eficiencia
Risen	NewT@N	700W	210mm	N-Type HC TOPCon	22.5%
Trinasolar	Vertex	670W	210mm	P-Type 1/3-cut MonoPERC MBB	21.6%
Astronergy	Astro 6	670W	210mm	P-Type HC Mono PERC+	21.6%
AE Solar	AURORA	665W	210mm	P-Type HC Mono PERC	21.4%
CanadianSolar	HiKu 7	665W	210mm	P-Type HC Mono PERC	21.4%

Por otro lado, resulta interesante hacerse una idea del precio por el que suelen rondar los paneles. Dependiendo del tipo de panel y de la potencia pico del módulo, los precios suelen tener valores aproximados a los que se indican en la Tabla 2

Tabla 2. Precio de los paneles fotovoltaicos según tipo y potencia [23]

Tipo panel	Potencia	Precio
Monocristalinos	50 - 100 W	50 - 100 €
	100 - 200 W	100 - 100 €
	200 - 450 W	200 - 400 €
Policristalino	50 - 100 W	40 - 80 €
	100 - 200 W	130 - 175 €
	200 - 450 W	175 - 375 €

1.2.2. Legislación actual de autoconsumo en España

La ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo y define las modalidades de autoconsumo que se han explicado anteriormente. [24] Este artículo se ha visto modificado por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. [25] La última modificación que se ha realizado ha sido la del Real Decreto-ley 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [26]

El Real Decreto habilita diversas posibles configuraciones para las instalaciones de generación que podrán ser:

1. Individuales. Cuando existe un único consumidor asociado a la instalación.
2. Colectivos. Cuando existen varios consumidores asociados a la misma instalación de generación. Esta configuración permite instalaciones de autoconsumo en comunidades de propietarios o polígonos industriales.

Por otro lado, el Real Decreto contempla los siguientes modos de conexión:

1. Instalaciones próximas a través de red. Este tipo de instalación se da cuando se conecten a las redes de baja tensión que dependan del mismo centro de transformación, o se conecten a menos de 500m del consumidor, o estén ubicadas en la misma referencia catastral que el consumidor.



Figura 10. Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión a través de red [27]

2. Instalaciones con conexión en red interior. Este tipo de conexiones permite que la instalación de generación se conecte a la red interior del consumidor o consumidores asociados, que pueden pertenecer a cualquier modalidad de autoconsumo.

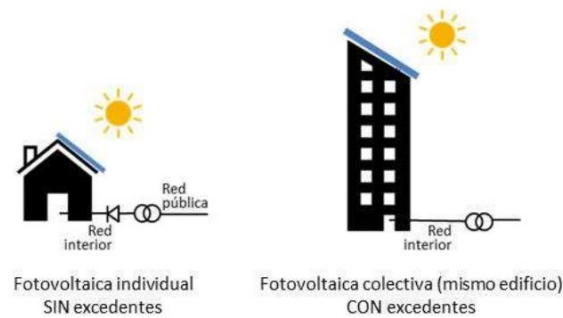


Figura 11. Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión en red interior [27]

3. Instalaciones con sistemas de acumulación. El RD244/2019 contempla la presencia de sistema de acumulación en las instalaciones de autoconsumo de cualquier modalidad y únicamente obliga a que los sistemas de almacenamiento dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.

Por otro lado, en diciembre de 2021 se aprobó en España la Hoja de Ruta del Autoconsumo que establece medidas para incentivar el aumento del autoconsumo en el país en los próximos años. Los objetivos de la publicación de esta Estrategia Nacional de Autoconsumo (como viene recogida en el PNIEC), son los siguientes [28]:

- Establecer el potencial de penetración del autoconsumo por tipo de consumidor.
- Establecer las líneas de actuación para promover el autoconsumo renovable, situando al ciudadano en el centro del sistema energético, y activar su uso como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética.
- Desarrollar instrumentos para promover su uso compartido.
- Facilitar la implantación de aplicaciones en ámbitos como el industrial o de sector servicios en un contexto de reactivación económico, así como en el sector público.
- Desarrollo del autoconsumo como palanca para la generación rápida de actividad y empleo, tanto de forma directa como mediante el efecto sobre las distintas cadenas de valor locales y el ahorro en costes energéticos de consumidores e industria.

1.2.3. Modalidades de autoconsumo

Las diferentes modalidades de autoconsumo se establecen en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y se recogen nuevamente en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. En función de los excedentes se distinguen las siguientes modalidades:

1. Autoconsumo con excedentes:

Las instalaciones con excedentes son aquellas que suministran energía eléctrica para autoconsumo, y además inyectan energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.

Se divide a su vez en dos subgrupos:

1.1. Acogida a compensación:

En este caso, el consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico. Por otro lado, cuando no consume la totalidad de la energía que procede de la instalación de autoconsumo, ésta puede inyectarse a la red. Así, en cada periodo de facturación, la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la

energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red.

El valor de esta energía viene determinado por el precio medio del mercado horario menos el coste de los envíos (o al precio acordado con la comercializadora). Después, se aplican los beneficios a los que pueda acogerse y los peajes e impuestos que procedan (en ningún caso el resultado podrá ser negativo).

Para que una instalación de autoconsumo sea acogida a compensación deben darse las siguientes condiciones:

- La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas debe ser igual o inferior a 100kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El contrato de compensación de excedentes de autoconsumo que hayan suscrito el consumidor y el productor debe estar definido en el artículo 14 del RD 244/2019.
- La instalación de producción no puede estar sujeta a la percepción de un régimen retribuido adicional o específico.

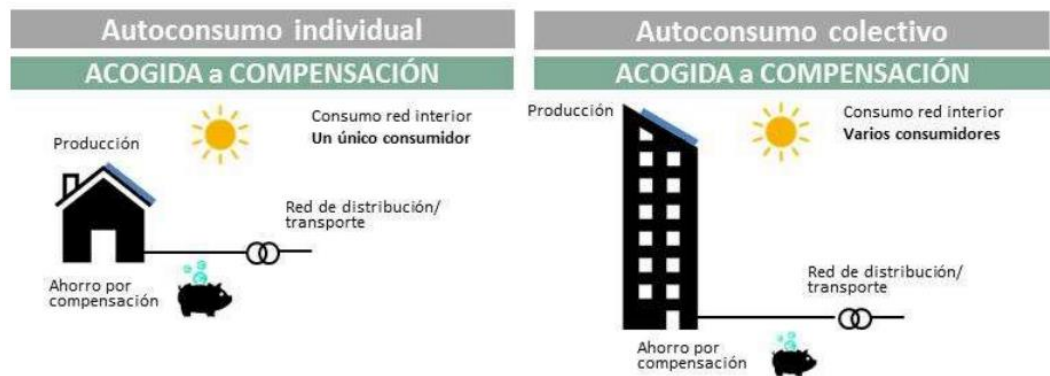


Figura 12. Diagrama de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación. [27]

1.2. No acogida a compensación:

En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico. A esta categoría pertenecerán las instalaciones que no cumplan con las condiciones mencionadas en el apartado anterior y aquellas en las que el consumidor decide voluntariamente no acogerse a ella.

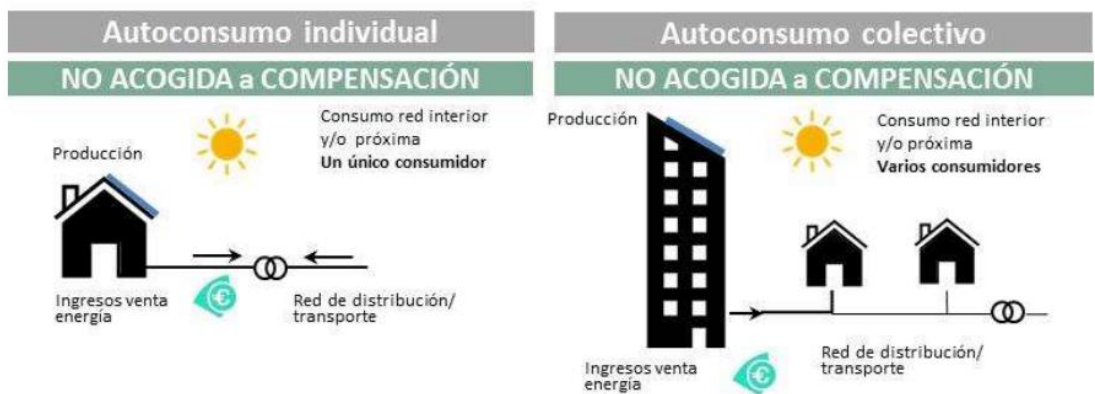


Figura 13. Diagrama de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación [27]

2. Autoconsumo sin excedentes:

Las instalaciones sin excedentes son aquellas que están conectadas a la red de distribución o de transporte y que disponen de un sistema antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Los mecanismos de antivertido deberán cumplir con la normativa de calidad y seguridad industrial que le sea de aplicación y, en particular, en el caso de la baja tensión con, lo previsto en la ITC-BT-40.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que en la disposición final segunda del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, se introducen modificaciones de la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, en las que se regulan los requisitos de los mecanismos antivertido y diversos requisitos de seguridad de las instalaciones generadoras de baja tensión.

En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

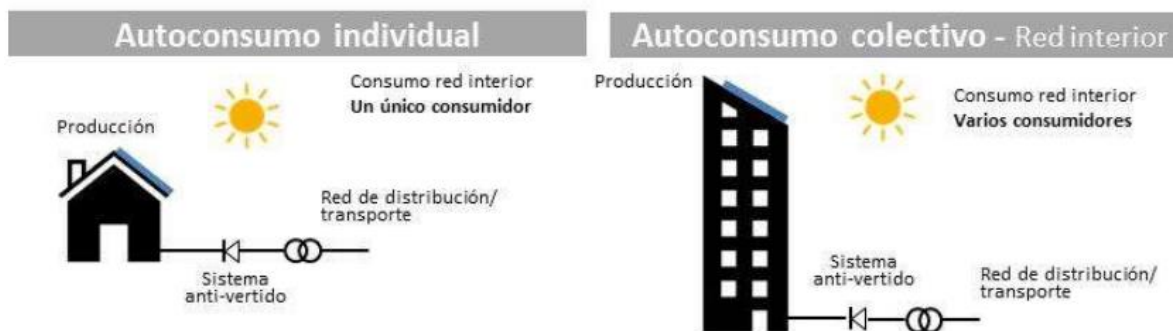


Figura 14. Diagrama de autoconsumo sin excedentes. [27]

1.2.4. Subvenciones para la instalación de placas solares en España

Actualmente en España existen diferentes tipos de bonificaciones y subvenciones para el autoconsumo [29]:

- Bonificaciones fiscales del IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles)

La Ley Reguladora de las Haciendas Locales establece en el artículo 74 bonificaciones que pueden llegar a ser de hasta un 50% del valor del impuesto para aquellos inmuebles en los que se hayan instalado sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de energía solar, sin fijar la duración de esta.

- Bonificaciones fiscales del ICIO (Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras)

En el artículo 103 de esta ley se establece que las ordenanzas fiscales podrán otorgar una bonificación de hasta el 95% a las construcciones, instalaciones u obras en las que se incorporen sistemas para el aprovechamiento de la energía solar, con fines térmicos o de generación eléctrica.

Tanto las bonificaciones del IBI e ICIO para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico tienen carácter potestativo. Esto quiere decir que dichas instalaciones dependen de las ordenanzas fiscales de cada ayuntamiento de los límites legales.

En las localidades que se estudian en este proyecto se tienen los siguientes incentivos [29] :

1. Santa Cruz de Tenerife: -50% en el IBI durante 5 años en uso residencial y -90% en el ICIO en inmuebles cuyo uso principal no sea la producción de energía.
2. Santiago de Compostela: -50% en el IBI durante 5 años en uso residencial (condición: potencia > 5 kWp/100 m² construidos o mejor certificación energética) y -90% en el ICIO.
3. Madrid: máximo de -50% en el IBI durante 3 años aplicable en todos los usos. Este porcentaje de bonificación depende del uso del inmueble y de si se destina a autoconsumo individual o colectivo. En el ICIO hay un descuento del 95%.
4. Sevilla: en el IBI un 50% durante los 3 primeros años y un 30% a partir del 4 año hasta 30, aplicable

en uso residencial.

- Subvenciones especiales para placas solares en Comunidades Autónomas [30].

Con el fin de incentivar el aprovechamiento de la energía solar y que el autoconsumo fotovoltaico sea una realidad al alcance de todos, muchas comunidades cuentan con subvenciones especiales de hasta el 50% sobre el valor de la inversión inicial de la instalación.

Así, en Galicia en 2021, se invirtieron 2 000 000€ en subvenciones para proyectos de energía fotovoltaica para personas físicas, comunidades de propietarios y agrupaciones de personas físicas (con una cuantía máxima de ayuda de 25 000€).

En las Islas Canarias, en 2021 hubo ayudas dirigidas a comunidades de propietarios y agrupaciones de viviendas para autoconsumo colectivo valoradas en 4€/W (con un máximo de 10 000€ por vivienda) para instalaciones aisladas y 0,75€/W para sistemas conectados a red. En el caso de que la instalación cuente con baterías solares, la cuantía asciende a 1,5€/W (con un límite de 4 500€ por vivienda).

Por otro lado, La Comunidad de Madrid ha aprobado el Plan Estratégico para promocionar el autoconsumo energético renovable. Este presupuesto fue de 3 000 000€ durante 2021 y para 2022 y 2023 se ha establecido un máximo de 10 000 000€ para cada ejercicio. Así, la cuantía de las ayudas se calcula aplicando un porcentaje del 25% para la solar fotovoltaica, 30% para la solar fotovoltaica doble cara, 30% para la solar térmica y para la geotérmica, 35% para el autoconsumo compartido y un 25% para la mini eólica. En el caso de que se trate de un sistema mixto, se aplicará el porcentaje más alto de la tecnología que corresponda. Los porcentajes máximos acumulables será de hasta un 45% de la inversión. En el caso de que se trate de una instalación con una potencia igual o inferior a 10kW, se aplicará un máximo del 30% de la inversión realizada.

- Subvenciones para el autoconsumo del Gobierno de España 2021-2023 [30]

En 2021, el gobierno aprobó 1320 millones de euros de subvenciones para fomentar el autoconsumo, el almacenamiento y los sistemas de climatización, en los que las comunidades y ciudades autónomas serán las responsables de repartir los presupuestos asignados.

El porcentaje de las subvenciones destinadas a autoconsumo varían según el beneficiario y la modalidad de autoconsumo solar. En la industria, las grandes empresas podrán beneficiarse de un 15% y los negocios con sistemas fotovoltaicos con una potencia inferior a 15kW de un 45%. En el sector residencial, las viviendas particulares se beneficiarán de un 40% del coste de la instalación y los sistemas de autoconsumo colectivo de un 50%. En el caso de las administraciones públicas, el porcentaje de la subvención asciende a un 70%. Asimismo, los municipios con menos de 5000 habitantes podrán disfrutar de un 5% adicional.

1.2.5. Normativa de autoconsumo en España versus otros países de la UE

El informe “EU Market Outlook for Solar Power 2021-2025” muestra que 2021 fue el mejor año para las instalaciones solares en la Unión Europea con un récord de 25,9 GW de capacidad fotovoltaica (PV) conectada a la red. Esto supone un salto interanual del 34%.

Además, el informe predice que para 2025, la UE alcanzará una capacidad fotovoltaica acumulada de 327,6GW (el doble de los 164,9 GW actuales). En 2021, Alemania siguió siendo el principal mercado solar de la UE con instalaciones esperadas de 5,3 GW.

Europa apuesta por el autoconsumo energético como una de las mejores acciones en energías renovables que ayudarán a su transición energética. Sin embargo, las normativas y políticas de cada país europeo son diferentes. A continuación, se pueden ver algunos ejemplos de las políticas de autoconsumo en otros países [31]:

- Autoconsumo en Francia

El sistema energético de Francia ha dependido tradicionalmente de la energía nuclear para su consumo. Sin embargo, el gobierno francés se ha comprometido en incrementar su presupuesto para renovables en unos 71 000 millones de euros hasta 2028. Además, las energías renovables disfrutaban de beneficios fiscales, préstamos sin interés para la inversión, subsidios, así como una política de retribución de vertidos a la red.

Al igual que en España, actualmente la ley distingue dos modalidades distintas de autoconsumo, con y sin excedentes. Sin embargo, en Francia la compra de excedentes vertidos a la red está garantizada por 20 años, a un precio superior al del mercado y sin que exista obligatoriedad de vender los excedentes a la red nacional.

- Autoconsumo en Alemania.

Alemania cuenta con una de las producciones de energía fotovoltaica más altas del mundo y se espera que este país sea uno de los mercados con mayor crecimiento en sistemas solares de almacenamiento con baterías.

Su legislación garantiza a los productores una retribución a precio fijo por el vertido de su energía en la red general durante un periodo de 20 años, así como un sistema de subasta para los grandes productores.

- Autoconsumo en Portugal

El nuevo plan de energía del gobierno portugués “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050”, establece objetivos como por ejemplo el de cubrir en 2030 el 80% de la demanda de electricidad del país con energías limpias y el de electrificar el 65% de la economía lusa para el año 2050. Si se cumplen estos objetivos, se podría reducir drásticamente la actual dependencia del país de la energía importada, que se sitúa en torno al 75%.

- Autoconsumo en Italia

Sólo en energía fotovoltaica, el país representaba en el año 2013 más del 20% de la potencia instalada en Europa.

Italia dispone de numerosos incentivos para potenciar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Además, han presentado un plan integrado sobre el clima y la energía 2030 que prevé que la electricidad de origen fotovoltaico suponga más de la mitad de la energía renovable del país para el año 2030.

1.3. Estado del arte de sistemas de energías renovables con almacenamiento

El incremento de la participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica conlleva un mayor riesgo en el suministro de la electricidad, ya que crea mayores fluctuaciones en la producción. Este incremento de renovables debe llevarse a cabo de forma que se mantenga la seguridad energética del trilema energético, garantizando la flexibilidad de la red eléctrica.

Una solución que se ha implementado para disminuir la variabilidad de la producción en centrales fotovoltaicas y eólicas ha sido la interconexión entre plantas ubicadas en distintas geografías, de forma que se consiga una complementariedad espacial y temporal en la generación de energía.

La otra alternativa que se va a estudiar en este proyecto en cuestión es el almacenamiento de energía. Esta solución es esencial para sistemas que no están interconectados. El almacenamiento en baterías puede mitigar algunas desviaciones de frecuencia en la red, así como puede brindar gestionabilidad a los sistemas almacenando el exceso de producción de energía a determinado momento.

El alejamiento de la generación de energía de combustibles fósiles significará que ya no será posible almacenar la mayoría de los precursores de electricidad como hidrocarburos. Además, si en el futuro se deja de usar el petróleo y el gas para el transporte y la generación de calor, los patrones de demanda de electricidad podrían cambiar sustancialmente, con picos de demanda haciéndose mucho más pronunciados. Numerosas tecnologías de almacenamiento se encuentran ahora en desarrollo. Estas tecnologías servirán para almacenar la electricidad en momentos de exceso de oferta con el fin de satisfacer periodos de alta demanda o para almacenar el exceso de electricidad como calor o hidrógeno para su uso en otros sectores, entre otros.

Una de las mayores barreras para su crecimiento en el mercado se debe al coste que suponen (Figura 15). A pesar de que las tecnologías de almacenamiento han experimentado una reducción de costos en los últimos años, cuando se trata de sistemas de gran escala, estas tecnologías siguen siendo muy costosas. [32]

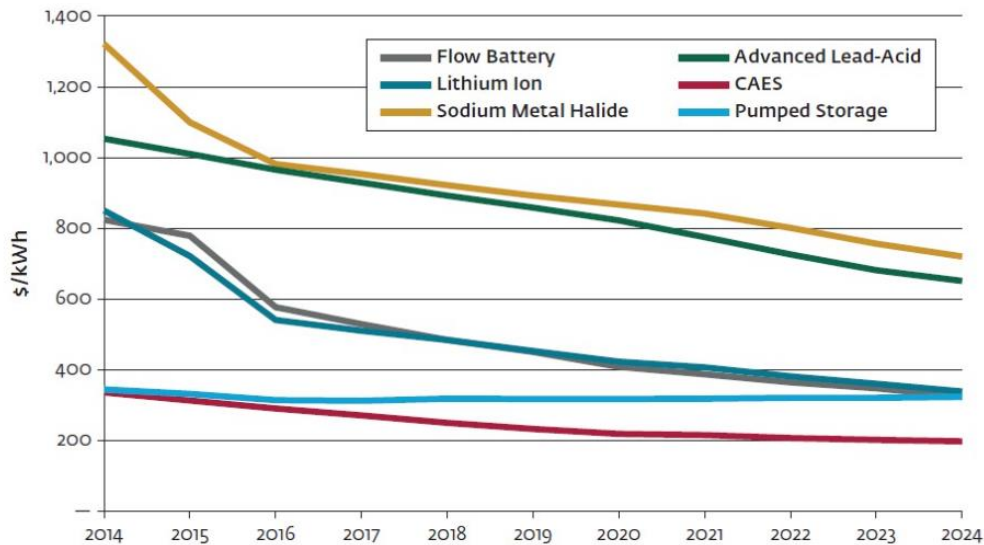


Figura 15. Costes de sistemas de almacenamiento a gran escala [33].

El paso a una economía baja en carbono causará una revolución en la forma que se utiliza el almacenamiento de energía.

Para cumplir con el ya mencionado PNIEC, el ministerio español para la transición ecológica y el reto demográfico aprobó la Estrategia de Almacenamiento que contempla disponer de una capacidad de almacenamiento en 2030 de 20GW y 30GW en 2050.

En los últimos años se han producido múltiples avances en sistemas de almacenamiento. Este impulso será clave para la transición energética y se espera que, gracias a ello, se pueda construir una economía basada en energías renovables. A continuación, se van a explicar más en profundidad algunos de los sistemas de energías renovables con almacenamiento.

1.3.1. Sistemas de almacenamiento electromecánico

Según el informe “Innovation in Batteries and Electricity Storage” de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), desde el año 2000 empresas de todo el mundo han presentado más de 65 000 familias de patentes internacionales en el ámbito de almacenamiento de energía. De hecho, entre los años 2000 y 2018, las invenciones en materia de baterías supusieron nueve de cada diez patentes de almacenamiento de electricidad. Una cifra que supera a las soluciones de almacenamiento eléctrica en un 9%, a las mecánicas en un 5% y a las térmicas en un 3%.

El informe de la IEA concluye que la tecnología de iones de litio, que predomina en los vehículos eléctricos y los dispositivos electrónicos portátiles, ha impulsado la mayor parte de la innovación en baterías. Además, es el responsable del 45% de la actividad de patentes relacionada con células de baterías. [34]

1.3.1.1. Baterías de Litio

En lo referente al almacenamiento de las energías renovables, los componentes de las baterías han sido predominantemente de litio. El uso de estas baterías ha cambiado radicalmente la industria eléctrica y el uso de aplicaciones vinculadas a la utilización de la electricidad.

A pesar de que automovilístico es el sector más influyente en este tipo de baterías, en plantas fotovoltaicas la batería de litio permite almacenar entre el 95 y 99% de la energía generada, mientras que las de plomo ácido, que son también de uso común para almacenar energía solar, alcanzan hasta un 85%. Algunos países como Bolivia, Panamá, Surinam están aprovechando la energía que producen los rayos del sol para electrificar las zonas rurales o islas. [35]

Estas baterías para paneles solares pueden ser modulares, pudiéndose conectar entre sí, de acuerdo con las

necesidades de la demanda. Además, debido a su gran capacidad de acumulación, su tamaño compacto y su bajo peso, las convierten en las más atractivas para paneles solares de locales comerciales, industrias y viviendas.

