



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS Y MEJORA DE LA INSTALACIÓN DE BOMBEO PARA LA CALEFACCIÓN DEL EDIFICIO SITUADO EN ALBERTO AGUILERA Nº11

Autor: M^a Cristina Plaza Ramos
Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid

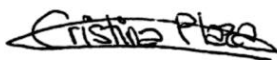
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Análisis y mejora de la instalación de bombeo para la calefacción del edificio situado
en Alberto Aguilera N°11”

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

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: M^a Cristina Plaza Ramos Fecha: 9/ 06/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Íñigo Sanz Fernández Fecha: 9/ 06/2021

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

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

El autor D. Mª Cristina Plaza Ramos

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:” Análisis y mejora de la instalación de bombeo para la calefacción del edificio situado en Alberto Aguilera N°11”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

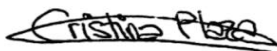
La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes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

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

Madrid, a 9 de junio de 2021

ACEPTA

Fdo.....





GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS Y MEJORA DE LA INSTALACIÓN DE BOMBEO PARA LA CALEFACCIÓN DEL EDIFICIO SITUADO EN ALBERTO AGUILERA Nº11

Autor: M^a Cristina Plaza Ramos
Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid

ANÁLISIS Y MEJORA DE LA INSTALACIÓN DE BOMBEO PARA LA CALEFACCIÓN DEL EDIFICIO SITUADO EN ALBERTO AGUILERA N°11

Autor: Plaza Ramos, M^a Cristina.

Director: Sanz Fernández, Íñigo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objeto de este proyecto es la realización de un análisis técnico y económico del sistema de bombeo para la calefacción actualmente instalado en una vivienda, planteando una alternativa más sostenible empleando energía solar fotovoltaica.

Palabras clave: Fotovoltaica, autoconsumo, paneles, bombeo, calefacción.

1. Introducción

Hoy en día los principales inconvenientes de los sistemas de climatización actuales son los elevados costes que estos suponen en las facturas energéticas de los hogares, y las emisiones de partículas nocivas a la atmósfera durante la combustión dentro de las calderas. Por tanto, este proyecto viene motivado por la necesidad de reducir el consumo y las emisiones del edificio sobre el cual se realiza, fomentando la implementación de energías renovables.

El uso de energía solar en entornos urbanos está creciendo exponencialmente dada su alta efectividad. Los módulos pueden ser instalados en las cubiertas de los edificios, e incluso en sus propias fachadas mimetizándose con el entorno, produciendo energía de forma eficiente y con un bajo nivel de mantenimiento.

La instalación a estudiar se encuentra en un edificio residencial, ubicado en la Calle Alberto Aguilera N°11, en el centro de Madrid. Se trata de un edificio conformado por siete pisos, con cuatro viviendas en cada uno de ellos, y cinco locales comerciales con acceso a la calle.

2. Metodología

Para la ejecución del proyecto se han seguido los siguientes pasos. Se comienza realizando un estudio de la instalación existente, comprobando el buen estado de todos sus componentes, y evaluando si estos deben ser reemplazados o no. También se analizan los consumos energéticos de los años 2018 y 2019, para así determinar el perfil de consumo de las viviendas, y poder estimar su comportamiento en el futuro. Se presta especial atención al consumo eléctrico, a partir del cual se dimensiona la nueva instalación.

Una vez analizadas las condiciones del edificio, se estudian las diferentes opciones de mejora, optando por la implementación de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, mediante la cual se accionen las bombas del circuito de calefacción central del edificio.

Se prosigue con el dimensionando la instalación fotovoltaica, comenzando con el análisis del espacio disponible en la cubierta del edificio. Se examinará la azotea del edificio, su inclinación y orientación, y se concluye que existe espacio suficiente, y las condiciones son óptimas para la realización del proyecto.

A continuación, se seleccionan los equipos adecuados para la instalación, realizando una comparativa de los paneles fotovoltaicos e inversores disponibles en el mercado, de diferentes fabricantes, a partir de la cual se decidirá cuál se desea instalar.

Una vez elegidos los equipos, se calcula el número de módulos fotovoltaicos necesarios para suplir la demanda de la comunidad, y se prevé la producción eléctrica que se logrará con la nueva instalación, teniendo en cuenta su rendimiento teórico. Este valor se obtiene a partir de los diversos factores que pueden llegar a producir pérdidas de potencia una vez los módulos fotovoltaicos hayan sido instalados.

Para concluir, se ha realizado un análisis económico, mediante el cual se determina si tras la inversión inicial el proyecto resultará rentable, y si generará beneficios a largo plazo. La rentabilidad del proyecto se evalúa mediante el estudio del VAN, del TIR, y el plazo requerido para recuperar la inversión.

3. Resultados y conclusiones

A raíz del estudio realizado, se concluye que la cubierta del edificio cuenta con 89 m², los cuales pueden ser empleados para la instalación de módulos fotovoltaicos debido a tener orientación sur, y una inclinación de aproximadamente 45°, por lo que no es necesario instalar un soporte adicional que eleve las placas.



Ilustración 1: Vista aérea del edificio

En la selección de equipos se ha optado por paneles solares monocristalinos, y por un único inversor string. Con los datos de los equipos elegidos, se concluye que la instalación debe contar con un total de 12 módulos de 325W, conectados en serie y una potencia nominal de inversor de 2,2 kW.