A favor de impulsar esta tecnología, el pasado año, el propio inventor de las baterías de litio, M. Stanley Whittingham (*¿Cuál es el papel del Nb en los cátodos de óxido en capas ricas en níquel para baterías de iones de litio?*, 18 marzo 2021), consiguió resolver un problema técnico que persistía en este tipo de baterías, reduciendo así la pérdida de capacidad del primer ciclo y una retención de capacidad a largo plazo mejorada de más del 93% en 250 ciclos de carga y descarga. [36]

Actualmente, ya hay parques solares con sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de litio que se encuentran en fase de implementación. Un ejemplo es el proyecto de AES Chile, el parque más grande de este tipo ubicado en la Región de Antofagasta en América Latina, que aportará 180MW. [37]

Una de las coyunturas que más importancia tienen en este tipo de baterías está relacionado con su reciclaje, ya que suponen un residuo altamente contaminante para el medio ambiente. Además, la tecnología y el proceso de reciclaje de litio actual, así como las propias características de los componentes de estas baterías, es bastante costoso y no es posible recuperar el 100% del material. Con el objetivo de solucionar este problema, científicos de la Universidad Tecnológica de Michigan han hecho un gran avance en este sentido demostrando cómo un tanque de flotación puede utilizarse para separar fácilmente algunos de los materiales de las baterías para su reutilización. El estudio usa una técnica denominada flotación de espuma que consiste en colocar materiales en un tanque de flotación y ver cómo se separan en función de si repelen el agua y flotan, o absorben el agua y se hunden. Sin embargo, todavía queda un largo camino hasta conseguir el reciclaje perfecto. [38] Para hacernos una idea de la importancia del reciclaje de estos elementos, España estrenará pronto su primera planta de reciclaje de baterías de iones de litio para coches eléctricos mediante un proyecto llevado a cabo por Endesa y Urbaser. Además, existen numerosas iniciativas como la de la Unión Europea que quiere que el 4% del litio de las nuevas baterías fabricadas en la UE procedan de material reciclado para 2030 y el objetivo de Tesla de reciclar el 92% de sus baterías. Además, las principales organizaciones de la industria del reciclado de baterías de Bélgica, los Países Bajos, Alemania, Italia, Noruega y España han creado la primera plataforma europea para la recogida y el reciclado de las baterías de iones de litio para empresas multinacionales, llamada Reneos.

Paralelamente se han producido múltiples avances en este tipo de baterías, como las baterías de iones de litio sin cobalto. Estas baterías utilizan en su lugar un concentrado que contiene un alto porcentaje de níquel. Esto consigue reducir en gran medida los costes de las baterías (ya que el cobalto es el componente más caro) manteniendo las prestaciones y la duración de la mismo.

Como ya se ha mencionado, el sector de las baterías está en continua innovación y cada vez hay más proyectos de baterías alternativas a las de litio. Por ejemplo, los investigadores de la Universidad de Monash en Australia han desarrollado la batería de litio-azufre más eficiente del mundo en su categoría. Utilizando los mismos materiales que en las baterías convencionales de iones de litio, los investigadores han reconfigurado el diseño de los cátodos de azufre para que puedan acumular cargas de mayor tensión sin una disminución en la capacidad o el rendimiento general. Con cinco veces más capacidad, tiene el interés de los fabricantes debido a su bajo impacto ambiental y sus menores costes de fabricación. Estas baterías son capaces de alimentar un teléfono móvil durante cinco días seguidos y su aplicación en coches eléctricos supondría autonomías de unos 1000km. [39]

1.3.1.2. Baterías de flujo

Una batería de flujo es un tipo de celda electroquímica donde la energía química es proporcionada por dos componentes químicos disueltos en líquidos que se bombean a través del sistema en lados separados de una membrana. El intercambio de iones ocurre a través de la membrana mientras ambos líquidos circulan en su propio espacio respectivo.

La diferencia principal con los demás tipos de batería radica en que, en las baterías de flujo, la energía se almacena en el electrolito (y no en el material del electrodo). Algunos ejemplos de este tipo de batería son:

- Baterías de flujo redox: la celda redox es una celda reversible en la que los componentes electroquímicos se disuelven en el electrolito. Debido a que emplean transferencia heterogénea de electrones en lugar de difusión o intercalación en estado sólido, son conocidas también como celdas de combustible en lugar de baterías. [40]

Las baterías más comercializadas en la actualidad de este tipo son las baterías de flujo redox de vanadio. Estas baterías no sufren problemas de contaminación cruzada dado que utilizan vanadio en ambos electrodos, teniendo así ciclos de vida muy elevados de entorno 15-20 000 ciclos.

- Baterías de flujo híbrido: utilizan uno o más componentes electroactivos depositados como una capa sólida. En este caso, la celda electroquímica contiene un electrodo de batería y un electrodo de celda de combustible. Este tipo está limitado en energía por el área de superficie del electrodo. Algunos tipos de estas baterías son las de zinc-bromo, zinc-cerio, plomo-ácido y las baterías de flujo de sal de hierro. [41]
- Baterías sin membrana: se basan en un flujo laminar en el que dos líquidos se bombean a través de un canal, donde se someten a reacciones electroquímicas para almacenar o liberar energía. Las soluciones fluyen así en paralelo y el flujo separa naturalmente los líquidos, eliminando la necesidad de una membrana. [42]

Las baterías de flujo, por la tecnología que usan y su funcionamiento, tienden a ocupar mucho más espacio que las de estado sólido, teniendo también una mayor capacidad energética, por lo que su aplicación resulta interesante para grandes instalaciones eléctricas. En favor de estas baterías, es importante destacar que resultan más seguras ya que tienen menos riesgo de incendio y se pueden vaciar completamente sin comprometer el estado de las baterías al operar con ellas. Además, son más precisas (en cuanto a medir y operar en diferentes rangos de potencia) y se degradan mucho menos con el uso y prácticamente nada con el tiempo.

Estas baterías resultarían especialmente interesantes para aplicaciones de larga duración en un futuro sistema energético totalmente electrificado con generación renovables, ya que dada su alta capacidad podrían operar durante largos periodos de tiempo, evitando interrupciones en el suministro de energía durante cortes de la red. Actualmente, las aplicaciones de estas baterías se centran en aplicaciones comerciales / industriales que compensan los períodos de tarifas máximas, un poco en la generación a escala de red y también en microrredes independientes donde las personas quieren estar fuera de la red todo el tiempo o durante cortes de energía.

Sin embargo, estas baterías presentan ciertos problemas cuando se emplea un electrolito basado en vanadio. Por un lado, la densidad energética baja debido al bajo límite de concentración de esta especie en el electrolito, haciendo que estos sistemas sean muy voluminosos. Por otro lado, el precio del vanadio en la actualidad se encuentra disparado por la nueva regulación en China. Sin embargo, el interés por las baterías de flujo se ha revitalizado gracias a la investigación de nuevos materiales que vencen estas limitaciones. [43]

1.3.2. Sistemas de almacenamiento químico

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y su integración en los sistemas de energías renovables tienen un gran potencial tanto para la producción de energía como para su almacenamiento, manteniendo el control sobre la demanda de la red de una forma sostenible. Como portador de energía sin emisiones de carbono, podría tener un papel similar a la electricidad en un sistema energético bajo en carbono, pero tiene la clave ventaja de que es mucho más fácil y barato de almacenar.

A gran escala, el hidrógeno puede almacenarse bajo tierra en formaciones geológicas profundas, preferiblemente en formaciones de sal de roca, o alternativamente, donde la geología no ofrece esta opción, en contenedores a gran escala sobre el suelo. De cara al futuro, las siguientes opciones tecnológicas para hidrógeno comprimido podrían desempeñar un papel importante:

- Almacenamiento subterráneo de hidrógeno (favorablemente en formaciones de sal).
- Almacenamiento de hidrógeno en tuberías enterradas (de acero).
- Hidrógeno almacenado en tanques de almacenamiento esféricos o cilíndricos (de acero) sobre el suelo.

Estos tres conceptos se pueden caracterizar por parámetros técnicos, económicos, operativos y de ubicación, que los hacen aplicables a diferentes entornos. El almacenamiento subterráneo requiere un uso de la tierra mucho menor que los tanques de superficie. Las instalaciones aéreas de almacenamiento subterráneo sólo necesitan una superficie pequeña. Sin embargo, el uso del área sobre las cavernas y, más aún, entre cavernas o la tierra encima de un tanque enterrado, se limitan al uso agrícola por razones de seguridad. La ventaja principal en comparación con los tanques de superficie es el menor deterioro de la apariencia general del paisaje. [44]

Sin embargo, es muy importante elegir el método adecuado para la producción de este hidrógeno. Así, se hace referencia al hidrógeno asignándole distintos colores en la nomenclatura que hacen referencia a su proceso de

producción. El conocido llamado hidrógeno “verde” hace referencia al hidrógeno libre de carbono obtenido a partir de recursos renovables, por un proceso de electrólisis.

La electrólisis es un proceso en el que se usa la electricidad para dividir un átomo de agua en hidrógeno y oxígeno. Esta reacción tiene lugar en un equipo llamado electrolizador. Los electrolizadores pueden variar en tamaño, desde equipos pequeños del tamaño de un electrodoméstico (Adecuados para la producción distribuida de hidrógeno a pequeña escala) hasta instalaciones de producción central a gran escala que podrían vincularse directamente a formas de producción de electricidad de energía renovables. Al igual que las pilas de combustible, los electrolizadores constan de un ánodo y un cátodo separados por un electrolito. Los diferentes electrolizadores funcionan de diferentes formas, principalmente debido al tipo de material electrolítico involucrado y a las especies iónicas que conduce.

El hidrógeno es un elemento único debido a la versatilidad con respecto a su uso para una amplia gama de aplicaciones de uso final. Se puede aplicar, como se ha explicado en este apartado, en la reelectrificación como una opción de almacenamiento de electricidad “clásica”, pero también se puede utilizar en otros sectores, como para alimentar vehículos eléctricos de pila de combustible, como materia prima y combustible de calefacción en la industria (química, petroquímica y siderúrgica) y para la “ecologización” del gas natural mediante la adición de hidrógeno a la red de gas natural.

Actualmente, el interés en el hidrógeno, y sus distintas aplicaciones para el futuro sistema energético de emisiones netas del que no se para de hablar, no para de crecer. Incluso se habla de la economía del hidrógeno, como un modelo económico energético alternativo al uso de combustibles fósiles, en el cual la energía, para su uso básico en los medios de transporte, se almacena como hidrógeno o dihidrógeno (molécula diatómica compuesta por dos átomos de hidrógeno).

De hecho, en mayo de 2022 se ha abierto en España la mayor planta de hidrógeno verde de uso industrial de Europa, con un electrolizador capaz de producir 3000 toneladas de hidrógeno verde al año. La electricidad necesaria para la producción del hidrógeno provendrá de una planta solar fotovoltaica de 100MW conectada directamente al electrolizador, que tendrá una producción anual de unos 156000 MWh. [45]

1.4. Objetivos y alcance del proyecto

España es uno de los países de Europa que cuenta con un mayor número de horas de sol al año, convirtiéndolo así en un país con un gran atractivo para el mercado del autoconsumo. Según la Unión Española Fotovoltaica, durante el 2021, en España se instalaron 1203 MW de nueva potencia fotovoltaica en instalaciones de autoconsumo, lo cual supone un incremento del 101,8% con respecto al 2020.

El panorama energético actual, con un precio elevado de la electricidad y algunas tensiones geopolíticas que hacen temblar la seguridad energética en Europa, sumado a una mayor concienciación de la población sobre el cambio climático y la llegada de un marco regulatorio más favorable, no solo en el ámbito de la energía solar sino en el conjunto de las renovables, ha provocado este aumento de las instalaciones fotovoltaicas en particulares.

Sin embargo, dado el potencial que tiene la energía solar en este país, el papel que podría jugar el autoconsumo en el sistema energético podría ser mucho mayor. El autoconsumo a nivel residencial ha aumentado considerablemente en los últimos años y sigue creciendo hoy en día, pero el interés por conocer la viabilidad de una instalación fotovoltaica en una vivienda particular es todavía bajo.

Según una encuesta hecha para la Hoja de Ruta del Autoconsumo del gobierno de España, únicamente el 21,3% de los encuestados muestra interés en conocer la viabilidad de esta instalación. Resulta interesante ver que el 83,3% de estos que muestran interés estarían dispuestos a considerar la posibilidad de la instalación de un autoconsumo fotovoltaico en su suministro. Los principales motivos por los que los particulares desisten de estudiar la posibilidad de instalar autoconsumo en sus hogares se deben en primer lugar a la percepción de que estas instalaciones representan un alto coste o de que los ahorros son insuficientes; y en segundo lugar debido a que tienen la percepción de que en determinados ámbitos territoriales las condiciones climáticas no son adecuadas. [28]

Para ayudar a incentivar la inversión en instalaciones fotovoltaicas por parte de particulares, es indispensable informar con datos reales de las ventajas que suponen dichas instalaciones. Así, el objetivo de este proyecto se centra en demostrar la viabilidad económica en España del montaje de una microrred térmico-eléctrica basada

en energías renovables con almacenamiento: una instalación fotovoltaica de autoconsumo junto con un banco de baterías de plomo y una instalación de energía solar térmica para el agua caliente sanitaria (ACS).

Para ello, se ha hecho uso de una herramienta de simulación desarrollada por el grupo de termotecnia de la Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, dentro de las actividades del laboratorio HyLab. [1] Esta herramienta se basa en modelos obtenidos con una microrred real para observar de forma simulada el comportamiento de la microrred en una vivienda en 4 localidades distintas de España con diferentes características climatológicas: Santa Cruz de Tenerife, Santiago de Compostela, Sevilla y Madrid; con el objetivo de estudiar cómo afecta el clima en la producción y la rentabilidad de estas instalaciones. Esta microrred se explica en detalle en el siguiente apartado.

Con los datos obtenidos, se ha calculado la cantidad de energía que se produce y los excedentes que se generan durante un año. Posteriormente, se ha realizado una comparación económica de los resultados obtenidos con el montaje de estas instalaciones en la vivienda y los resultados que se habrían obtenido en el caso de no disponer de ellas, viendo así el ahorro que se obtiene a final de mes en el recibo de la luz. Esto sumado a la cantidad de subvenciones, tanto locales como de fondos europeos que existen, y a la posibilidad de deducción en el IBI e ICIO por la instalación de placas solares, hace que el coste de estos sistemas de generación de energía renovable en las viviendas pueda resultar más económico de lo que se puede llegar a pensar en un principio. Así, los resultados de este proyecto pueden ayudar a fomentar el montaje de estas instalaciones, incrementando el papel que juegan las energías renovables en el sistema energético y acelerando así la transición energética del país.

2 DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN

2.1. Descripción de la demanda energética de la vivienda

2.1.1. Instalación experimental

Para validar los modelos empleados en la herramienta Matlab-Simulink, el grupo de termotecnia de la ETSI de Sevilla ha utilizado unos modelos concretos basados en una instalación experimental. Esta instalación está compuesta por dos instalaciones de energías renovables que se van a explicar a continuación.

La primera se trata de un campo solar fotovoltaico con un sistema de almacenamiento eléctrico compuesto por baterías de plomo-ácido para cubrir la demanda de electricidad de la vivienda. En la Figura 16 se puede observar un esquema general de dicha instalación.

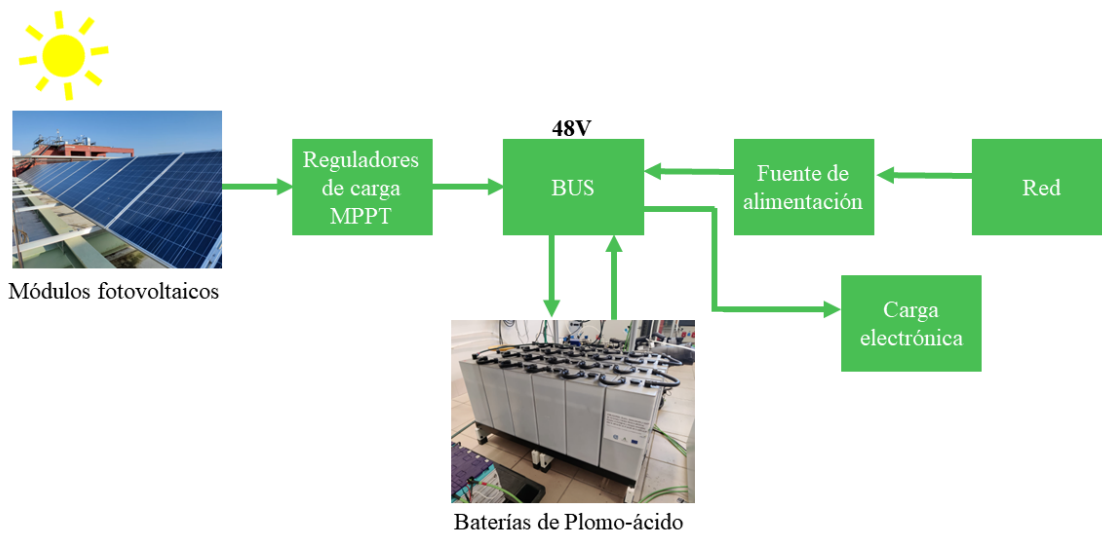


Figura 16. Esquema general de la instalación experimental de autoconsumo

La segunda instalación se trata de un sistema solar térmico compuesto por 2 colectores solares y un acumulador con una resistencia auxiliar para la producción de agua caliente (Figura 17).

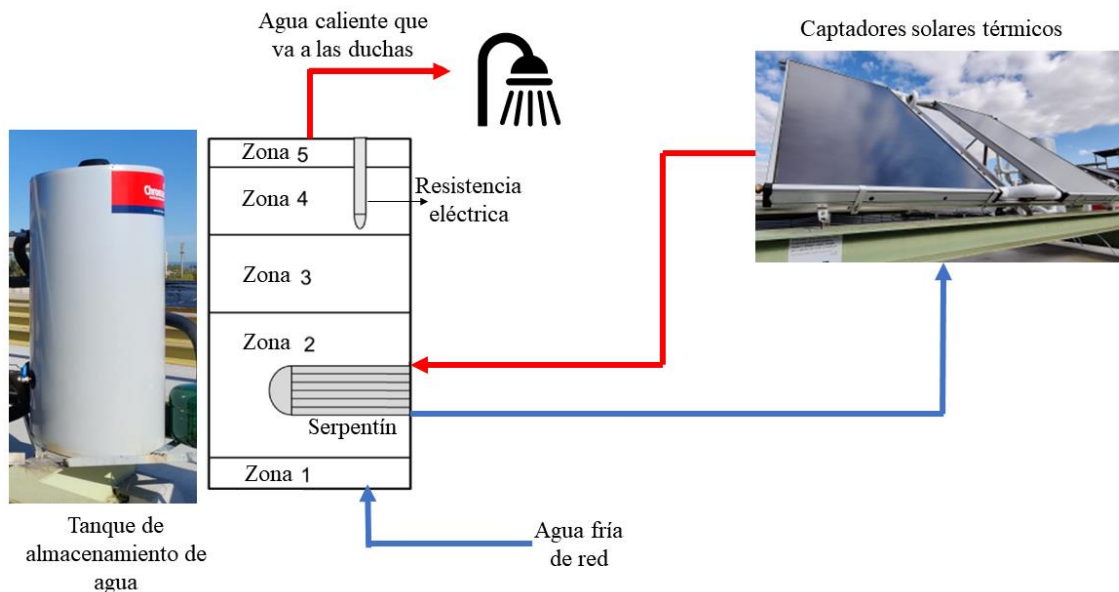


Figura 17. Esquema general de la instalación experimental de autoconsumo.

El campo solar fotovoltaico cuenta con una potencia de 4kWp y las baterías son de 24 celdas ‘EnerSol’ clásicas de 1110 Ah con una tensión nominal de 48V. Además, para simular la conexión a la red o a una fuente de alimentación alternativa, la instalación experimental incluye una fuente de alimentación electrónica POWERBOX LBX de 6kW (0-60 V / 0 – 100 A). Para simular la demanda eléctrica, la instalación dispone de una carga electrónica AMREL PLA 2,5 kW (0-60 V/0 – 1000 A).

Por otro lado, los colectores del campo solar térmico tienen una superficie de $2,53m^2$ mientras que el acumulador tiene un volumen de 300l. La resistencia auxiliar del acumulador dispone de 2,5 kW. Para la demanda de agua caliente se ha considerado la necesaria para 3 duchas durante 5 minutos con un caudal de 20 l/min y una temperatura de 38°C, llevada a cabo a diferentes horas del día (7:00, 18:30 y 21:00). Esta temperatura de la ducha se obtiene mezclando el agua caliente con el agua fría, lo que requiere que el agua caliente para el suministro esté a una temperatura mayor o igual a 50°C para garantizar que la temperatura de mezcla a 38°C puede alcanzarse en cualquier momento. En el apartado siguiente de este proyecto se pueden observar imágenes de estos equipos.

Por último, se ha instalado un ordenador de control para implementar controladores avanzados a través de la herramienta Matlab-Simulink (herramienta que se explicará en el siguiente apartado). Asimismo, en el Anexo A de este documento se puede observar el esquema completo del modelo de la instalación usado en Simulink.

El ajuste de los datos del modelo a los resultados medidos experimentalmente presentó errores muy bajos y, por lo tanto, estos modelos permiten la simulación precisa del comportamiento de los equipos [1].

En la Figura 18 se puede observar una imagen tomada de la vista general del laboratorio HyLab con el nombre de los equipos. De esta imagen, para la instalación experimental de este proyecto solo se han considerado la fuente de alimentación, la carga electrónica, las baterías de plomo ácido y el ordenador de control.

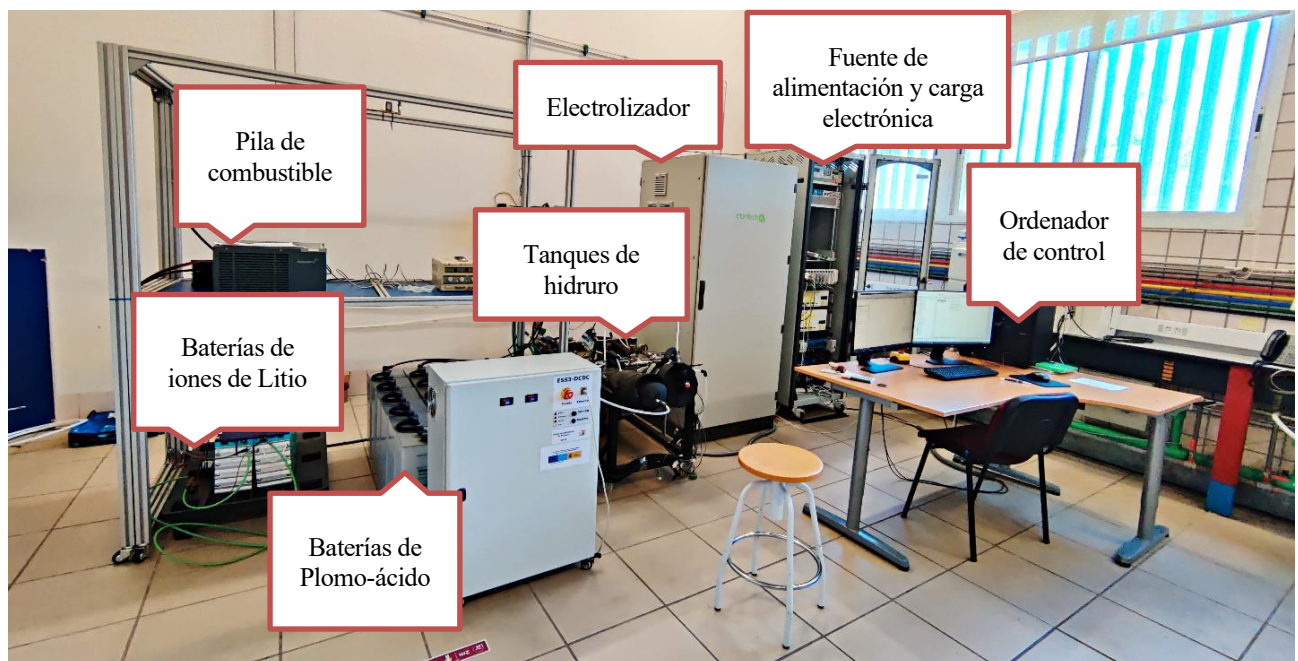


Figura 18. Vista general del laboratorio HyLab

2.1.2. Modo de operación

La microrred está compuesta por un campo solar fotovoltaico con almacenamiento eléctrico en baterías de plomo-ácido diseñado para cubrir la demanda eléctrica; y por un campo solar térmico con un sistema de almacenamiento térmico para el suministro de agua caliente sanitaria (ACS).

En este sistema, el campo fotovoltaico es el que proporciona la energía eléctrica para ser consumida en el hogar.

En el caso de que haya un excedente de energía, esta se envía a las baterías que almacenarán el exceso de energía eléctrica hasta el 95% del estado de carga (SOC). A partir de este valor de SOC, la energía generada por el sistema fotovoltaico puede venderse a la red. Por otro lado, en el caso de que exista escasez de energía por falta de radiación solar, la demanda de esta energía será suplida por las baterías, en vez de venderse a red.

Si al final del día, el SOC de las baterías es inferior al 35%, se cargarán desde la red durante el periodo de energía barata hasta que el SOC alcance el 50% o finalice dicho periodo. Al mismo tiempo, el sistema de energía solar térmica produce y almacena agua caliente hasta alcanzar una temperatura de 85°C en la zona alta del acumulador.

En caso de que la temperatura del agua caliente sea inferior a 50°C, se ha considerado que el usuario encenderá una resistencia eléctrica de 2,5 kW 50 minutos antes de la ducha. De esta forma, la estrategia de control de instalaciones se puede implementar de forma fácil y económica en una instalación real.

2.2. Caso base: equipos de la microrred y demanda energética

2.2.1. Perfil de la demanda eléctrica de la vivienda

Para la demanda de electricidad en las simulaciones se ha tomado como modelo los datos de la demanda real de una vivienda unifamiliar situada en Pamplona medidos durante toda una semana por el grupo de investigación INGEPER de la universidad de Navarra en forma de medidas de potencia por segundo [46].

Así, el perfil de la demanda durante el primer día de la semana se puede observar en la Figura 19. Durante este día, la potencia máxima registrada fue de 2629.4 W y la energía consumida fue de 9475.2 Wh.

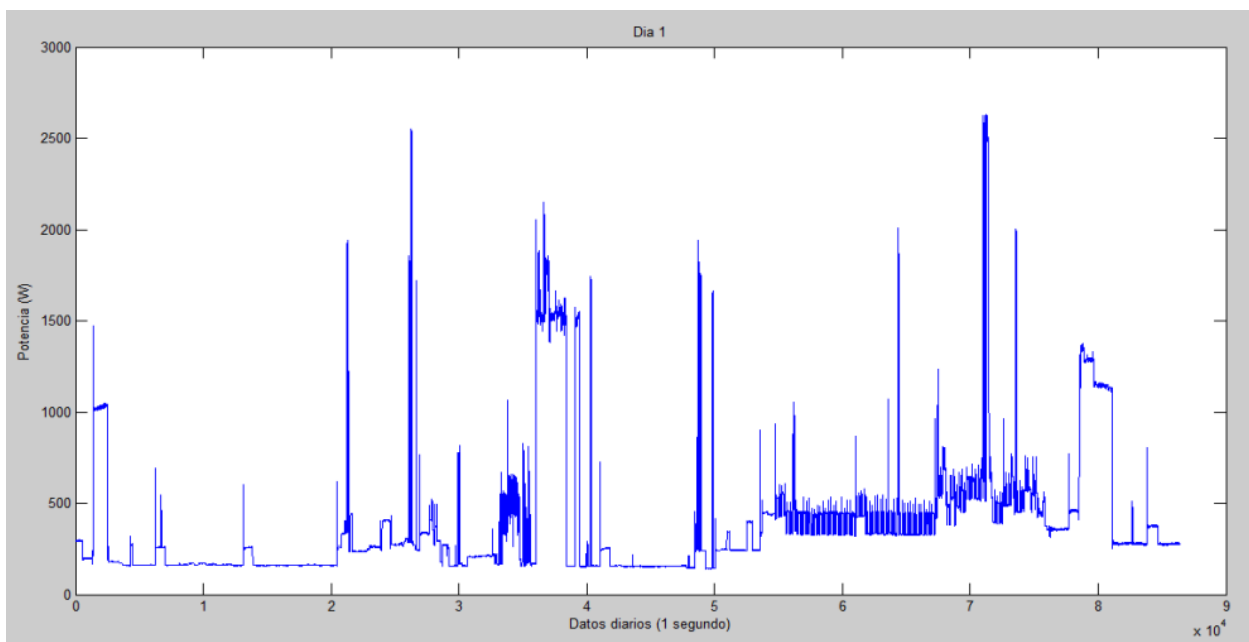


Figura 19. Perfil de la demanda del día 1 [46]

Durante el segundo día, la potencia máxima registrada fue de 3512.3 W y la energía consumida fue de 1190.6 Wh.

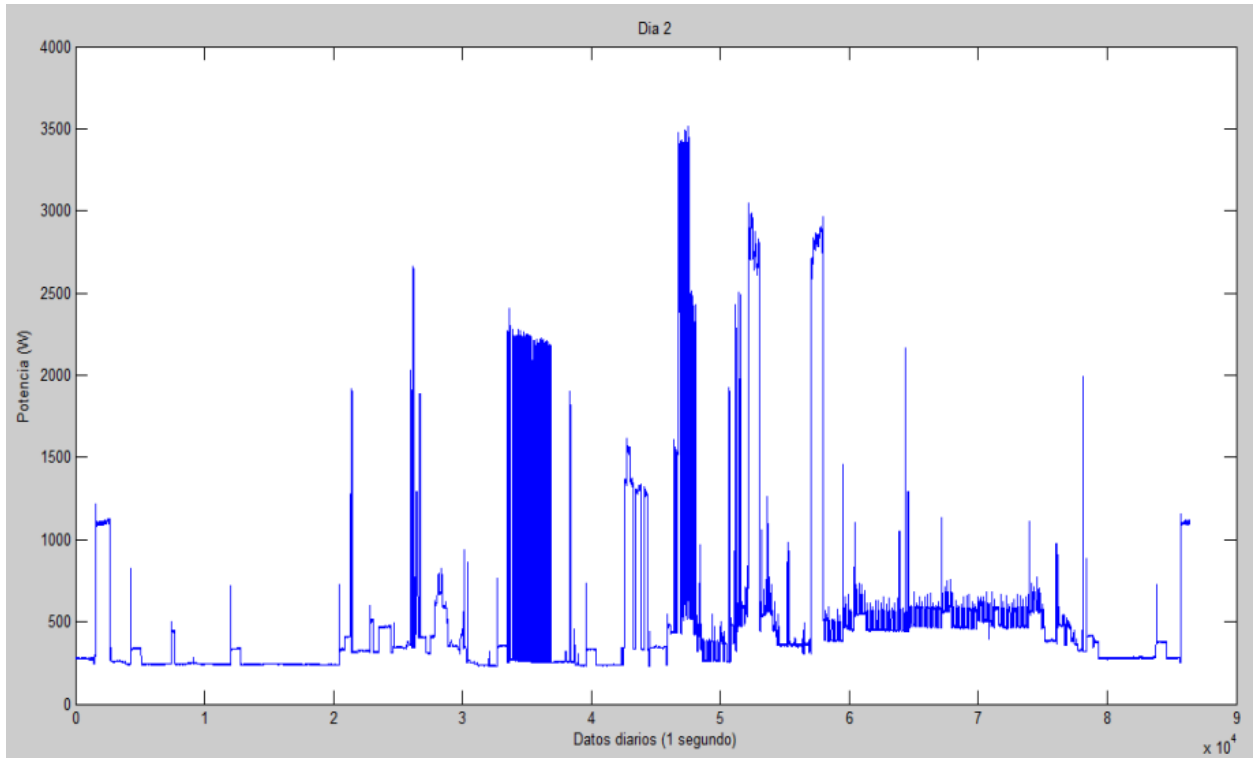


Figura 20. Perfil de la demanda del día 2 [46]

Durante el tercer día, la potencia máxima registrada fue de 5034 W y la energía consumida fue de 9693.3 Wh.

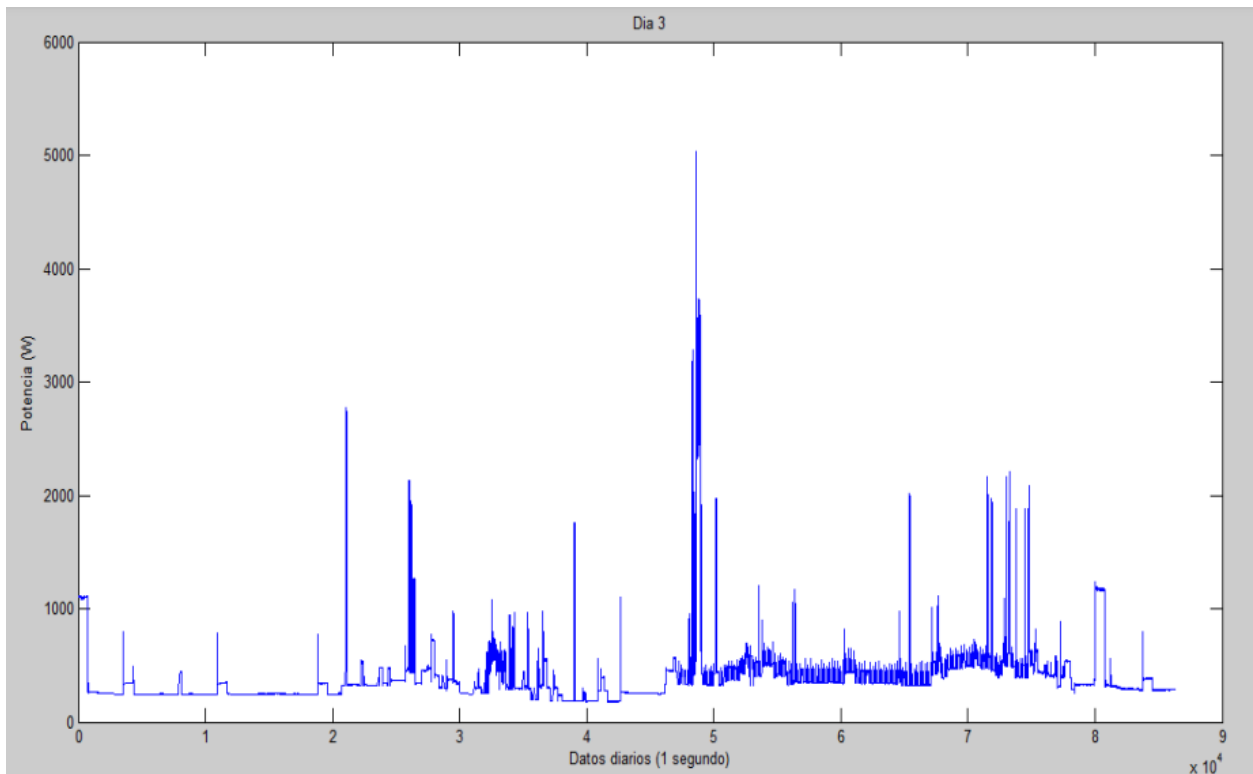


Figura 21. Perfil de la demanda del día 3 [46]

Durante el cuarto día, la potencia máxima registrada fue de 2790 W y la energía consumida fue de 9216.1 Wh.

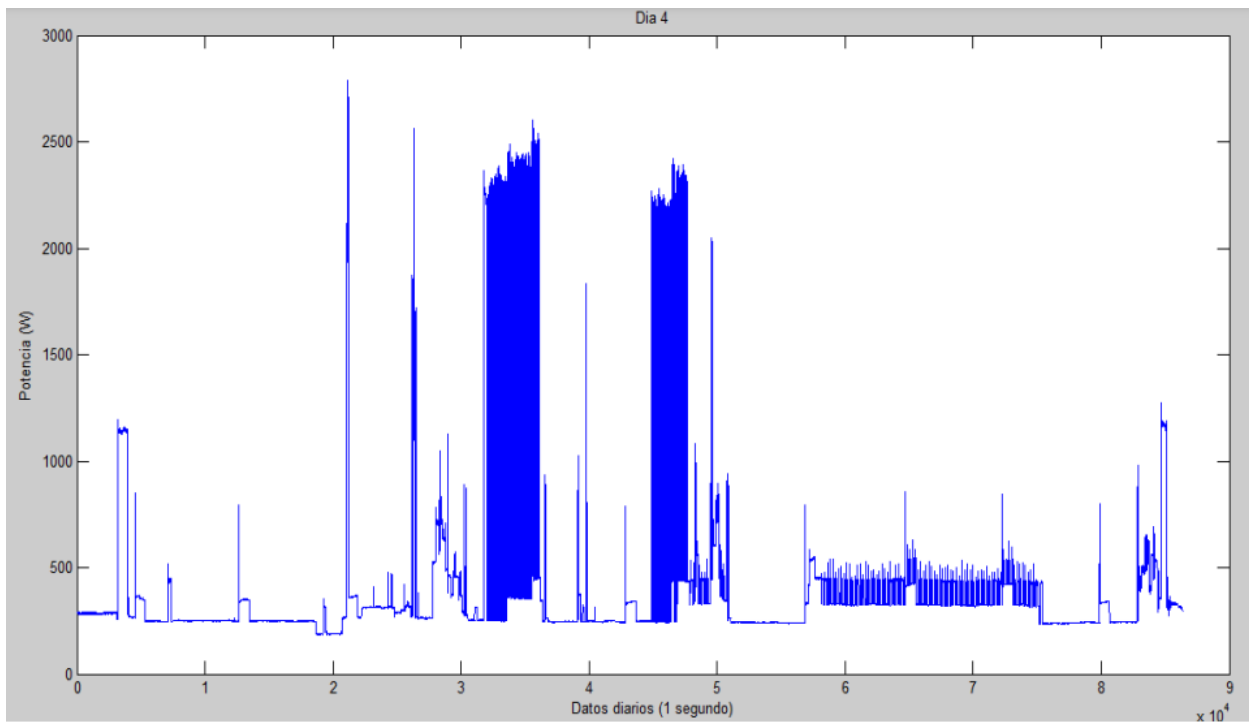


Figura 22. Perfil de la demanda del día 4 [46]

Para el quinto día, la potencia máxima registrada fue de 4614.4 W y la energía consumida fue de 1220.5 Wh.

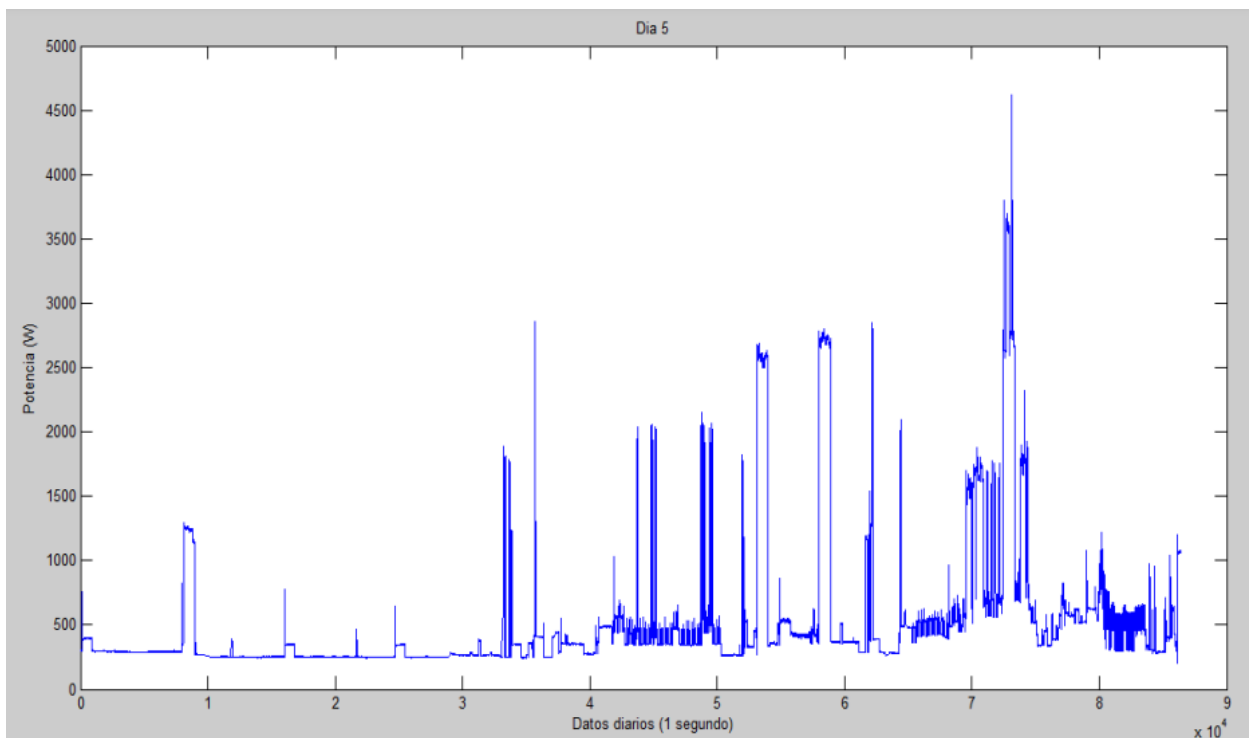


Figura 23. Perfil de la demanda del día 5 [46]

Durante el sexto día, la potencia máxima registrada fue de 4340.7 W y la energía consumida fue de 1019.3 Wh.

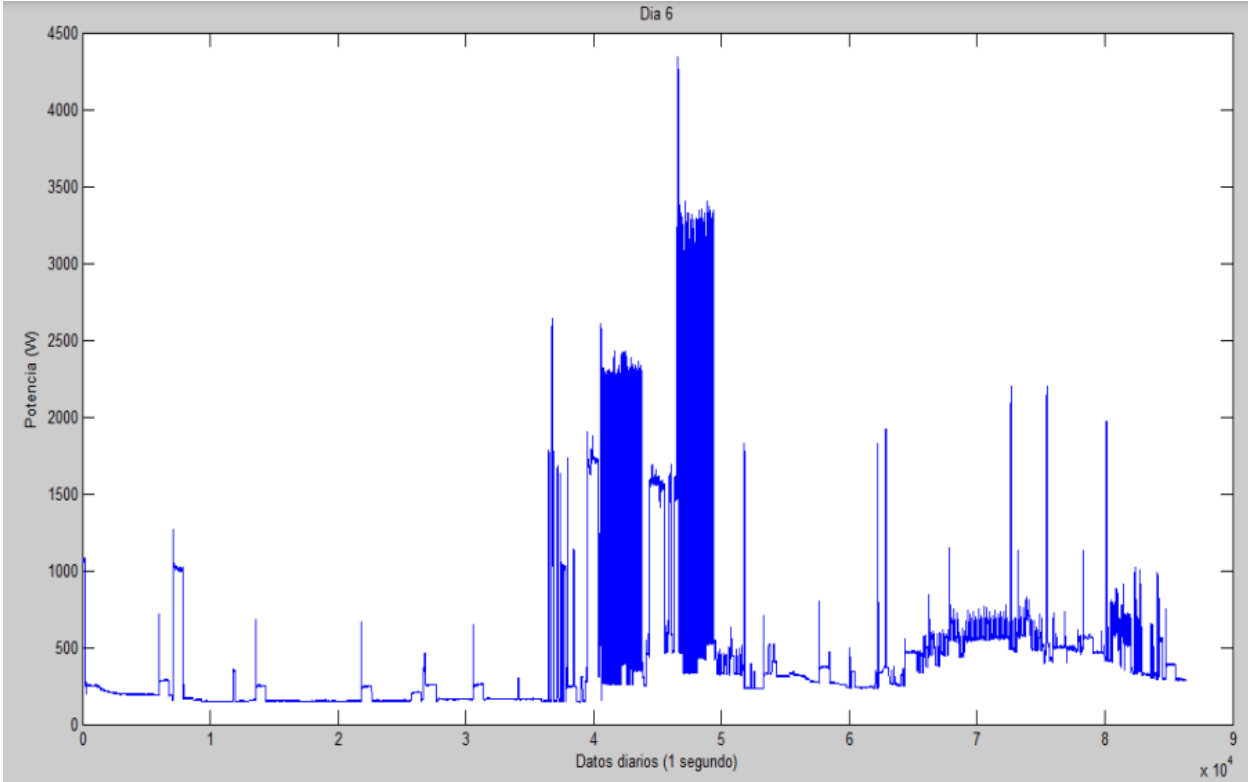


Figura 24. Perfil de la demanda del día 6 [46]

Por último, para el séptimo día, la potencia máxima registrada fue de 3003.4 W y la energía consumida fue de 10953Wh

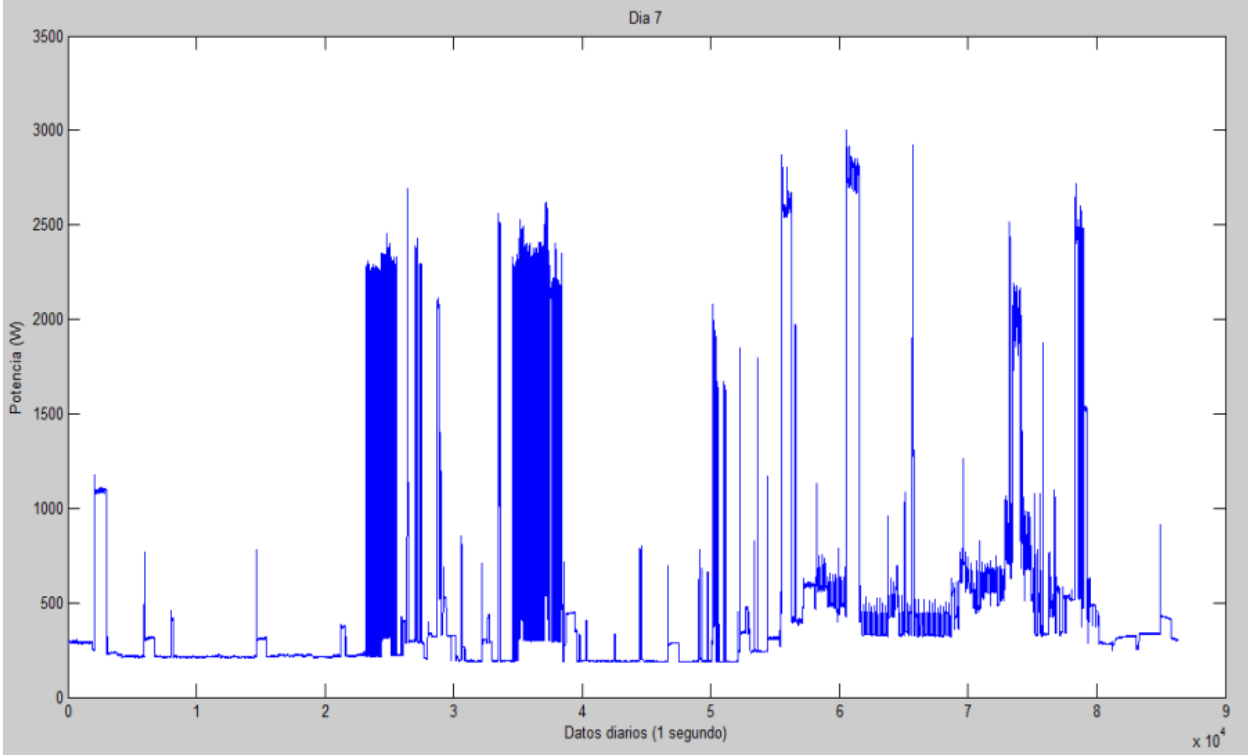


Figura 25. Perfil de la demanda del día 7 [46]

2.2.2. Campo solar fotovoltaico

El campo fotovoltaico ha sido modelado utilizando un modelo estático basado en los parámetros donde la potencia producida (P_{PV}) viene dada por la ecuación:

$$P_{PV} = n * \eta_{MPPT} * [Y_{PV} * F_{PV} * \frac{G_t}{G_{t,STC}} * \left(1 + \alpha * \left(\left(T_{amb} + G_t * \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) - T_{c,STC} \right) \right)]$$

Donde:

n = número de paneles

η_{MPPT} = eficiencia del regulador de carga del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

Y_{PV} = potencia de salida en condiciones estándar de funcionamiento (265 kW)

F_{PV} = factor de reducción = 0.69 (obtenido experimentalmente)

G_t = radiación solar incidente en el panel fotovoltaico medida con la estación meteorológica ($\frac{kW}{m^2}$)

$G_{t,STC}$ = radiación incidente en condiciones estándar de funcionamiento ($1 \frac{kW}{m^2}$)

α = coeficiente de temperatura ($-0.0043/^\circ C$)

T_{amb} = temperatura ambiente

T_{ONC} = temperatura en condiciones nominales de funcionamiento de la celda ($20^\circ C$ y $800 \frac{W}{m^2}$)

$T_{c,STC}$ = temperatura de la celda solar fotovoltaica en condiciones estándar de operación ($25^\circ C$)



Figura 26. Fotografía del campo solar fotovoltaico de la instalación experimental

2.2.3. Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo-ácido han sido modeladas a partir de un circuito eléctrico equivalente:

$$\dot{v}_1 = -\frac{1}{R_1 * C_1} * v_1 + \frac{1}{C_1} * i_{bat}$$

$$\dot{v}_2 = -\frac{1}{R_2 * C_2} * v_2 + \frac{1}{C_2} * i_{bat}$$

$$v_{bat} = V_{OC} - R_0 * i_c - v_{1c} - v_{2c} - R_0 * i_d - v_{1d} - v_{2d}$$

Donde:

v_1 = tensión del elemento "i" del circuito equivalente

R_i = Resistencia del elemento "i" del circuito equivalente

C_i = condensador del elemento "i" del circuito equivalente

i_{bat} = corriente a la salida de la batería. Es positiva durante la descarga y negativa durante la carga.

V_{OC} = tensión de circuito abierto

Es importante señalar que los subíndices 1 y 2 hacen referencia a los comportamientos transitorios a corto y largo plazo respectivamente. Por otro lado, 'c' representa el proceso de carga y 'd' el de descarga.

Este modelo permite conocer tanto el estado de carga (SOC) como su tensión. El circuito eléctrico equivalente propuesto consiste en una resistencia (R) en serie con otros dos elementos compuestos por una resistencia en paralelo con un condensador (C), lo que da como resultado un modelo de segundo orden con dos constantes de tiempo. Los parámetros del modelo dependen del SOC de la batería según las ecuaciones:

$$R_{0C} = 0.00000461 * SOC^2 - 0.000565 * SOC + 0.0572$$

$$R_{1C} = 0.00159 * SOC + 0.0308$$

$$C_{1C} = -437.8 * SOC + 52255.15$$

$$R_{2C} = 0.000366 * SOC + 0.00527$$

$$C_{2C} = 4000$$

$$R_{0D} = 0.00000455 * SOC^2 - 0.000587 * SOC + 0.0575$$

$$R_{1d} = 0.041$$

$$C_{1d} = -318.99 * SOC + 58903.29$$

$$R_{2d} = 0.000171 * SOC + 0.000858$$

$$C_{2d} = 5500$$

Además, el SOC y la V_{OC} se relacionan mediante la expresión:

$$V_{OC} = 0.0494 * SOC + 45.883$$



Figura 27. Fotografía de las baterías de plomo-ácido de la instalación experimental.

2.2.4. Campo solar térmico

Para el campo solar térmico se ha tomado un modelo estático basado en parámetros en los que la energía útil (Q_u) depende del factor de eliminación del calor (F_R), la temperatura de entrada del fluido (T_{fe}), el coeficiente global de pérdida (U_L) y el producto transmitancia-absorción ($\tau * \alpha$), según la ecuación:

$$Q_u = I * A * F_R * (\tau * \alpha) - F_R * U_L * (T_{fe} - T_{amb}) = M * C_p * (T_{fs} - T_{fe})$$

Donde:

I = radiación solar

A = área de referencia del colector

T_{fs} = temperatura de salida del fluido

C_p = calor específico

M = flujo másico a través de las tuberías

T_{amb} = temperatura ambiente

Los parámetros $F_R(\tau\alpha)$ de 0.696 y $F_R U_L$ de $5.421 \frac{W}{m^2 * K}$ se han obtenido de los parámetros de la curva de rendimiento proporcionada por el fabricante (a_{0n} , a_1 y a_2) mediante las ecuaciones:

$$F_R(\tau\alpha) = K_m * C_M * C_A * C_{(\tau\alpha)} * a_{0n}$$

$$F_R U_L = K_m * C_M * C_A * C_{UL} * (a_1 + a_2 * 40)$$

$$K_m = \left(1 - \frac{F_R U_L}{2 * G * C_p}\right)^{-1}$$

$$C_M = \frac{G * C_{pi} * (1 - \exp\left(\frac{-FU_L}{G * C_{pi}}\right))}{G * C_{pe} * (1 - \exp\left(\frac{-FU_L}{G * C_{pe}}\right))}$$

$$F' * U_L = -G * C_{pe} * \ln\left(1 - \frac{F_R U_L}{G * C_{pe}}\right)$$

$$C_A = \frac{1 - (1 - K)^N}{N * K}$$

$$K = \frac{F_R U_L}{G * C_{pi}}$$

$$C_{(\tau\alpha)} = \frac{1}{1 + \frac{U_t * A_0}{M * C_p}}$$

$$C_{UL} = \frac{1 - \frac{U_t * A_i}{M * C_p} + \frac{U_t * (A_i + A_0)}{A * F_R U_L}}{1 + \frac{U_t * A_0}{M * C_p}}$$

Donde:

K_m = factor de corrección de la temperatura

C_M = factor de corrección de flujo

C_A = factor de corrección del número de colectores en serie

$C_{(\tau\alpha)}$ = factor corrector por pérdidas de calor

C_{UL} = factor corrector por pérdidas de calor

G = caudal másico específico de la instalación = $0.02 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * \text{m}^2$

$G * C_{pi}$ = capacidad calorífica específica del flujo másico de la instalación

$G * C_{pe}$ = capacidad calorífica específica del flujo másico del ensayo

U_t = coeficiente global de transferencia de calor de las tuberías

A_i = áreas externas de la tubería de entrada del campo

A_0 = áreas externas de la tubería de salida del campo

A = área del colector

Por último, es necesario corregir el valor de la radiación solar en función del ángulo de incidencia:

$$I = K_D * I_D + K_d * I_d$$

$$K_D = 1 - b_0 * \left(\frac{1}{\cos(\theta_D)} - 1\right)$$

$$K_d = 1 - b_0 * \left(\frac{1}{\cos(\theta_d)} - 1\right)$$

Donde:

I_D = radiación solar directa

I_d = radiación solar difusa

θ_D = ángulo de incidencia de radiación solar directa = 60°

θ_d = ángulo de incidencia de radiación solar difusa = 60°

b_0

= parámetro obtenido a partir del valor K_D proporcionado por el fabricante para un ángulo de incidencia de 50°



Figura 28. Fotografía los colectores solares térmicos de la instalación experimental.

2.2.5. Tanque de almacenamiento de agua caliente

El tanque de almacenamiento de agua caliente dispone de una capacidad de 300 litros y se ha dividido en 5 zonas de distintos volúmenes (Figura 29).

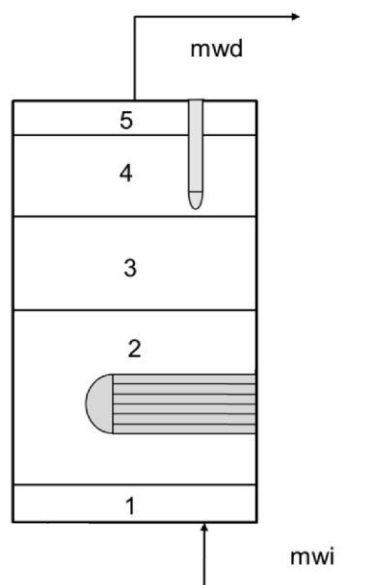


Figura 29. Esquema del depósito de agua caliente

Así, el tanque dispone de una zona de entrada del agua (Z1), una zona con un serpentín que calienta el agua (Z2), una zona central (Z3), una zona con una resistencia eléctrica (Z4) y una zona de salida del agua (Z5).

Cada parte se ha modelado de acuerdo con el balance de masa y calor entre esa zona y la contigua, de la siguiente forma:

2.2.5.1. Zona 1

Para la zona de entrada del agua los balances de masa quedan tal que:

$$\begin{aligned} m_{i21} &= m_{o21} \\ m_{o12} &= m_{wi} + m_{i21} + \partial m_1 / \partial t \end{aligned}$$

Por otro lado, el balance de energía:

$$m_1 * C_p * \partial T_1 / \partial t = m_{wi} * C_p * T_{wi} + m_{i21} * C_p * T_2 - m_{o12} * C_p * T_1 + (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_2 - T_1) - U * A_1 * (T_1 - T_{amb})$$

2.2.5.2. Zona 2

Para la zona del tanque en la que se encuentra el serpentín, se presentan los siguientes balances de masa:

$$\begin{aligned} m_{i12} &= m_{o12} \\ m_{o23} &= m_{i12} + \partial m_2 / \partial t \\ m_{i32} &= m_{o32} \\ m_{o21} &= m_{i32} \end{aligned}$$

En cuanto al balance de energía:

$$m_2 * C_p * \partial T_2 / \partial t = m_{i12} * C_p * T_1 + m_{i32} * C_p * T_3 - m_{o23} * C_p * T_2 - m_{o21} * C_p * T_2 + (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_3 - T_1) - (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_2 - T_1) - U * A_2 * (T_2 - T_{amb}) + Q_{int}$$

2.2.5.3. Zona 3

Para la zona central, los balances de masa son tal que:

$$\begin{aligned} m_{i23} &= m_{o23} \\ m_{o34} &= m_{i23} + \partial m_3 / \partial t \\ m_{i43} &= m_{o43} \\ m_{o32} &= m_{i43} \end{aligned}$$

Mientras que el balance de energía queda tal que:

$$m_3 * C_p * \partial T_3 / \partial t = m_{i23} * C_p * T_2 + m_{i43} * C_p * T_4 - m_{o34} * C_p * T_3 - m_{o32} * C_p * T_3 + (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_4 - T_3) - (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_3 - T_2) - U * A_3 * (T_3 - T_{amb})$$

2.2.5.4. Zona 4

Para la zona en la que se encuentra la resistencia eléctrica los balances de masa son:

$$\begin{aligned} m_{i_{34}} &= m_{o_{34}} \\ m_{o_{45}} &= m_{i_{34}} + \partial m_4 / \partial t \\ m_{i_{54}} &= m_{o_{54}} \\ m_{o_{43}} &= m_{i_{54}} \end{aligned}$$

Por otro lado, el balance de energía:

$$m_4 * C_p * \partial T_4 / \partial t = m_{i_{34}} * C_p * T_3 + m_{i_{54}} * C_p * T_5 - m_{o_{45}} * C_p * T_4 - m_{o_{43}} * C_p * T_4 + (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_5 - T_4) - (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_4 - T_3) - U * A_4 * (T_4 - T_{amb}) + Q_{res}$$

2.2.5.5. Zona 5

Para la zona de salida del agua los balances de masa quedan tal que:

$$\begin{aligned} m_{i_{45}} &= m_{o_{45}} \\ m_{o_{54}} &= m_{i_{45}} + \partial m_5 / \partial t \end{aligned}$$

En cuanto al balance de energía:

$$m_5 * C_p * \partial T_5 / \partial t = m_{i_{45}} * C_p * T_4 - m_{o_{54}} * C_p * T_5 - m_{wd} * C_p * T_5 - (k * A_{ST}) / \Delta x^3 * (T_5 - T_4) - U * A_5 * (T_5 - T_{amb})$$

Donde:

$m_{i_{AB}}$ = caudal másico que entra a la zona 'B' viniendo de la zona 'A'

$m_{o_{AB}}$ = caudal másico que sale de la zona 'B' entrando a la zona 'A'

m_A = masa total de la zona 'A'

C_p = calor específico del agua

T_A = temperatura del agua en la zona 'A'

k = conductividad térmica

A_{ST} = area de intercambio de calor

x = altura de la zona correspondiente

U = transmitancia térmica

A_N = area exterior del cilindro de la zona 'N'

T_{amb} = temperatura ambiente

Q_{res} = energía térmica de la resistencia eléctrica en la Z4

Q_{int} = energía térmica proporcionada por el serpentín en la Z2

m_{wi} = caudal de agua de entrada al depósito

m_{wd} = caudal de agua de la demanda (salida del depósito)

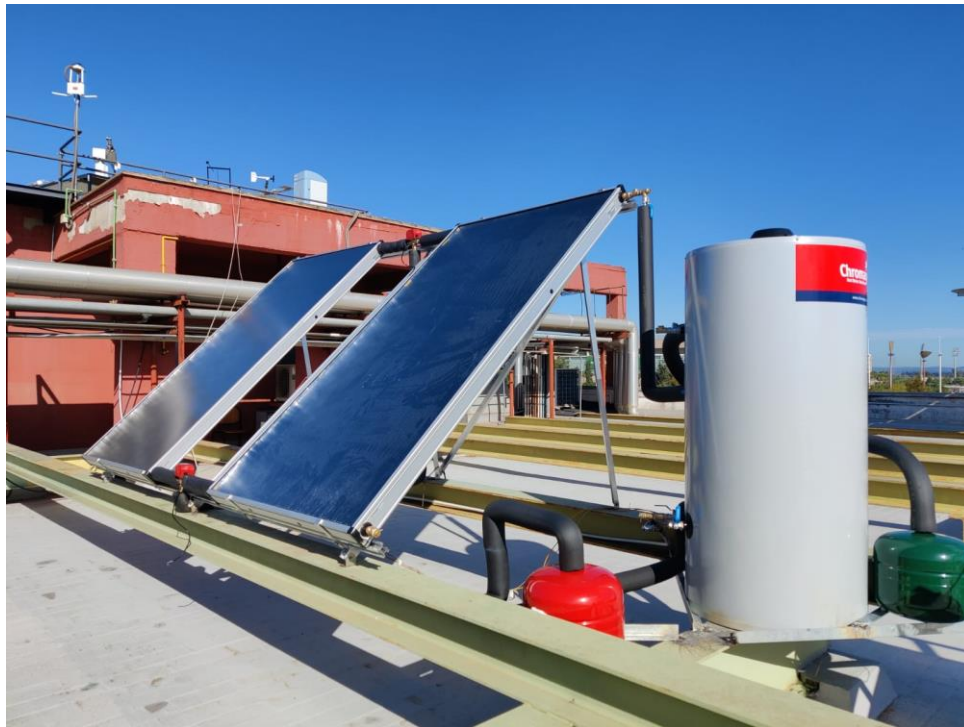


Figura 30. Fotografía del tanque de almacenamiento de agua caliente junto a los colectores solares

Un ejemplo de la evolución de las temperaturas dentro del tanque de agua caliente durante un día de verano en Tenerife se puede observar en la Figura 31:

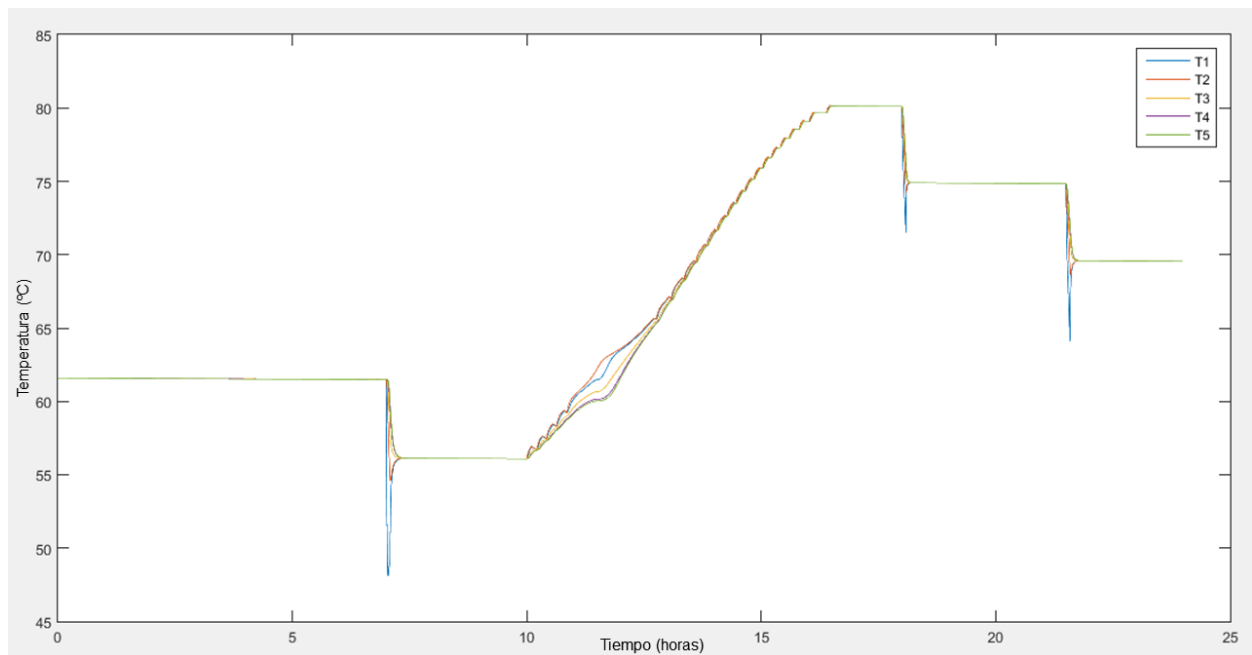


Figura 31. Evolución de las temperaturas del tanque de agua en un día de verano en Tenerife

Esta gráfica se ha obtenido con el uso de Simulink tras la iteración de un día de verano en Tenerife. Como se puede observar, al principio del día el tanque está homogéneo hasta que se enciende la primera ducha. Entonces T1 es la primera temperatura que baja, ya que es la parte del tanque por la que entra el agua fría.

Después se vuelve a estabilizar y en torno a las 10:00 de la mañana el calentamiento solar de los paneles actúa como un ciclo de histéresis. Esto se debe al funcionamiento de la bomba de circulación en el circuito primario, ya que la bomba opera o para en función de la diferencia de temperaturas existente entre la salida de los captadores y la salida del fluido del circuito primario del interacumulador. De esta forma se consigue circular

el agua exclusivamente cuando esta está lo suficientemente caliente para calentar el tanque y se asegura que no lo va a enfriar.

Este efecto se mantiene en las temperaturas hasta entorno las 16:00 de la tarde, momento en el que la temperatura se vuelve a estabilizar hasta que se hace uso de la segunda ducha. Tras esto, la temperatura se vuelve a estabilizar, esta vez a un valor menor, ya que ya ha cedido calor durante la ducha anterior. Por último, se puede observar que la tercera ducha tiene lugar en torno a las 21:00 de la noche, momento en el que la temperatura vuelve a bajar antes de estabilizarse finalmente hasta el día siguiente.

3 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

3.1. Descripción y modo de operación de la herramienta Matlab-Simulink

En este apartado se va a explicar la herramienta usada en el proyecto para las simulaciones: MATLAB-Simulink versión R2015a.

Por un lado, el nombre MATLAB es un diminutivo de MATrix LABoratory. Este programa se escribió originalmente para proporcionar un fácil acceso al software de matriz desarrollado por los proyectos LINPACK (paquete de sistema lineal) y EISPACK (paquete de sistema Eigen). MATLAB es un lenguaje de alto rendimiento para computación técnica que integra computación, visualización y entorno de programación. Se trata de un entorno de lenguaje de programación moderno ya que tiene estructuras de datos sofisticadas, contiene herramientas integradas y edición y depuración y es compatible con la programación orientada a objetos.

MATLAB es un sistema interactivo cuyo elemento de datos básicos es una matriz que no requiere dimensionamiento. El paquete de software ha estado disponible comercialmente desde 1984 y actualmente se considera una herramienta estándar en la mayoría de las universidades e industrias de todo el mundo (como en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla). Esta herramienta tiene potentes rutinas integradas que permiten una gran variedad de cálculos. Además, dispone de comandos gráficos fáciles de usar que hacen que la visualización de los resultados se haga de forma muy rápida (Como se ha visto en las gráficas presentadas en el análisis de los resultados). Las aplicaciones específicas se recopilan en paquetes denominados caja de herramientas. Así, hay cajas de herramientas para procesamiento de señales, computación simbólica, teoría de control, simulación, optimización y varios otros campos de la ciencia y la ingeniería. Estos factores convierten a MATLAB en una excelente herramienta para usar en investigación. [47]

Por otro lado, la creación de la herramienta SIMULINK estuvo unida a la primera versión de MATLAB para Windows. SIMULINK tiene un tratamiento similar a las demás cajas de herramientas de MATLAB, instalándose de forma separada, siendo esta la mejor herramienta para sacar el máximo beneficio de toda la potencia de MATLAB. Así, SIMULINK no se puede considerar un programa independiente separado de MATLAB, sino un anexo a él.

SIMULINK es una herramienta interactiva para modelar, simular y analizar sistemas dinámicos. Se trata de un programa gráfico que permite modelizar un sistema dibujando en pantalla un diagrama de bloques que son manipulables dinámicamente. Trabaja con sistemas lineales, no lineales, continuos y discretos. Simulink es una herramienta usada para el diseño de sistemas de control, diseños DSP, diseños de sistemas de comunicaciones, sistemas autónomos y robótica, inteligencia artificial y otras aplicaciones de simulación, como la usada en este proyecto (En el Anexo A se puede observar el esquema de Simulink usado en este proyecto).

3.1.1. Interfaz de la herramienta

Al iniciar MATLAB, aparece en pantalla el escritorio que contiene a su vez otras ventanas. Las principales herramientas accesibles desde este escritorio se pueden observar en la Figura 32. Interfaz gráfica de MATLAB

- “The Command Window” o ventana de comandos. Esta ventana está siempre abierta y permite la introducción de una operación individual y ver los resultados generados.
- “The Workspace” o área de trabajo. Esta ventana contiene variables creadas dentro del programa o importadas a la plataforma a partir de archivos de datos u otros programas. Estas variables no se mantienen al salir de MATLAB, hace falta guardarlas para usarlas posteriormente. Estos archivos serán guardados comprimidos con la extensión ‘.mat’.
- Programación y scripts. En la Figura 32. Interfaz gráfica de MATLAB se puede observar en la ventana del ‘Editor’, un archivo script en el que se ha guardado una función para calcular los balances del tanque de almacenamiento de agua de la instalación.

El ‘script’ es el tipo de programa más simple de MATLAB. Se trata de un archivo con extensión ‘.m’

que contiene varias líneas secuenciales de comandos y llamadas a funciones de MATLAB. Además, dentro de cualquier script se puede definir secciones de código que se repitan en bucle o se ejecuten de forma condicional.

- “The Current Folder” o carpeta actual. Esta ventana permite administrar archivos y carpetas de forma interactiva en MATLAB. Si queremos ejecutar un “script”, es importante que el archivo esté guardado en la carpeta actual.
- El botón “Run”, pulsando en él se correrá el script que haya guardado en el editor.

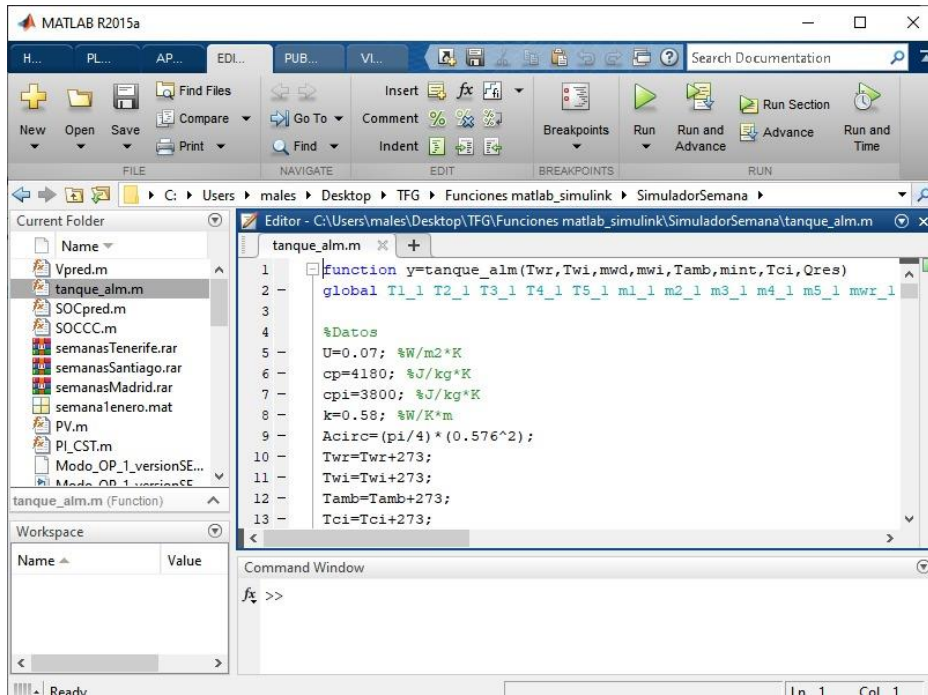


Figura 32. Interfaz gráfica de MATLAB

La figura muestra la configuración predeterminada de MATLAB de escritorio cuando abrimos un script, en este caso el del tanque de almacenamiento de agua caliente de la instalación, pero se puede personalizar la disposición de las herramientas y documentos para satisfacer las necesidades del usuario.

En cuanto a Simulink, esta herramienta dispone de dos fases de uso. En primer lugar, la definición del modelo a partir de elementos básicos construidos previamente. En segundo lugar, el análisis del modelo, lo cual supone el llevar a cabo las simulaciones del modelo definido.

Simulink puede simular cualquier sistema que pueda ser definido por ecuaciones diferenciales continuas y discretas, lo cual significa que puede modelar sistemas continuos, discretos o híbridos en el tiempo. Esta herramienta usa diagramas de bloques para representar sistemas dinámicos mediante una interfaz gráfica con el usuario que le permite arrastrar los componentes desde una librería de bloques existentes y luego interconectarlos mediante conectores.

Para comenzar a usar Simulink, se debe arrancar primero MATLAB. En el menú principal de Matlab ‘home’, hace falta clicar en la pestaña ‘Simulink Library’, esto abrirá la ventana que se puede observar en la Figura 33.

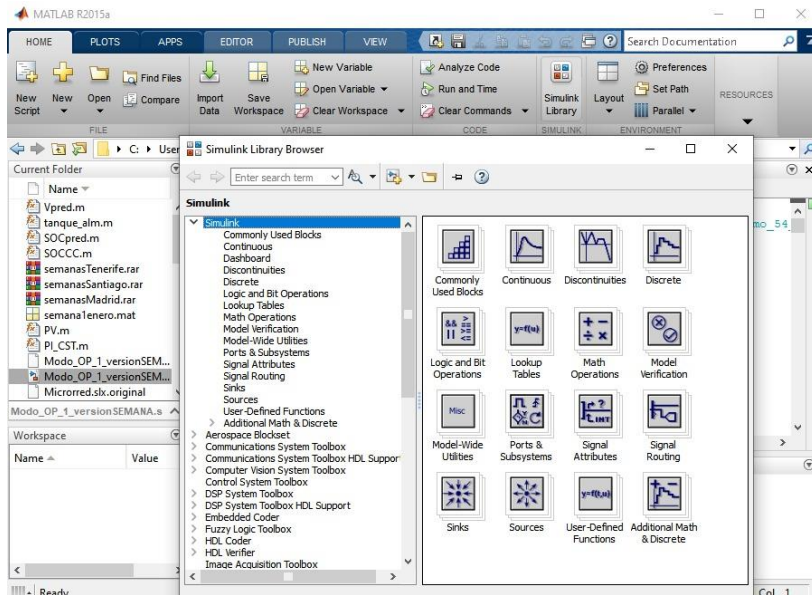


Figura 33. Interfaz gráfica de la librería de Simulink.

En este buscador se pueden visualizar los íconos de las bibliotecas de bloque de Simulink, permitiendo construir modelos copiando bloques de la biblioteca de bloques en una ventana de modelo.

Al ejecutar una simulación y analizar los resultados, se pueden utilizar comandos de MATLAB que se introducen desde la ventana de comandos. Simulink utiliza ventanas separadas para visualizar una biblioteca de bloques, un modelo o la salida de una simulación gráfica.

En la Figura 34 se puede observar la ventana de Simulink con el modelo utilizado para este proyecto que ha sido desarrollado por el grupo de termotecnia de la Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, dentro de las actividades del laboratorio HyLab. (Anexo A). En él se han integrado los modelos de los algoritmos de MATLAB de los distintos equipos. Tras correr una simulación, los resultados son exportados al ‘workspace’ de MATLAB para su análisis posterior. En este proyecto, esta simulación se ha llevado a cabo para cada semana del año en cada ciudad seleccionada y se han guardado todos los ‘workspaces’ generados mediante la nomenclatura ‘mesC_sN’, donde mes hace referencia al mes en el que se ha realizado la simulación, ‘C’ a la inicial de la ciudad y ‘N’ al número de la semana.

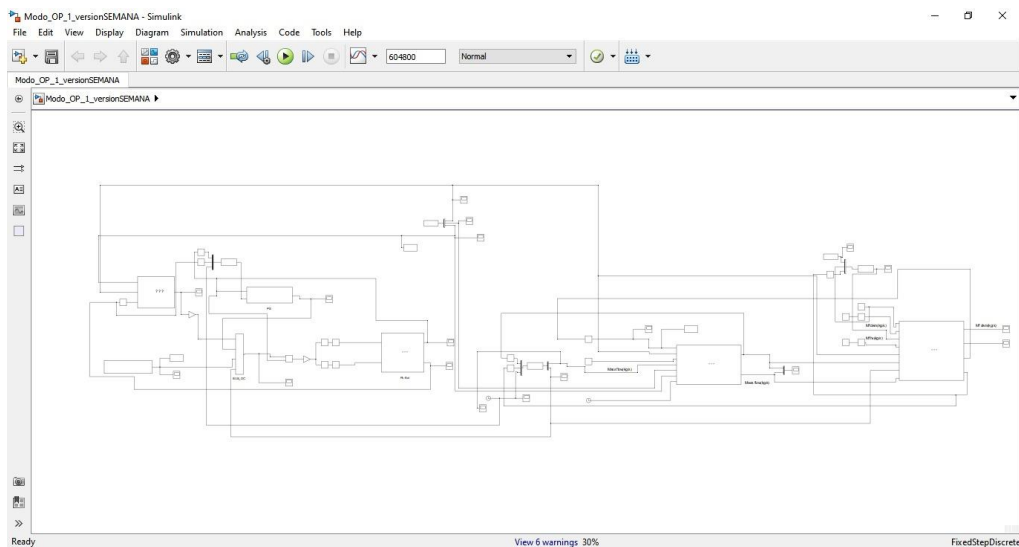


Figura 34. Interfaz gráfica de Simulink

4 SIMULACIONES

4.1. Selección de los climas a estudiar

Para la selección de las localidades en las que se simulará este proyecto se va a realizar un estudio del clima, en concreto de la temperatura media del ambiente y de la irradiancia. Estas dos variables son las que afectan directamente a la potencia generada, a la intensidad y a la tensión de una célula fotovoltaica.

Dependiendo de estas condiciones, el rendimiento y por tanto la rentabilidad del panel fotovoltaico será mayor o menor. Para una mejor comprensión, primero se va a hacer un estudio de estas variables.

4.1.1. Potencia máxima suministrada por una célula fotovoltaica

La potencia máxima suministrada por una célula fotovoltaica (P_{max}) es directamente proporcional al máximo valor de la tensión de la célula (U_{PMP}) y al máximo valor de intensidad de la célula (I_{PMP}):

$$P_{max} = U_{PMP} * I_{PMP}$$

La tensión de máxima potencia del panel equivale a la tensión en circuito abierto (U_{ca}), ya que es la diferencia de potencial que se alcanza cuando una célula fotovoltaica es iluminada sin estar conectadas las regiones P y N, siendo proporcional a la iluminación recibida. (Figura 35.a)

Por otro lado, la intensidad máxima del panel equivale a la corriente de cortocircuito (I_{CC}). Esta es la que se genera cuando las regiones P y N están unidas por un conductor exterior con una resistencia nula y es proporcional a la iluminación recibida. (Figura 35.b)

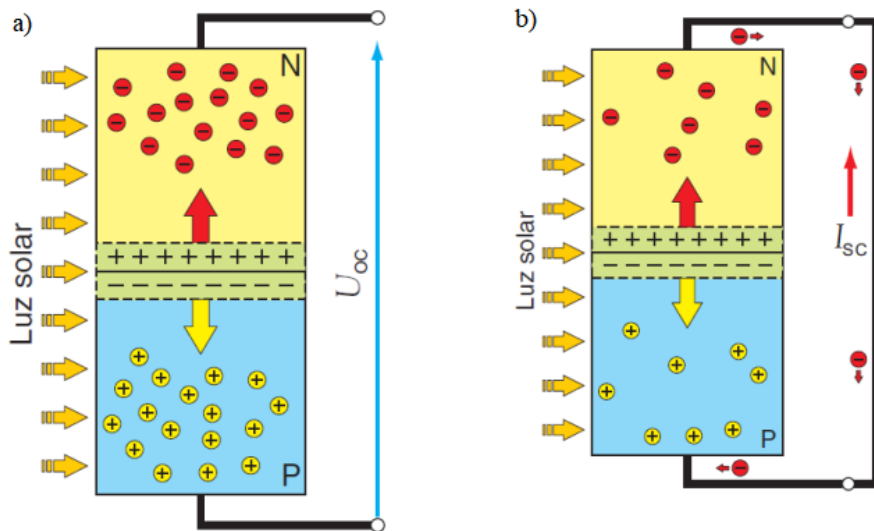


Figura 35. Tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito en una célula solar

Si se representa la intensidad y la potencia frente a la tensión generada por un panel a temperatura e irradiancia constante, se obtienen las curvas de la Figura 36.

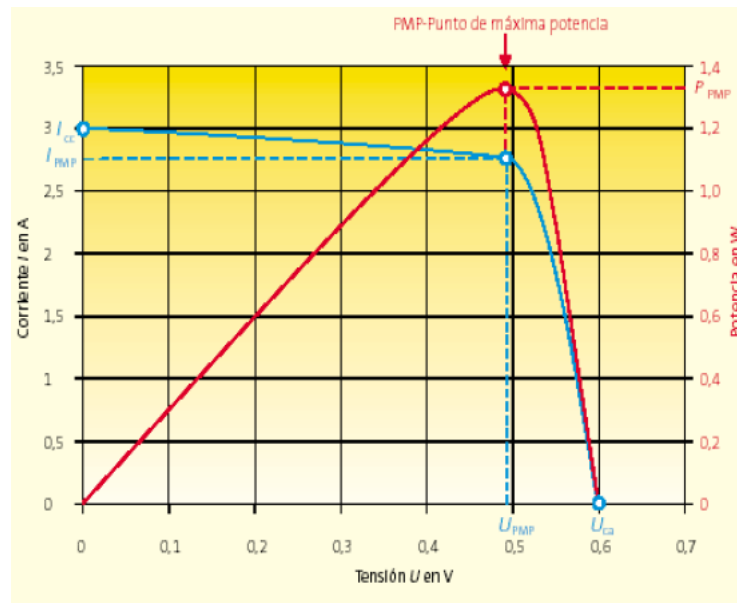


Figura 36. Curva característica de un panel fotovoltaico

La potencia máxima (o de pico) en condiciones estándar de medida (CEM) son a una temperatura del panel de 25°C, una irradiancia de 1000 W/m^2 y una masa de aire (AM) de 1,5.

Sin embargo, los paneles fotovoltaicos no suelen operar en condiciones estándar. A continuación, se procede a hacer un estudio de la influencia de la temperatura y de la irradiancia.

4.1.2. Influencia de la temperatura (a irradiancia constante)

La tensión del panel fotovoltaico varía considerablemente con la temperatura. Como se puede observar en la Figura 37, la tensión en circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad de cortocircuito se mantiene prácticamente constante.

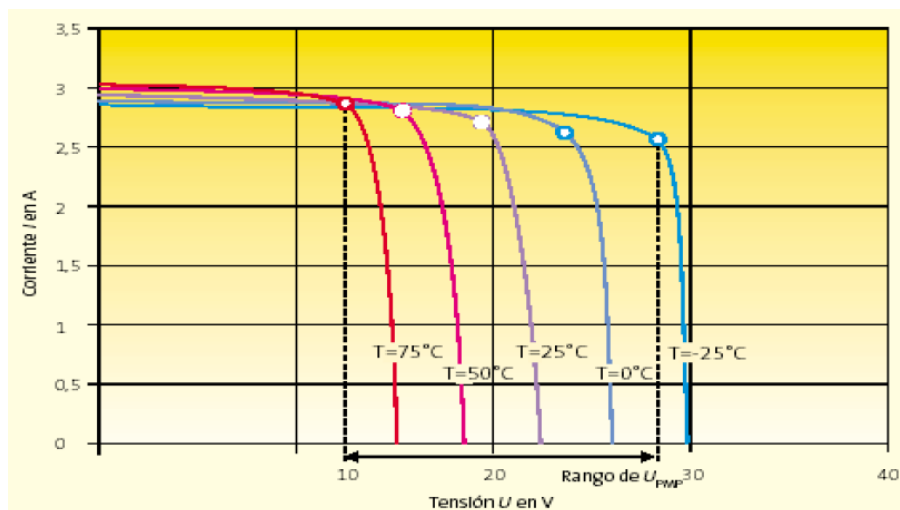


Figura 37. Variación de la temperatura del panel fotovoltaico. Corriente frente a tensión

Por otro lado, como se ha explicado antes, la potencia del panel es directamente proporcional a la tensión, por lo que es evidente que la potencia entregada por el panel, disminuirá cuando aumente la temperatura. (Figura 38)

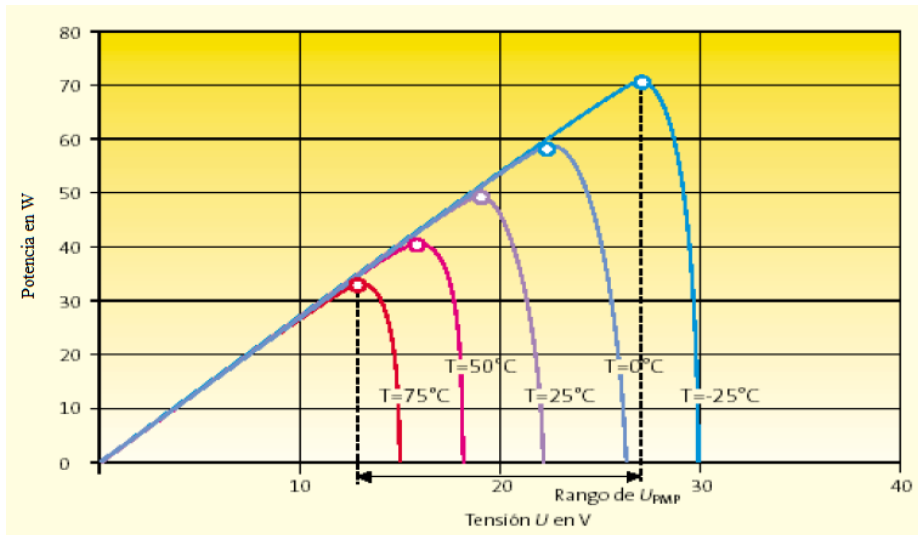


Figura 38. Variación de la temperatura del panel fotovoltaico. Potencia frente a tensión.

Tras lo expuesto anteriormente, se puede concluir que los paneles solares tienen una temperatura óptima de funcionamiento en el rango de 20-25°C, ya que por encima o por debajo de esa temperatura, el rendimiento se empieza a reducir.

4.1.3. Influencia de la irradiancia (a temperatura constante)

La irradiancia es la energía incidente por unidad de superficie y unidad de tiempo (W/m^2). La tensión de circuito abierto varía muy poco con la irradiancia, por lo que a efectos prácticos se puede considerar constante. Por otro lado, la corriente de cortocircuito de la célula es directamente proporcional a la irradiancia, aumentando conforme la irradiancia es mayor. (Figura 39).

Se puede deducir entonces que una mayor irradiancia nos dará una mayor potencia del panel.

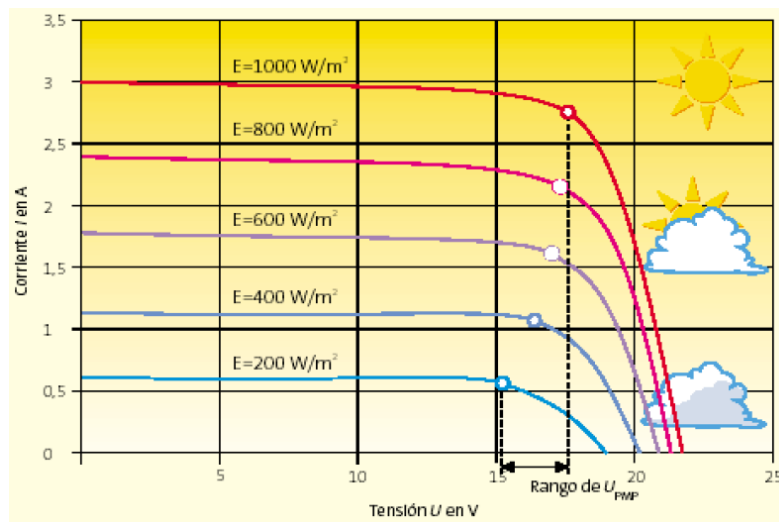


Figura 39. Influencia de la irradiancia en un panel fotovoltaico

4.1.4. Otras condiciones para tener en cuenta

- Nubosidad

Las nubes afectan a la radiación de tres formas distintas: la reflejan, la absorben y la difuminan, permitiendo que gran parte de esa radiación llegue hasta el panel fotovoltaico.

Por otro lado, la nubosidad también tiene un efecto atenuante de la temperatura. Si la temperatura exterior es muy alta (como por ejemplo Sevilla en verano), esto puede contribuir beneficiosamente, ya que ayuda a que las temperaturas sean más templadas.

- Lluvia

La lluvia puede ser muy beneficiosa tanto para una instalación solar térmica como para una fotovoltaica, ya que limpia la superficie de los paneles de polvo y suciedad, ayudando así a que el rendimiento aumente. Además, en condiciones climáticas muy cálidas puede ayudar, al igual que la nubosidad, a mantener estas temperaturas más moderadas.

- Viento

El viento puede ser peligroso para una instalación solar (especialmente si están situadas en tierra o en cubiertas planas) ya que puede impactar contra el panel por su cara inferior pudiendo desencadenar un “efecto vela”. Por otro lado, el viento racheado puede ser peligroso también, ya que el vaivén puede ir aflojando los elementos de fijación de la instalación.

- Nieve

Si se trata de una nieve ligera y no llega a cuajar, la luz solar puede seguir pasando y llegando al panel. Sin embargo, si la nevada produce una acumulación importante de nieve sobre los paneles, esta bloquea el paso de la solar y por lo tanto dejan de producir energía.

4.2. Localidades elegidas

A continuación, se procede a explicar las razones por las que se ha elegido cada ciudad y las características climatológicas de las mismas. Para los datos climatológicos de cada ciudad se han tomado los datos reales del año 2021 usando el software ‘Meteonorm’. Estos datos se han pasado a un formato en forma de matriz en Matlab con los datos de cada semana del año (tiempo temperatura, irradiancia horizontal y vertical), que posteriormente se leen en Simulink.

4.2.1. Santa Cruz de Tenerife

Tras analizar distintos lugares en España, la opción más atractiva para el aprovechamiento máximo de la energía solar resultan ser las Islas Canarias.

Por un lado, la irradiación anual es de 2100,94 kWh/m², siendo una de las más altas a nivel nacional. Además, concretamente en Santa Cruz de Tenerife se cuentan alrededor de 2788.03 horas de sol durante todo el año. [48]

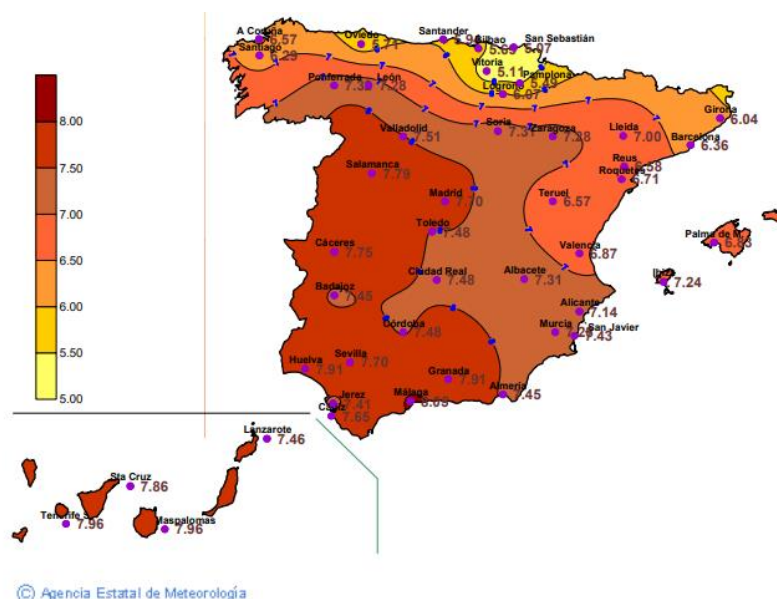


Figura 40. Irradiancia global media España (2019) [49]

Por otro lado, la temperatura media en el mes más caluroso del año (agosto) es 21.8°C, mientras que en el más frío (febrero), la temperatura es de 15,5°C. Como se ha explicado anteriormente, estas temperaturas son ideales para el aprovechamiento de la energía solar con los paneles ya están dentro del rango de temperaturas óptimo para alcanzar una potencia cercana a la pico del panel. Además, presenta unas temperaturas muy estables a lo largo del año, con una variación de 6.3°C.

Tabla 3. Tabla climática Tenerife [48]

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	15.9	15.5	16	16.6	17.8	19.4	20.8	21.8	21.7	20.7	18.7	17.2
Temperatura min. (°C)	14.8	14.3	14.6	15.3	16.5	18.1	19.5	20.4	20.4	19.4	17.5	16.1
Temperatura máx. (°C)	17	16.7	17.4	18	19.1	20.8	22.2	23.2	23	22	19.8	18.3
Precipitación (mm)	30	31	29	20	12	11	15	12	14	30	37	40
Humedad(%)	71%	72%	74%	73%	74%	78%	79%	79%	77%	76%	72%	71%
Días lluviosos (días)	5	5	5	4	3	2	4	2	2	5	6	6
Horas de sol (horas)	6.9	6.9	7.7	7.8	7.9	7.9	7.6	8.3	8.5	8.0	6.9	7.0

Si nos fijamos ahora en la parte del captador solar térmico, las condiciones en este caso son favorables además porque la temperatura promedio anual del agua es de 20.40°C.

4.2.2. Santiago de Compostela

Debido al complejo patrón climático de Galicia, caracterizado por abundantes precipitaciones y elevada nubosidad, el empleo de la energía solar en esta Comunidad ha tenido un desarrollo paulatino. Resulta pues de gran interés realizar un estudio en una ciudad de Galicia, en la que a simple vista puede parecer que las condiciones climáticas no son favorables para obtener el máximo rendimiento de nuestra instalación.

Este estudio es importante, ya que, para conseguir un futuro sostenible, lo ideal es que se aproveche la energía procedente de fuentes renovables como la solar, implantando el mayor número de instalaciones de autoconsumo en todo el mundo y no solo mirar en aquellos sitios en los que las condiciones para nuestra instalación sean los óptimos.

Así, tras este estudio, podremos ver que los paneles solares siguen produciendo energía incluso en los días nubosos o con lluvia, y que no por ello, su rendimiento se tiene que ver muy alterado.

Tabla 4. Tabla climática Santiago de Compostela [50]

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	7.5	7.6	9.4	11	13.4	16.6	18.3	18.7	17.2	14.2	10	8
Temperatura min. (°C)	4.3	3.8	5.4	6.7	9	12	13.8	14.3	12.9	10.5	6.9	4.8
Temperatura máx. (°C)	10.9	11.7	13.9	15.5	17.9	21.3	23.1	23.7	22.4	18.4	13.4	11.7
Precipitación (mm)	146	107	108	120	97	58	35	46	74	150	159	142
Humedad(%)	88%	84%	81%	81%	80%	78%	76%	76%	77%	83%	86%	86%
Días lluviosos (días)	10	9	9	11	10	7	5	6	7	10	12	10
Horas de sol (horas)	3.8	4.9	5.8	6.7	7.2	7.8	7.6	7.5	7.2	5.8	4.4	4.1

Como se puede observar en la Tabla 4, la temperatura media anual en Santiago de Compostela es de 12.7°C, con un promedio de 18.7°C en agosto y 7.5°C en enero (por debajo de la temperatura a la que se alcanza la potencia pico del panel). En un año, la precipitación es de 1242mm.

Por otro lado, Santiago de Compostela cuenta con uno de los mínimos nacionales alcanzando en febrero de 2020 unos 4,72 kWh/m². Sin embargo, como se demostrará, estos bajos valores de irradiación son también aprovechables con nuestra instalación. [51]

4.2.3. Madrid

Se ha elegido la ciudad de Madrid para simular nuestra instalación ya que cuenta con unas características climáticas muy distintas a las de las Islas Canarias y Galicia, resultando pues de interés analizar los resultados que se obtendrán en estas condiciones.

Madrid está dominada por el clima de estepa local con pocas precipitaciones durante todo el año y una temperatura media anual de 14.5°C.

Tabla 5. Tabla climática Madrid [52]

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	4.8	6	9.2	12.2	16.7	22.8	26	25.6	20.9	15.1	8.6	5.5
Temperatura mín. (°C)	0.9	1.4	3.8	6.4	10.3	15.7	18.8	18.5	14.8	10.2	4.7	1.8
Temperatura máx. (°C)	9.5	11.4	15	17.9	22.6	29	32.4	31.9	26.8	20.3	13.2	10.1
Precipitación (mm)	41	34	40	47	39	16	6	8	22	61	55	46
Humedad(%)	77%	69%	60%	57%	48%	35%	28%	30%	41%	60%	72%	77%
Días lluviosos (días)	5	4	4	6	5	3	1	2	3	5	5	5
Horas de sol (horas)	5.7	6.8	8.1	9.4	11.5	13.0	13.1	12.1	10.4	7.8	6.1	5.7

Como se puede observar en la Tabla 5, el mes más caluroso es julio con una temperatura media de 26°C, de forma que en verano se mantiene una temperatura cercana a la óptima de trabajo del panel (aunque a veces se sobrepasa llegando a los 30°C). Por otro lado, las temperaturas medias más bajas se producen en enero, con una temperatura media de 4.8°C, muy por debajo de las condiciones “ideales”.

Por otro lado, Madrid cuenta con alrededor de unas 3337.52 horas de sol durante todo el año y es una de las zonas de España que cuentan con una mayor irradiación, alcanzándose en agosto de 2020 unos 6,91 kWh/m². [51]

4.2.4. Sevilla

Por último, resulta de interés estudiar cómo afectarían unas temperaturas muy altas a la instalación. Para ello se ha elegido una de las ciudades que puede llegar a alcanzar una de las mayores temperaturas del país, como Sevilla, donde según AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) en primavera y verano se pueden sobrepasar los 40°C, estando así muy por encima de la temperatura óptima para el rendimiento que se ha explicado anteriormente.

En Sevilla, el clima es templado y cálido, con una temperatura media anual de 18.8°C.

Tabla 6. Tabla climática Sevilla [53]

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	10.3	11.6	14.2	16.6	20.7	25.7	28.2	28.4	24.5	20	14	11.3
Temperatura mín. (°C)	5.9	6.8	9	11.2	14.7	19.1	21.3	21.8	19	15.2	9.9	7.4
Temperatura máx. (°C)	15.4	17	19.7	22.2	26.7	32.3	35.3	35.3	30.6	25.2	18.8	16
Precipitación (mm)	50	47	54	51	35	8	2	2	27	69	61	77
Humedad(%)	74%	67%	63%	60%	51%	42%	39%	41%	52%	63%	69%	75%
Días lluviosos (días)	5	4	4	5	4	1	0	0	3	5	5	5
Horas de sol (horas)	6.7	7.5	8.5	9.5	11.2	12.5	12.7	11.9	10.1	8.4	7.2	6.5

Como se puede observar en Tabla 6, agosto es el mes más cálido con un promedio de 28.4°C; mientras que enero es el más frío, con temperaturas promediando 10.3°C.

Por otro lado, en Sevilla se puede contar en julio con una media de 12.73 horas de sol al día, siendo el promedio de 3432.9 horas de sol durante todo el año [53].

4.3. Resultados de las simulaciones

En este apartado se van a analizar los resultados de las simulaciones. Para este proyecto se ha simulado un año entero en distintas ciudades de España siguiendo el mismo procedimiento. Las simulaciones se han realizado de semana en semana, empezando por la primera semana de Julio, en la cual se puede asumir que el SOC de las baterías está al 90. Estos valores se han verificado como hipótesis correcta después de simular el año entero ya que se han obtenido resultados muy cercanos a los que se habían supuesto.

La demanda de agua caliente se ha considerado debida a 3 duchas a 38°C durante 5 minutos cada una y con un caudal de 20 l/min: una a las 7:00, otra a las 18:30 y otra a las 21:00. La temperatura de las duchas se obtiene mezclando el agua caliente con el agua de fría, lo que requiere que el agua caliente esté a una temperatura igual o mayor a 50°C para asegurar que la temperatura de mezcla a 38°C puede conseguirse en cualquier momento.

Un ejemplo de una simulación de un día de junio en Tenerife se puede observar en la gráfica de la Figura 41.

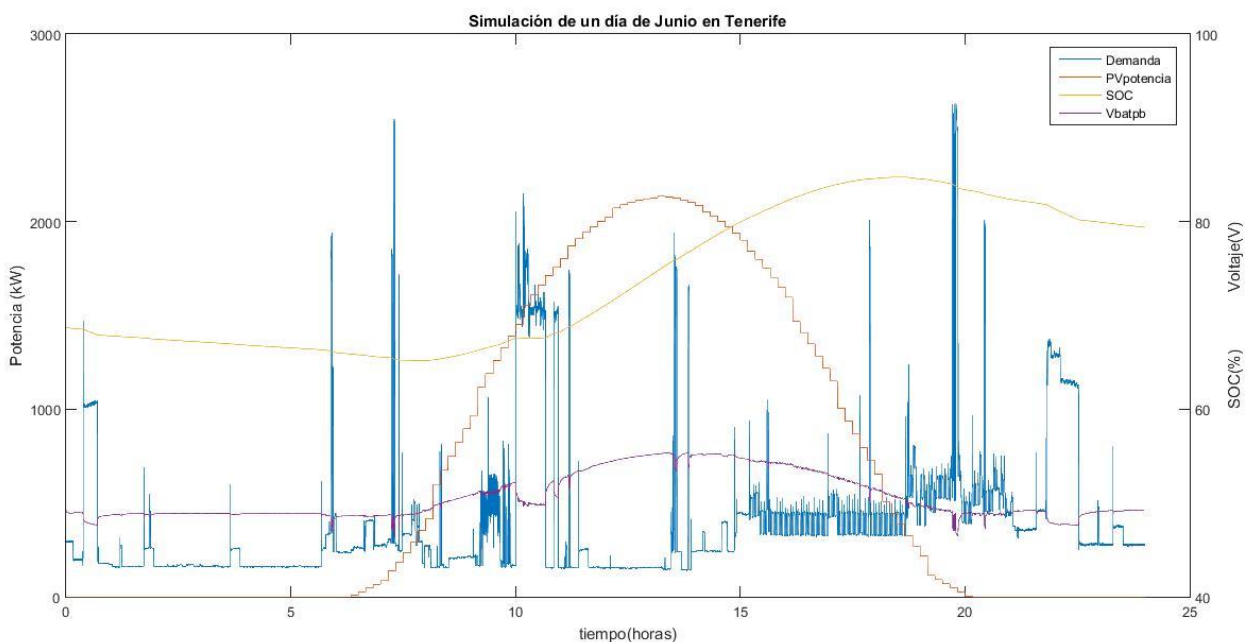


Figura 41. Gráfica de la simulación de un día de junio en Tenerife.

En la gráfica se presenta: en azul, la demanda eléctrica de la vivienda en kilovatios (kW), en amarillo, el estado de carga de la batería (SOC) en tanto por ciento (%), en morado, el voltaje de la batería en voltios (V) y en rojo, la potencia fotovoltaica generada en kilovatios (kW).

Al tratarse de un día soleado de verano con un valor alto de irradiancia, el sistema fotovoltaico es capaz de cubrir la demanda energética de la vivienda, excepto al inicio y al final del día. Como se puede observar, el estado de carga de la batería se encuentra al 80% al inicio del día. Después, empieza a disminuir ligeramente ya que en las primeras horas del día que no hay luz, las baterías cubren la demanda energética de la vivienda, que no suele ser elevada a estas horas. Cuando sale el sol, las baterías empiezan a cargarse ligeramente, ya que se empieza a producir más energía de la que se consume. Entorno a las tres de la tarde, se alcanza el máximo valor del SOC de las baterías debido a que es en ese momento cuando la instalación produce el mayor excedente de energía, esto se debe tanto al gran valor de la irradiancia a esa hora como a la disminución de la demanda en ese intervalo de tiempo. Al final del día, se observa que la producción de la instalación fotovoltaica comienza a disminuir hasta las 20:00, coincidiendo con un pico en la demanda de la instalación, por lo que el estado de carga de las baterías va disminuyendo ligeramente hasta el final del día. Sin embargo, se puede observar que, en este día concreto, el estado del SOC de las baterías acaba mayor en comparación con el inicio del día, por lo que en este día se han generado más excedentes respecto al día anterior.

Por otro lado, como se puede observar en la gráfica de la Figura 42, el campo solar térmico también puede suministrar el agua caliente demandada por cada ducha.

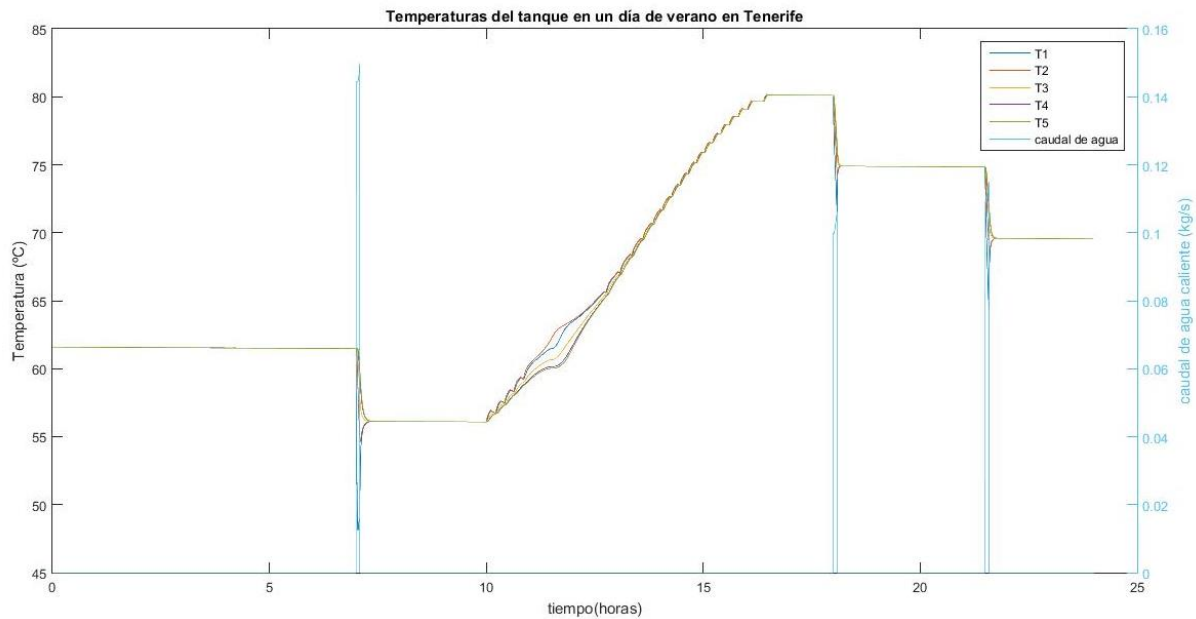


Figura 42. Simulación del tanque de almacenamiento de agua en un día de junio en Tenerife

En esta gráfica se puede observar el caudal de agua caliente de cada ducha en azul en kg/s. La primera tiene lugar a las 7:00 de la mañana. Después, el sistema solar térmico calienta el tanque de forma que se produce un ciclo de histéresis (como se ha explicado anteriormente en el apartado 2.1.5). A continuación, se pueden observar los dos caudales de las dos duchas que tienen lugar a las 18:30 y a las 21:00. Al final del día, se puede observar que aumenta la temperatura del acumulador respecto al día anterior por exceso de energía.

Otro ejemplo de una simulación de un día de marzo en Santiago de Compostela se puede observar en la gráfica de la Figura 43.

Como se puede observar, el comportamiento de la microrred presenta una situación muy distinta de la presentada en la Figura 41. A simple vista se puede observar que la potencia generada por la instalación fotovoltaica no es capaz de cubrir la demanda de la vivienda, produciendo electricidad entre las 8:00 y las 19:00, alcanza un valor máximo a medio día de 1200 kW.

Al tratarse de invierno en Santiago, el SOC de las baterías se mantiene en valores muy bajos entre 25-55%. En la curva de variación se pueden observar grandes bajadas con picos debidas a grandes aumentos en la demanda que se intenta cubrir con las baterías mientras la instalación no es capaz de satisfacer la demanda. Estos cambios tan drásticos no se observaban en el caso anterior ya que el rendimiento de la instalación era más eficiente (la potencia generada por los paneles era capaz de cubrir en mayor medida la demanda).

Por último, el valor del voltaje de las baterías presenta tres bajadas grandes debidas a las resistencias del agua caliente de las duchas que tienen lugar a lo largo del día.

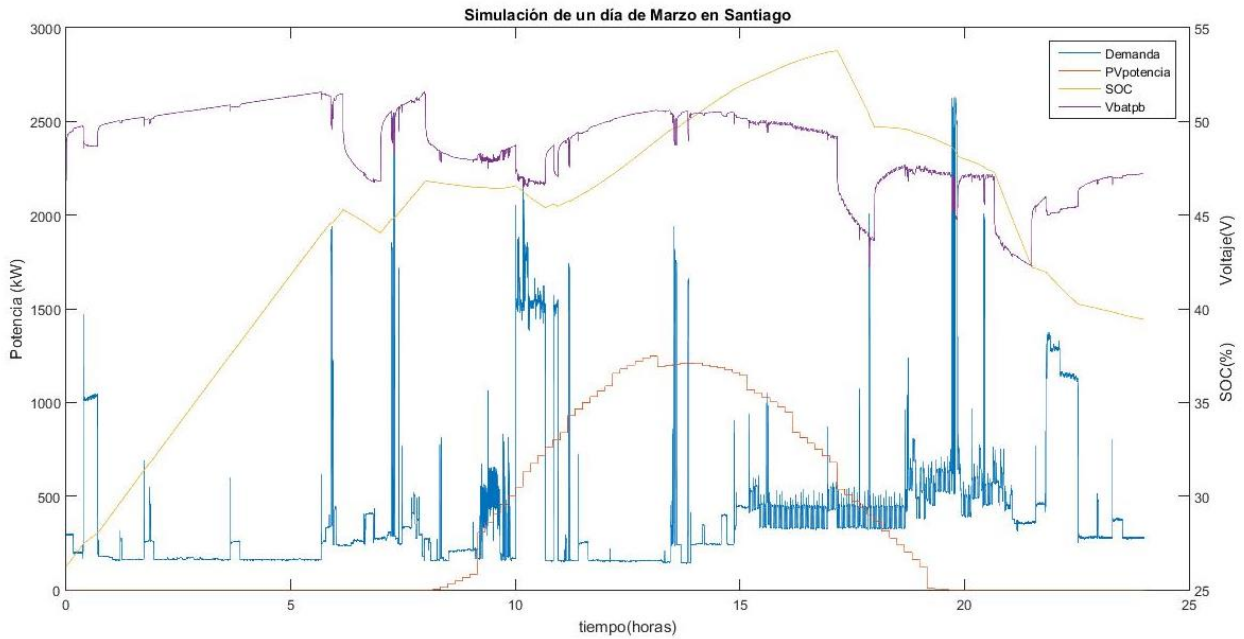


Figura 43. Gráfica de la simulación de un día de marzo en Santiago de Compostela.

En cuanto al funcionamiento del sistema térmico durante este día, se puede observar la gráfica de evolución de las temperaturas del tanque de almacenamiento y del caudal de agua de las duchas en la Figura 44.

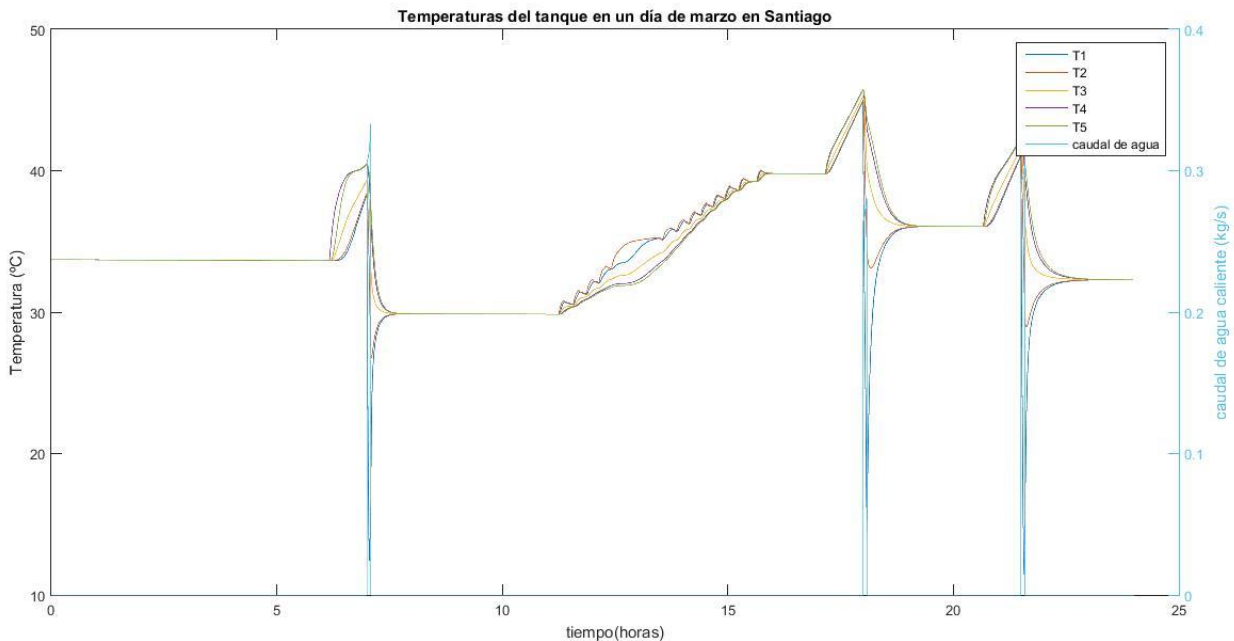


Figura 44. Simulación del tanque de almacenamiento de agua en un día de marzo en Santiago

En la gráfica se pueden observar los caudales de agua de las tres duchas, que en este caso debido a que las temperaturas del tanque son menores, se necesitar un caudal mayor de agua para conseguir el agua de mezcla a 38°C. Pese a no presentar unas condiciones más desfavorables que en el caso anterior, el campo solar térmico también puede suministrar el agua caliente demandada por cada ducha.

Para ver un ejemplo en el que se aprecie unos resultados distintos del comportamiento de la instalación, se ha escogido una simulación de un día soleado de diciembre en Madrid (Figura 45).

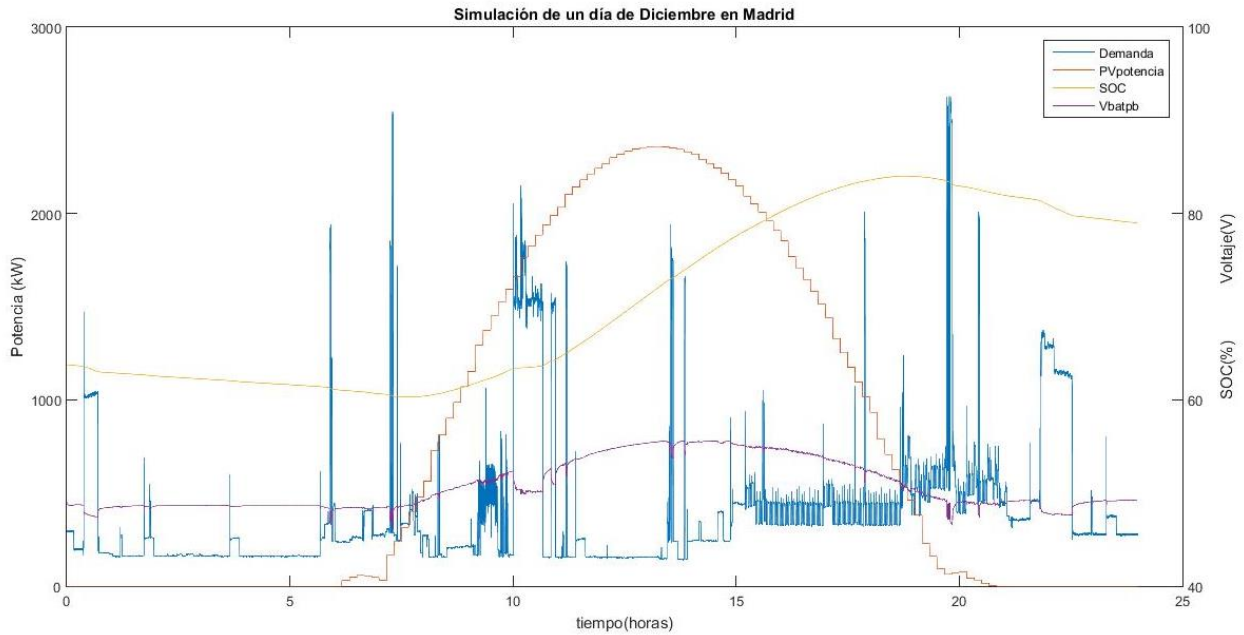


Figura 45. Gráfica de la simulación de un día de diciembre en Madrid

Como se puede observar, el valor del estado de carga de la batería cuando empieza el día se encuentra cerca del 60%, mientras que en verano lo normal es que no baje del 80%. En torno a las 7:00 am, el campo fotovoltaico empieza a producir más electricidad de la que consume la vivienda, por lo que las baterías empiezan a cargarse, aumentando poco a poco el estado de carga de estas.

A medio día se alcanza la máxima potencia generada por los paneles. A partir de entonces, la producción del panel empieza disminuir. Sin embargo, esta potencia es suficiente para cubrir la demanda de la vivienda, por lo que las baterías continúan cargándose hasta en torno a las 19:00pm. A partir de este momento, la demanda alcanza un pico de consumo que la instalación fotovoltaica no es capaz de cubrir, por lo que las baterías ayudan a cubrir la demanda, disminuyendo el SOC de las baterías. Al final del día, al disminuir la demanda de la vivienda, el valor del SOC se vuelve a estabilizar casi a un 80%, incrementando así el exceso de producción respecto al día anterior.

Una vez simulado el año entero, se ha calculado la energía total comprada a la red y los excedentes vendidos a la red (Tabla 7).

Tabla 7. Energía comprada a la red y excedentes producidos en cada localidad a lo largo del año (kWh)

	TENERIFE		SEVILLA		MADRID		SANTIAGO	
	Energía consumida de red (kWh)	Excedentes producidos (kWh)	Energía consumida de red (kWh)	Excedentes producidos (kWh)	Energía consumida de red (kWh)	Excedentes producidos (kWh)	Energía consumida de red (kWh)	Excedentes producidos (kWh)
Enero	0.00	18.70	78.58	0.00	215.19	0.00	264.46	0.00
Febrero	0.00	49.50	79.24	0.00	152.18	22.40	227.26	0.00
Marzo	0.00	59.00	116.81	0.00	31.94	47.40	156.76	22.70
Abril	0.00	98.90	0.00	19.92	5.35	84.50	134.32	55.20
Mayo	0.00	129.90	0.00	156.03	4.62	73.60	34.18	70.40
Junio	0.00	126.00	0.00	169.00	0.00	129.50	0.00	107.50
Julio	0.00	148.70	0.00	173.00	0.00	162.80	0.00	138.70
Agosto	0.00	141.50	0.00	99.40	0.00	130.00	0.00	91.50
Septiembre	0.00	105.40	0.00	93.20	0.00	105.10	16.00	70.00
Octubre	0.00	69.60	0.00	68.16	40.77	0.00	101.36	8.40
Noviembre	7.83	48.20	2.84	3.34	172.75	0.00	244.08	0.00
Diciembre	18.90	0.00	50.50	0.00	289.34	0.00	311.48	0.00
	26.73	995.40	327.97	782.05	912.15	755.30	1489.90	564.40

Tras haber estudiado en el apartado anterior cómo afecta el clima al funcionamiento de la instalación, los resultados obtenidos coinciden con lo que se había analizado en la teoría, ya que Tenerife resulta ser la localidad en la que más excedentes se venden a la red y también en la que menos energía hace falta consumir de red. Esto se debe a que, como ya se ha explicado, Tenerife dispone de uno de los valores de irradiancia más altos del país y, además, la temperatura en esta localidad es muy estable a lo largo del año, con un valor de 20,4°C, que está dentro del rango de la óptima para un mejor rendimiento de la instalación fotovoltaica (20-25°C). Como cabría prever, le siguen en cuanto a mayor energía consumida de red y menores excedentes producidos, por orden: Sevilla, Madrid y Santiago de Compostela.

Si uno se fija concretamente en el caso de Tenerife, se puede observar que, durante un año, apenas hace falta consumir energía de red, siendo la demanda eléctrica de la vivienda de los meses de enero a octubre totalmente cubierta por la instalación. Además, debido a las favorables condiciones de este clima para la instalación fotovoltaica, se consigue producir excedentes todos los meses del año a excepción de diciembre. Así, en el caso de Tenerife, la instalación estudiada en este proyecto consume 26.73 kWh y produce 995.4 kWh de excedentes durante un año entero.

En el caso de Sevilla, la instalación no consume nada de red en los meses de abril a octubre, consumiendo 327.97 kWh en los meses de noviembre a marzo y produciendo 782.05 kWh de excedentes durante todo un año.

En Madrid por su lado, la vivienda es autosuficiente durante los meses de verano, pero haría falta consumir 912.15 kWh de red durante el resto del año, con una producción de 755.30 kWh de excedentes.

Por último, en la ciudad de Santiago, debido a sus circunstancias climatológicas más desfavorables, hace falta consumir 1489.9 kWh de red durante el año, mientras que se producen 564,4 kWh de excedentes. A pesar de que los resultados obtenidos para esta ciudad no son tan productivos como para las demás estudiadas, esto no significa que la instalación no sea rentable, como se verá en el siguiente apartado durante el estudio económico.

Además, con estos datos se ha realizado un estudio económico que permite calcular cuánto nos ahorramos en el recibo de la luz y cuándo se produce el retorno de la inversión en cada una de las distintas localidades, utilizando como caso base los datos de la factura eléctrica de una vivienda sin la microrred.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1. Modelo económico y tarifa escogida

Los resultados obtenidos de las distintas simulaciones con la instalación estudiada se han comparado con un caso base. Para este caso se ha elegido una tarifa de una distribuidora de electricidad española que considera tres periodos durante el día: un período punta a 0,24442 €/kWh, un período llano a 0,15097 €/kWh y un período valle a 0,11644€/kWh. Además, como el mayor valor de la demanda se da a 5 kW, se ha supuesto una potencia contratada de 5,75 kW. Este caso base supone una casa totalmente dependiente de la red eléctrica en la que hay tres habitantes. La energía total consumida por la vivienda en un año es de 1992 kWh en el período punta, 2076 kWh en el periodo llano y 960 kWh en período valle. Esto supone un total de 1321 € al año en el recibo de la luz.

Para el estudio económico del caso de la vivienda con microrred se ha escogido como modelo de tarifa el de una distribuidora española que permite la venta de los excedentes generados a la red a 0,051€/kWh. Además, en este caso se ha contratado de 3,45 kW ya que los principales picos de la demanda están cubiertos por la microrred. Esta tarifa considera un período regular a 0,242028 €/kWh y un período económico a 0,194955 €/kWh.

Para el cálculo de la factura de luz a final del año se han aplicado tanto el Impuesto especial sobre la electricidad (IEE) como el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA). El IEE también es conocido como impuesto eléctrico y se calcula antes de la aplicación del IVA. Se abona independientemente de que se consuma o no electricidad en todas las viviendas, locales y espacios que tengan contratado un punto de suministro eléctrico. Se trata de una tasa que grava el coste de la fabricación de la electricidad del 5,113% del importe del término de consumo y potencia. Para calcularlo hace falta sumar los importes del término de energía eléctrica y el de potencia contratada.

No se ha incluido el Impuesto a la Producción Eléctrica, ya que el Gobierno acordó en junio 2021 suspender este impuesto y en la actualidad sigue prorrogado a través del Real Decreto-ley 06/20212. Además, también se reduzo el IEE al valor actual del 0,5% y se implementó el valor reducido del IVA (10%) para consumidores con potencia contratada de hasta 10 kW. El Real Decreto-ley 06/2022 también establece que el IVA reducido se mantendrá siempre que el precio en el mercado mayorista sea superior a 45€/MWh o si los consumidores cumplen los requisitos de acceso al bono social. Por lo tanto, se han tomado estos valores para los cálculos realizados en este apartado, pero es importante revisar una posible actualización de estos valores si se vuelven a realizar los cálculos en el futuro.

Para el cálculo de la factura de la luz también se ha tenido en cuenta la tarifa del alquiler del contador que viene fijada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Así, en este proyecto se ha incluido una tarifa de 0,02653€/día.

Para el cálculo del flujo de caja acumulado en cada ciudad se han supuesto 25 años de vida de la instalación, ya que esta es la vida media que suelen tener los sistemas fotovoltaicos y solares térmicos antes de ser sustituidos. También se ha considerado la sustitución de las baterías a los 16 años, cuya durabilidad se ha estimado mediante un modelo de degradación que tiene en cuenta el número de ciclos y la profundidad de la descarga de las baterías. [54] Al final de la vida de la microrred, se han estimado unos costes de 7000€ equivalentes a los costes de mantenimiento, de sustitución de piezas y de la pérdida de rendimiento que se tiene cada año.

Por otro lado, para las ganancias se han tomado en el primer año de cada caso el total de ingresos generados por la venta de excedentes. Para la evolución de estas ganancias se ha supuesto un aumento del 5% respecto al año anterior, ya que se ha considerado que los precios de la luz van a seguir subiendo con esta tendencia y, por lo tanto, cada año se ahorrará más dinero con el uso de la microrred.

Por último, el coste de la inversión inicial se ha estimado en 12 500€. Para esta estimación se ha tomado como base los precios actuales que se encuentran en el mercado. Así, se han estimado las baterías de plomo-ácido en 5500€, el campo solar fotovoltaico en 5000€ y el campo solar térmico en 2000€.

5.2. Viabilidad económica de la microrred en Tenerife

Como se ha visto en el apartado anterior, de las 4 ciudades estudiadas, Tenerife es en la que más rentabilidad se puede obtener del uso de la microrred. Así, tras simular el primer año de vida de la instalación, tan solo se pagarían 249,82€ al año en el recibo de la luz, generando además 51€ con la venta de excedentes. Esto tiene sentido, ya que como se ha visto en la Tabla 7, las favorables condiciones climatológicas de esta ciudad hacen que la instalación cubra totalmente la demanda de la vivienda durante la mayoría de los meses del año.

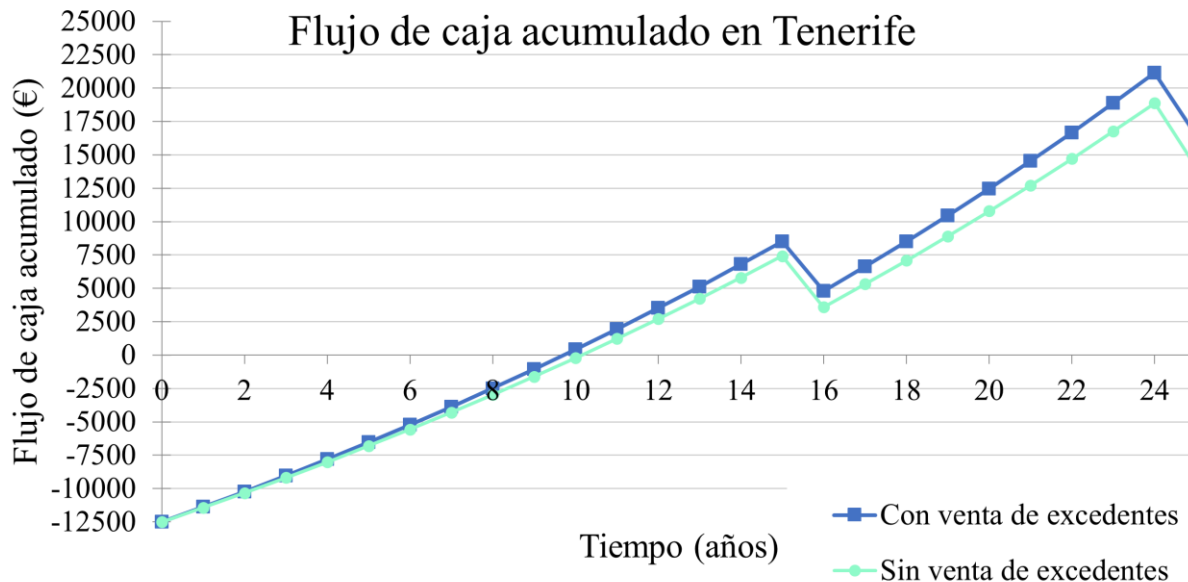


Figura 46. Flujo de caja acumulado en Tenerife

En la Figura 46 se puede observar el flujo de caja acumulado en Tenerife suponiendo los 25 años de vida de la instalación. Se puede observar que la amortización de la instalación ocurriría en 10 años en el caso de que no haya venta de excedentes, no habiendo apenas diferencia con el caso de venta de excedentes. Además, en el caso de venta de excedentes, el beneficio aumenta en 2400€ al final del periodo de vida de la instalación.

5.3. Viabilidad económica de la microrred en Sevilla

Los resultados obtenidos tras la simulación de un año en Sevilla muestran que el dinero total que habría que pagar en un año por el consumo de electricidad de la red son de 314€, frente a la venta de 40€ de excedentes generados.

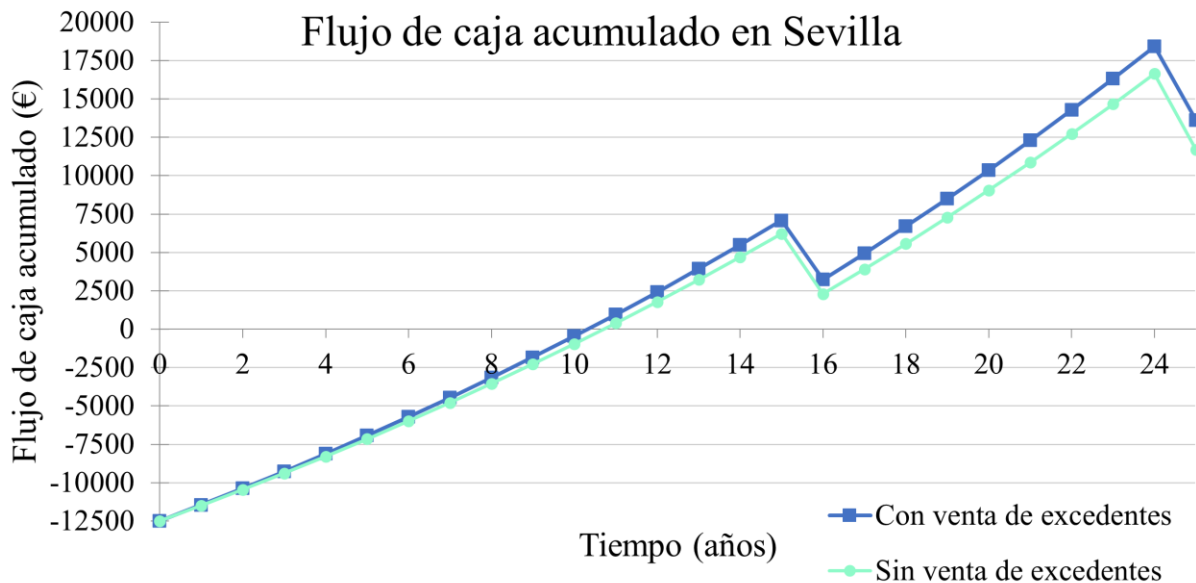


Figura 47. Flujo de caja acumulado en Sevilla.

El flujo de caja acumulado al final de cada año de la vida útil de la microrred se puede observar en la gráfica de la Figura 47. En este caso, al igual que en Tenerife, en el caso de que haya venta de excedentes la instalación se amortizaría en 10 años. Sin embargo, sin la venta de estos, la amortización de la instalación se daría un año más tarde, en un total de 11 años. En el último año, el beneficio en el caso de la venta de excedentes aumenta 1900€ respecto al caso de no vender los excedentes generados.

5.4. Viabilidad económica de la microrred en Madrid

En el caso de Madrid, el recibo total de la luz que habría que pagar en un año sería de 440,65€. Por otro lado, se sacaría un beneficio de 38,52€ al año por la venta de los excedentes generados.

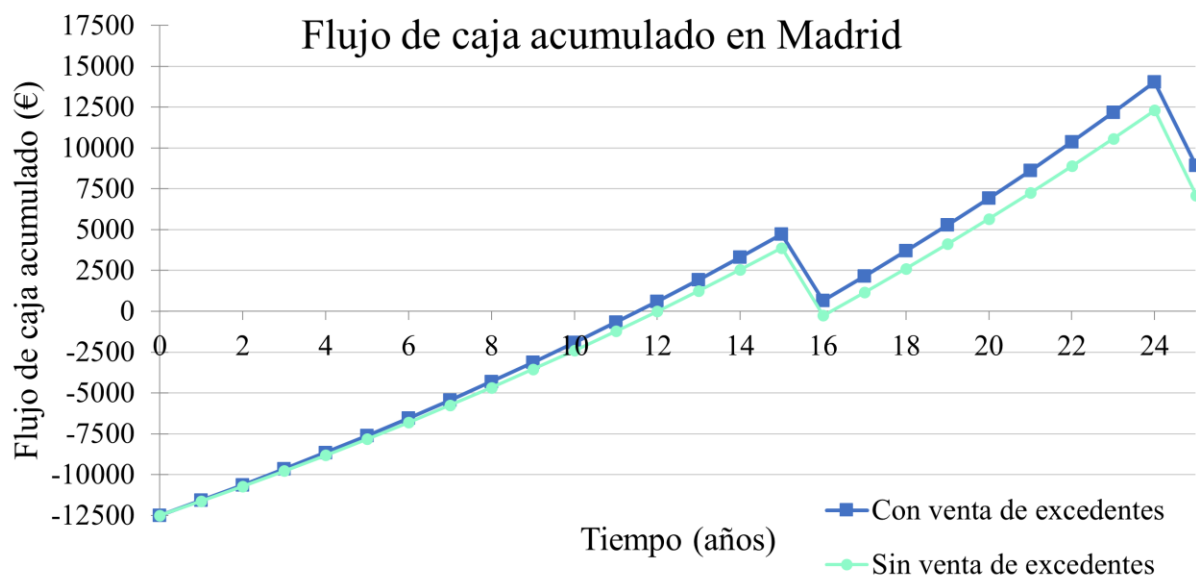


Figura 48. Flujo de caja acumulado en Madrid.

En la gráfica de la Figura 48 se puede observar la evolución del flujo de caja acumulado durante la vida de la instalación. Así, la amortización de la inversión inicial en el caso de que haya venta de excedentes se daría en 11,5 años. No habiendo apenas diferencia con el caso de que no haya venta de excedentes, en cuyo caso la amortización sería de 12 años. Además, en el caso de que haya venta de excedentes, el último año solo se tendrían 1838,47€ más de beneficio respecto al caso en el que no se disponga de venta de excedentes.

5.5. Viabilidad económica de la microrred en Santiago de Compostela

Por último, el caso que se ha escogido de una ciudad con condiciones climatológicas que a simple vista pueden parecer desfavorables presentaría un total de 565,17€ a pagar al año por el consumo que la microrred no es capaz de cubrir. Por otro lado, la instalación generaría en torno a 30€ al año por la venta de excedentes.

La evolución del flujo de caja acumulado cada año se puede observar en la Figura 49. Como se puede observar, la amortización de la instalación en este caso sería de 13 años en el caso de que haya venta de excedentes y de casi 14 años en el caso contrario. Sin embargo, en este caso, tras realizar el cambio de baterías para el año 16, se puede observar que los flujos de caja alcanzan valores negativos para estos años, no realizándose la amortización de estas hasta el año 18.

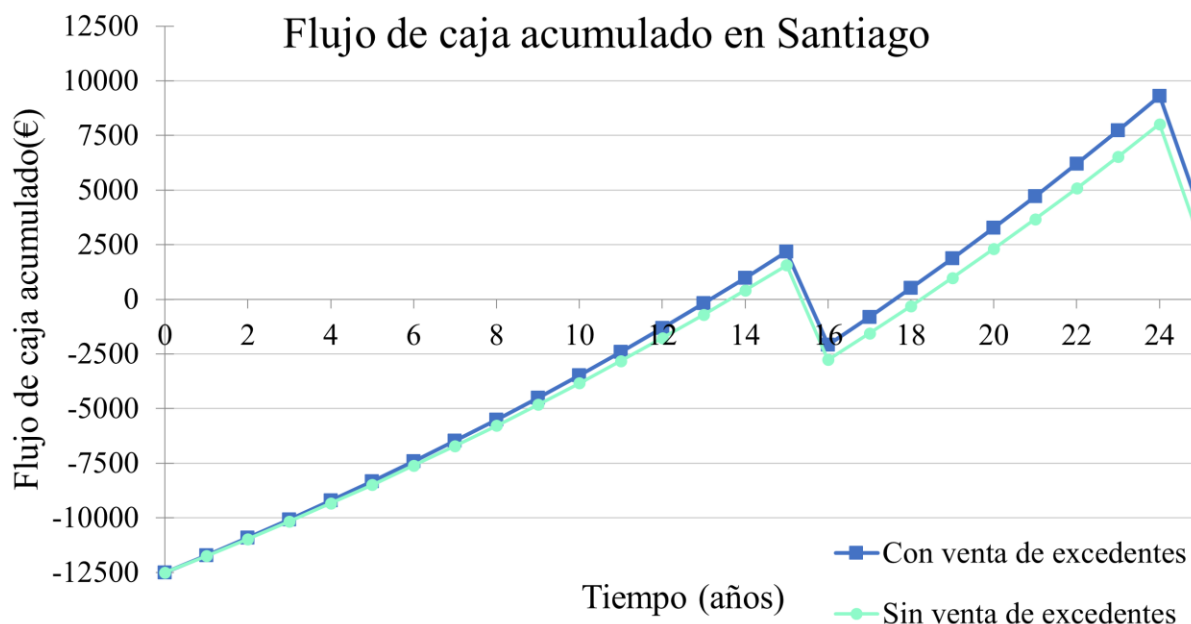


Figura 49. Flujo de caja acumulado en Santiago

Al final de la vida de la instalación, se tiene un total de 1373,8€ más de beneficios en el caso de la venta de excedentes (3932,07€) que en el caso de que no se vendan (2558,27€).

5.6. Comparativa económica de los distintos casos

En la Figura 50 se pueden observar la evolución de los distintos flujos de caja de cada ciudad explicados en los apartados anteriores (caso con venta de excedentes).

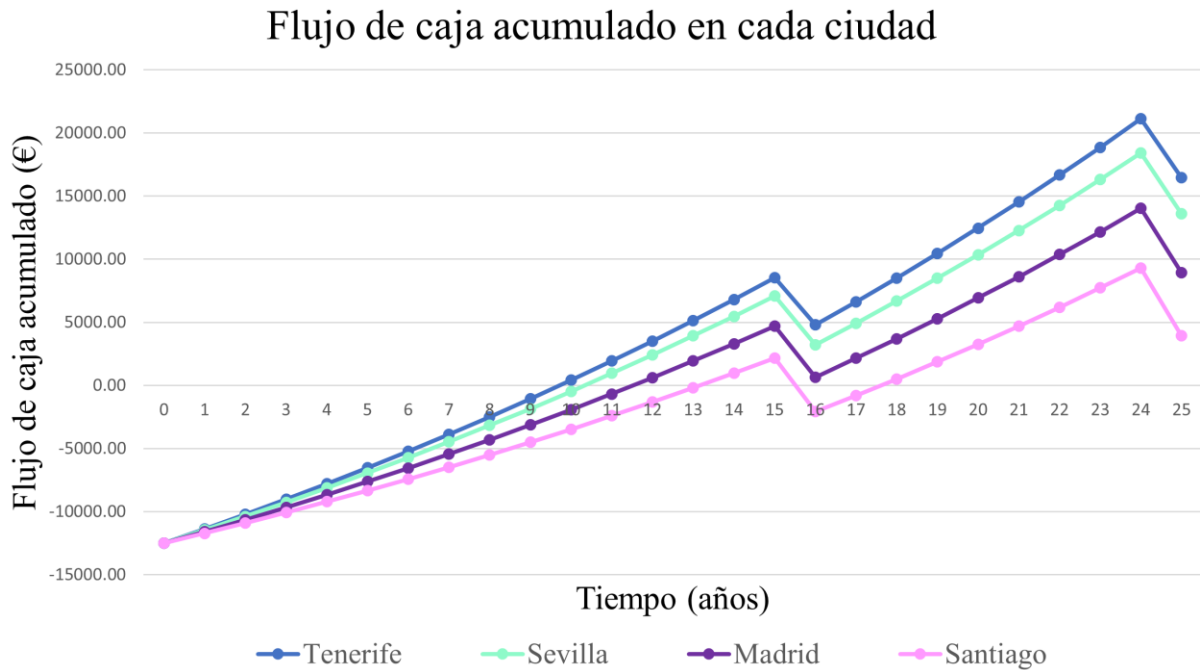


Figura 50. Comparativa del flujo de caja acumulado en cada ciudad.

Acorde con todo lo explicado, si se comparan el caso de Tenerife (mejores condiciones climatológicas) con el de Santiago (peores condiciones climatológicas), se puede observar que la amortización se produce 3 años antes en Tenerife (sin tener en cuenta la amortización por la sustitución de las baterías que en Santiago no tiene lugar hasta casi el año 18). Además, al final de la vida útil de la instalación, en Tenerife se obtendrían 12546,35 € más de beneficio que en el caso de Santiago.

En cuanto a Sevilla, los resultados obtenidos son también muy positivos, con tan solo 2886,29€ de beneficio menos en el último año y una amortización ligeramente mayor que en el caso de Tenerife. Por último, Madrid presenta una situación media entre el caso de Tenerife y el de Santiago, con un beneficio en el último año de 7541,91€ menos que en Tenerife y 5004,44€ más que en Santiago.

Para finalizar, en la Figura 51 se puede observar un diagrama de barras para una mejor comprensión visual de los resultados obtenidos. En él se comparan el coste que se genera durante el primer año por el consumo de red de la parte de la demanda que la microrred no es capaz de cubrir y los ingresos que se generan por la venta de los excedentes que la vivienda vierte a la red.

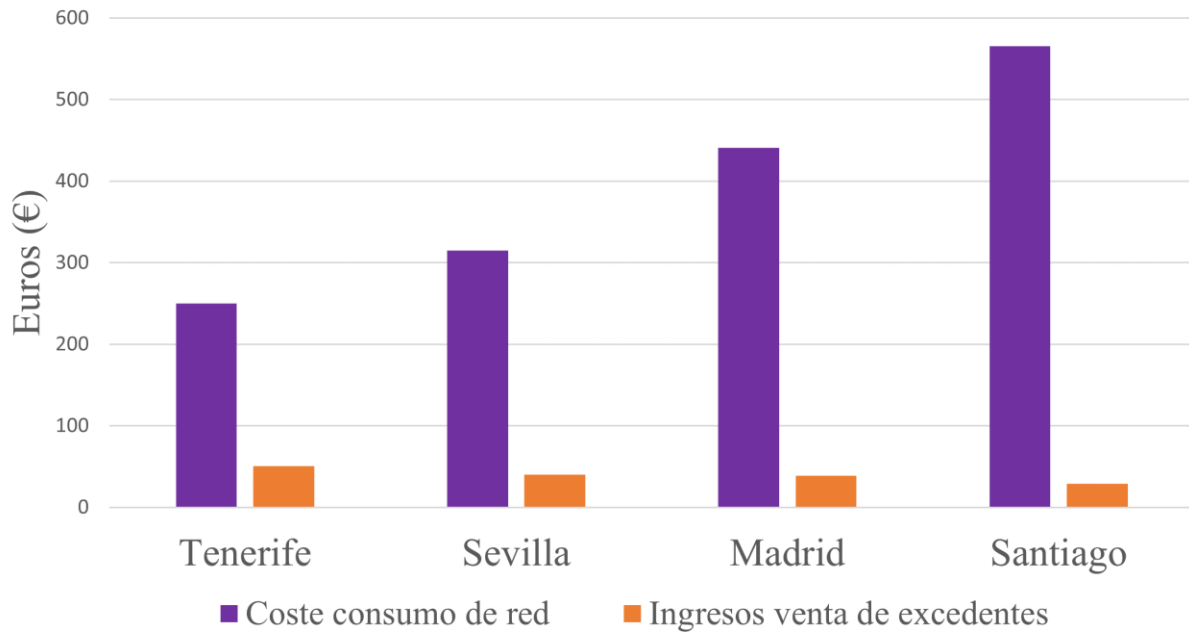


Figura 51. Costes por el consumo de red e ingresos por la venta de excedentes en las distintas ciudades durante un año.

A simple vista, si se comparan las facturas de la luz que hay que pagar durante el primer año de cada ciudad con el caso base en el que la vivienda consume 1321€ al año, se puede observar que esta cantidad disminuye considerablemente con el uso de la microrred en todas las ciudades estudiadas en el proyecto, a pesar de que en las Islas Canarias se obtenga un mayor beneficio económico que en Galicia. Así, durante el primer año en el mejor caso estudiado, Tenerife, se pagarían 1071,18€ menos que en el caso sin microrred y en caso más desfavorable estudiado, Santiago, se pagarían 756€ menos.

6 CONCLUSIONES

El estudio llevado a cabo en este proyecto demuestra que el uso de microrredes térmico-eléctricas basadas en energías renovables con almacenamiento para una vivienda unifamiliar en España es sinónimo de ahorro. Además, con el creciente aumento del precio de la electricidad y las grandes inversiones que se están haciendo en los sistemas de almacenamiento, se espera que estos sistemas sean aún más económicos en el futuro.

Es necesario destacar que la inversión en este tipo de instalaciones no solo supone un ahorro en el recibo de la luz a fin de mes de cada familia, sino que la extensión de estas puede ser clave para alcanzar los objetivos de descarbonización del sistema energético del país en la lucha contra el cambio climático.

España, como se ha visto, es uno de los países más privilegiados para la obtención de energía eléctrica a través de la luz solar. Incluso en ciudades como en Santiago de Compostela, donde a simple vista puede parecer que la inversión en este tipo de instalaciones no es viable económicamente, resulta lo contrario. A pesar de que las ganancias obtenidas no sean tan grandes y se tarde más en amortizar la instalación, todavía sale considerablemente más rentable que consumir todo de red como en el caso base expuesto en este proyecto. Además, para conseguir un futuro sin combustibles fósiles y con mayor incidencia de renovables, es inminente que se aumente el número de estas instalaciones también allí donde las condiciones climatológicas no son las ideales.

De hecho, hoy en día, la energía solar fotovoltaica sigue creciendo en España, con una potencia instalada de 16.041 MW según datos de Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico español. Tan sólo en los últimos cuatro años se ha duplicado, pasando de tener algo más de 8 GW a posiblemente más de 17 GW para finales de 2022. Así, se espera que, si esta tendencia se mantiene, a finales del año la energía fotovoltaica se convertirá en la tercera fuente de energía eléctrica en España, solo superada por la eólica, que en la actualidad dispone de 28.854 MW instalados, y por los ciclos combinados, con 26.250 MW. [55]

Sin embargo, dado el potencial que tiene la energía solar en este país, el papel que podría jugar el autoconsumo en el sistema energético podría ser mucho mayor. La gran inversión inicial de la instalación puede suponer una barrera para que muchas familias se animen a invertir en este tipo de microrredes. Por este motivo, es de gran importancia informar de los beneficios que se obtienen en el recibo de la luz y de los períodos de amortización para cada caso. Así, se permite a los particulares que se están planteando invertir en una microrred térmico-eléctrica para el hogar como la estudiada en este proyecto, tomar una decisión basada en resultados obtenidos experimentalmente.

Así, para consumidores con viviendas en localidades con condiciones climatológicas similares a las que se presentan en Tenerife o en Sevilla, la instalación de esta microrred permite cubrir la demanda de la vivienda durante la mayor parte del año, reduciendo significativamente la emisión de gases contaminantes del sector de la edificación mientras se produce ahorro económico en los monederos de las familias. Por otro lado, para consumidores con viviendas en localidades como Madrid y Santiago, el uso de la microrred también permite cubrir totalmente la demanda de la vivienda durante los meses de verano y parcialmente durante el resto del año, siendo más rentable que en el caso de que la vivienda tuviese que consumir todo de red.

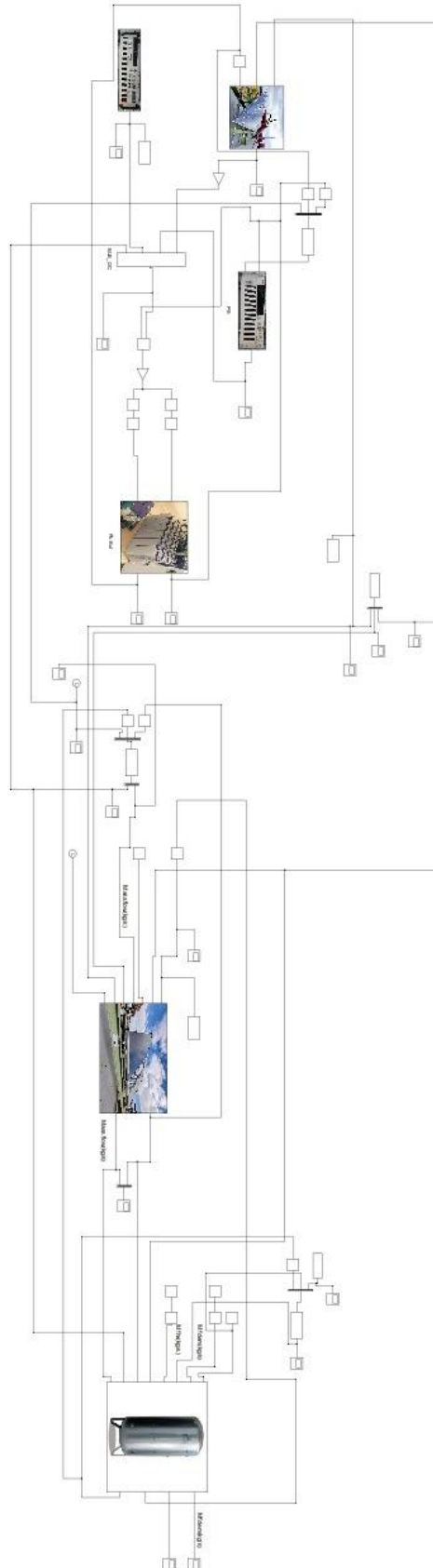
Además, se ha observado una gran diferencia existente entre el precio al que se compra la electricidad, en torno a 0.19€/kWh, y el precio al que una vivienda puede vender los excedentes de energía renovable, 0.051€/kWh. Es debido a esto que el beneficio que se obtiene por la venta de excedentes todavía no supone un gran ahorro respecto al caso en el que no se venden y el período de amortización solo se ve ligeramente reducido. Existe la duda, de si esta situación fuese distinta y se generasen más beneficios con la venta de excedentes, quizás el período de amortización disminuyese significativamente y más familias podrían realizar el esfuerzo económico inicial que supone la instalación de esta microrred. Por este motivo, podría resultar de interés la realización de un estudio que aborde esta cuestión para ser presentado ante sistemas políticos e interesados externos que puedan influir en el precio al que se produce la venta de excedentes.

Por último, ya que este estudio se ha limitado a la viabilidad tecno-económica de una microrred solar para una vivienda unifamiliar y en España el 65% de la población vive en pisos en edificios compartidos [56], resultaría

de gran interés realizar a continuación un estudio tecno-económico sobre la aplicación de una microrred solar similar a la estudiada en este proyecto para un edificio residencial de viviendas y/o empresas. Este proyecto podría atraer la atención de un gran elevado porcentaje de la población española y además resultaría interesante ver cuánto ahorro supone el autoconsumo compartido en el caso de vivir en un piso en comparación con los resultados obtenidos en este proyecto para una vivienda unifamiliar.

Además, el autoconsumo compartido presenta beneficios extra como la necesidad de un menor desembolso inicial debido a que se aprovechan las economías de escala y se produce más energía a menor coste, por lo que la recuperación económica resultará más corta. También, si se trata de edificios de empresas, el uso de una microrred solar puede resultar especialmente interesante ya que la demanda de estos edificios se limita a las horas de sol mientras que la microrred está generando electricidad y el ahorro puede suponer mayor ya que no se producen picos de demanda durante la noche. Asimismo, las empresas suelen disponer de un mayor capital disponible por lo que no suele suponer un gran esfuerzo el realizar la inversión inicial. Así, se abre el camino que queda por delante al fomento de la inversión en este tipo de instalaciones dado el papel clave que puede jugar el autoconsumo en nuestro país para la descarbonización del sector energético mientras se mantienen los tres principios del trilema energético: seguridad y equidad energética mientras se mantiene la sostenibilidad ambiente.

ANEXO A: CIRCUITO EN SIMULINK DE LA INSTALACIÓN



REFERENCIAS

- [1] Sergio J. Navas, G. M. Cabello González y F. J. Pino, «Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector for residential houses in Spain. A case study,» *ScienceDirect*, 2022.
- [2] IEA, «Sustainable Recovery,» International Energy Agency, Paris, 2020.
- [3] World Energy Council, «World Energy Trilemma Index 2021,» World Energy Council, London, 2021.
- [4] IEA, «World Energy Outlook 2021,» International Energy Agency, Paris, 2021.
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Informe de Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero,» Secretaría General Técnica. Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2022.
- [6] H. Ritchie, M. Roser y P. Rosado, «CO₂ and Greenhouse Gas Emissions,» *Our World in Data*, 2020.
- [7] UNEP, «Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente,» 26 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/los-compromisos-climaticos-actualizados-son>.
- [8] E. Newburger, «2021 ranks as fifth hottest year on record as global greenhouse gas emissions rise,» *CNBC*, 2022.
- [9] L. Harding, «Global energy crisis: how key countries are responding,» *The Guardian*, 2021.
- [10] OCU, «Precio de la luz: en mayo la luz sigue muy cara,» *OCU*, 31 Mayo 2022.
- [11] J. Pelcastre, «Crisis energética en China amenaza economías latinoamericanas,» *Diálogo Américas*, 8 Noviembre 2021.
- [12] E. Wirth, «¿Cortará Rusia el suministro de gas a Europa?,» *The Conversation*, 26 Febrero 2022.
- [13] S. Acosta, «EEUU supera a Argelia en suministro de gas a España,» *elEconomista.es*, 13 Febrero 2022.
- [14] UNEP, Interviewee, *Methane emissions are driving climate change. Here's how to reduce them..* [Entrevista]. 20 Agosto 2021.
- [15] ONU, «El Pacto de Glasgow para el clima,» Organización de las Naciones Unidas, Glasgow, 2022.
- [16] IRENA, «Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Solar PV,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [17] solunion, «Inversión en energías renovables: análisis y previsiones,» *solunion somos impulso*, 2020.

- [18] Red eléctrica, «Las renovables en el sistema eléctrico español - Informe 2021,» sistema eléctrico español - red eléctrica (www.ree.es), Madrid, 2021.
- [19] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Gobierno de España.» Autoconsumo de energía eléctrica, [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>. [Último acceso: 2022].
- [20] P. G. V. Sampaio y M. O. Aguirre González, «Photovoltaic solar energy: Conceptual framework (https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.02.081),» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [21] J. Svarc, «Clean Energy Reviews,» 22 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>.
- [22] J. Svarc, «Clean Energy Reviews,» 3 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-powerful-solar-panels>.
- [23] C. G. Ruiz, «Paneles solares: ¿Dónde comprar y qué tipo elegir?,» *Selectra*, 21 Mayo 2021. [En línea].
- [24] Jefatura del Estado, «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE 27/12/2013),» Gobierno de España, Madrid, 2013.
- [25] Jefatura del Estado, «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. (BOE-A-2018-14216),» Gobierno de España, Madrid, 2018.
- [26] Ministerio para la Transición Ecológica, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (BOE-A-2019-5089),» Gobierno de España, Madrid, 2019.
- [27] IDAE y ENERAGEN, «Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo v.4.1,» Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (ENERAGEN), Madrid, 2022.
- [28] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de Ruta del Autoconsumo,» Gobierno de España, Madrid, 2021.
- [29] E. soluciones, «Guía de las bonificaciones de IBI e ICIO para autoconsumo,» E4e soluciones, 7 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/guia-de-las-bonificaciones-de-ibi-e-icio-para-autoconsumo-fotovoltaico#:~:text=Bonificaci%C3%B3n%20m%C3%A1xima%3A%20300%20%E2%82%AC%20al%20a%C3%B1o,-Sevilla&text=Bonificaci%C3%B3n%20m%C3%A1xima%3A>.
- [30] Tarifasgasluz, «Subvenciones para la instalación de placas solares en España,» 2022. [En línea]. Available: <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/normativa/subvenciones#subvenciones-ayudas-ccaa-autoconsumo>.
- [31] POWEN, «Normativa de autoconsumo en España versus otros países de la UE,» 7 Enero 2022. [En línea]. Available: <https://powen.es/normativa-autoconsumo-espana-versus-ue/>.
- [32] Dodds, Paul E., «Storing Energy: The Role of Energy Storage in Low-Carbon Energy Systems,» Elsevier, London, 2016.

- [33] ESMAP, «Energy storage trends and opportunities in emerging markets,» IFC, 2017.
- [34] IEA, «Innovation in Batteries and Electricity Storage,» IEA, Paris, 2020.
- [35] Oscar Hernandez, «Litio: una oportunidad para el desarrollo de la región,» Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 29 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://www.iadb.org/es/mejorandovidias/litio-una-oportunidad-para-el-desarrollo-de-la-region#:~:text=%E2%80%9CLas%20bater%C3%ADas%20de%20litio%20hacen,trav%C3%A9s%20de%20paneles%20solares%20fotovoltaicos.>
- [36] Fengxia Xin, Hui Zhou, Yanxu Zong, Mateusz Zuba, Yan Chen, Natasha A. Chernova, Jianming Bai, Ben Pei, Anshika Goel, Jatinkumar Rana, Feng Wang, Ke An, Louis F. J. Piper, Guangwen Zhou, y M. Stanley Whittingham, «What is the Role of Nb in Nickel-Rich Layered Oxide Cathodes for Lithium-Ion Batteries?,» ACS Energy Letters, 6 (4), 1377-1382, 2021.
- [37] La Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, «Primer parque solar con sistema de almacenamiento en base a baterías de litio tiene 65% de avance,» *La tercera, Chile*, 2021.
- [38] C. Carvajal, «Así es la revolucionaria técnica de reciclaje de las baterías de litio de los coches eléctricos,» *Computer Hoy*, n° <https://computerhoy.com/noticias/motor/revolucionaria-tecnica-reciclaje-baterias-litio-coches-electricos-943505>, 2021.
- [39] M. Shaibani, M. Shaibani, R. Shaibani, C. D. Easton, M. C. Dilusha Cooray, N. Eshraghi, T. Abendroth, S. Dörfler, H. Althues, S. Kaskel, A. F. Hollenkamp, M. R. Hill y M. Majumder, «Expansion-tolerant architectures for stable cycling of ultrahigh-loading sulfur cathodes in lithium-sulfur batteries,» *Science Advances*, 2020.
- [40] Badwal, Sukhvinder PS; Giddey, Sarbjit S .; Munnings, Christopher; Bhatt, Anand I .; Hollenkamp, Anthony F, «Tecnologías emergentes de conversión y almacenamiento de energía electroquímica,» *Fronteras de la química*, 2014.
- [41] Bartolozzi, M, «Desarrollo de baterías de flujo redox. Una bibliografía histórica,» *Revista de fuentes de energía*, 1989.
- [42] Braff, William A; Bazant, Martin Z .; Buie, Cullen R., «La nueva batería de flujo recargable permite un almacenamiento de energía a gran escala más barato,» *Comunicaciones de la naturaleza* . 4 : 2346. *arXiv* : 1404.0917, 2013.
- [43] R. F. Poza, «Baterías de flujo redox para un futuro verde,» *CIC energiGUNE*, n° <https://cicenergigune.com/es/blog/baterias-flujo-redox-futuro-verde>, 2020.
- [44] Bünger, U. (2016). Compendium of Hydrogen Energy || Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. , (), 133–163. doi:10.1016/b978-1-78242-364-5.00007-5 .
- [45] S. Acosta, «Iberdrola inaugura la planta de hidrógeno verde de uso industrial más grande de Europa,» *elEconomista.es*, 2022.
- [46] Bayo O, Sanchis P, Pascual JM., «Sistema de baterías para reducción de la potencia consumida en viviendas domésticas: análisis y dimensionado óptimo. Univ Pública Navarra 2014:65.».
- [47] The MathWorks Inc. MATLAB 7.0 (R14SP2). The MathWorks Inc., 2005. .

- [48] climate-data, «CLIMA SANTA CRUZ DE TENERIFE,» [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/europe/espana/canarias/santa-cruz-de-tenerife-573/>. [Último acceso: 26 June 2022].
- [49] AEMET, «Resumen mensual de la radiación solar. Julio 2019,» Departamento de infraestructuras y sistemas servicio de redes especiales y vigilancia atmosférica, centro radiométrico nacional.
- [50] climate-data, «CLIMA SANTIAGO DE COMPOSTELA,» [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/europe/espana/galicia/santiago-de-compostela-5734/>. [Último acceso: 26 June 2022].
- [51] E. soluciones, «Guía con las provincias y zonas de España con mayor irradiación solar,» 23 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/cual-es-el-lugar-con-mas-irradiacion-solar-de-espana>.
- [52] climate-data, «CLIMA MADRID,» [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/europe/espana/comunidad-de-madrid/madrid-92/>. [Último acceso: 26 June 2022].
- [53] climate-data, «CLIMA SEVILLA,» [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/sevilla-2933/>. [Último acceso: 26 Junio 2022].
- [54] R. Dufo-López, J.M. Lujano-Rojas, J.L. Bernal-Agustín, «Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systemsAppl Energy, 115 (2014), pp. 242-253,».
- [55] R. Roca, «La solar fotovoltaica supera los 16.000 MW instalados en España,» *El periódico de la energía*, 27 Mayo 2022.
- [56] Eurostat, «House or flat: where do you live?,» European Commission, 13 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/-/DDN-20200513-1?inheritRedirect=true&redirect=/eurostat/en/news/whats-new>.
- [57] S. Blog, «¿Es posible almacenar electricidad mediante un tren cargador de rocas? El Proyecto ARES,» *Structuralia*, 2016.

GLOSARIO

ACS: Agua Caliente Sanitaria

CH₄: Metano

CO₂: Dióxido de Carbono

COP26: 26.^a Conferencia de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

IBI: Impuesto sobre Bienes Inmuebles

ICIO: Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.

IEA: Agencia Internacional de la energía (del inglés: ‘International Energy Agency’)

IEE: Impuesto especial sobre la electricidad

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

IVA: Impuesto sobre el Valor Añadido

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

NDC: Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

PIB: Producto Interior Bruto

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030

SOC: Estado de carga de la batería (del inglés, State of Charge)

UE: Unión Europea

UNEP: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (del inglés, United Nations Environment Programme)