La elección de las potencias nominales de los componentes de la instalación viene determinada por las necesidades del suministro, teniendo en cuenta la superficie disponible en la cubierta del edificio y la orientación e inclinación del mismo. Una vez conocidas las especificaciones de los equipos, se calcula la eficiencia total de la instalación, resultando en un 78,93%.

En el análisis económico se comienza analizando el presupuesto inicial del proyecto, cuyos costes principales se han desglosado de la siguiente forma:

- Componentes: 2964,85 €
- Obra: 600 €
- Legalización y boletín: 400 €

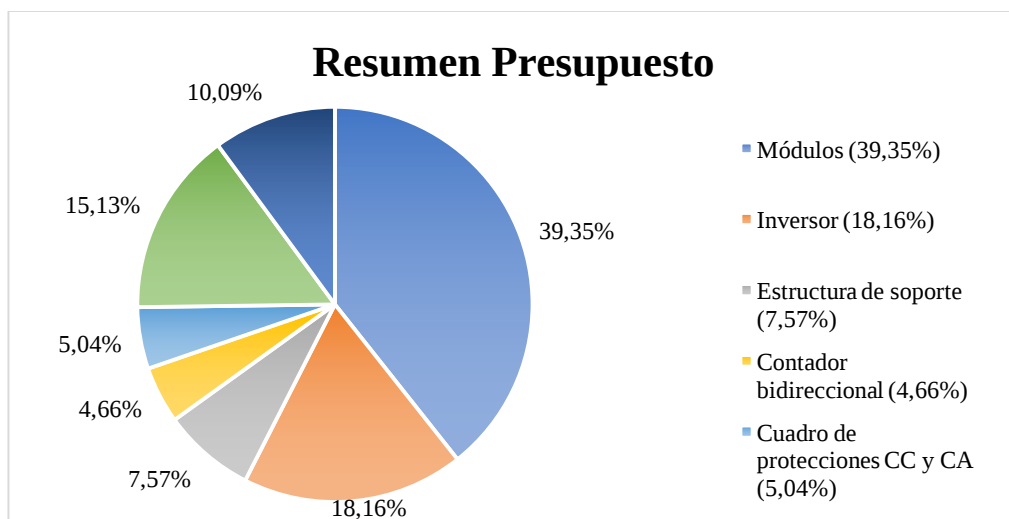


Ilustración 2: Resumen presupuesto del proyecto

Posteriormente, se ha obtenido un valor para el VAN de 7.223,33 €, y del 5,82% para el TIR. Analizando estos valores se concluye que la tasa de descuento elegida para dicho estudio (4%) generará beneficios, y por tanto el proyecto de inversión es aceptado.

La inversión inicial, de 6641,99 €, se amortizará en un periodo de 13 años, tiempo que entra dentro del intervalo de referencia para proyectos de energía solar fotovoltaica.

ANALYSIS AND IMPROVEMENT OF THE PUMPING SYSTEM UTELIZE TO HEAT THE BUILDING LOCATES IN ALBERTO AGUILERA 11

Author: Plaza Ramos, M^a Cristina.

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The aim of this project is to carry out a technical and economic analysis of the pumping system currently installed for the heating system in a building, proposing a more sustainable alternative, using photovoltaic solar energy.

Keywords: Photovoltaic, self-consumption, modules, pumping system, heat.

1. Introduction

Nowadays, the main drawbacks of the current air conditioning systems are the high costs they imply on the household energy bills, and the harmful particles they release into the atmosphere during the combustion inside the boilers. Therefore, this project is motivated by the need to reduce the energy consumption and the emissions of the building on which it is carried out, promoting the implementation of renewable energies.

The use of solar energy in urban environments is growing exponentially given its high effectiveness. The modules can be installed on the roofs of the buildings, and even on the facades, blending in with their surroundings, producing energy efficiently and with a low maintenance level.

The facility studied is located in a residential building, located in Alberto Aguilera 11, in the center of Madrid. The building consists of seven floors, with four houses in each one of them, and five commercial premises with access to the street.

2. Methodology:

The following steps have been followed for the execution of the project. To begin with, the current system is examined, verifying the good condition of all its components, and evaluating whether they should be replaced or not. The energy consumption of the years 2018 and 2019 is also analyzed, in order to determine the profile of electricity consumption, and to be able to estimate their behavior in the future. It is necessary to pay special attention to the electric consumption, from which the new system is dimensioned.

Once the current status has been analyzed, the different options for improvement are studied. At the end, the project leans towards the implementation of a photovoltaic solar system connected to the electric grid, through which the pumps of the building's central heating circuit are operated.

Continuing with the sizing of the photovoltaic system, it is necessary to analyze the space available for its installation. The rooftop of the building, its slope and orientation, are examined and it is concluded that there is enough space to install the modules and the conditions to carry out the project are optimal.

Next, the appropriate equipment for the system is selected, comparing the photovoltaic panels and inverters available on the market from different manufactures, from which is decided which one to install.

Once the equipment has been chosen, the number of photovoltaic modules necessary to supply the community's demand is calculated. Also, the electricity production that can be achieved with the new system is estimated, taking into account its theoretical efficiency. This value is obtained from various factors that can lead to power losses once the photovoltaic modules have been installed.

To sum up, an economic analysis has been carried out, through which it is determined whether after the initial investment the project will be profitable, and if it will generate long-term benefits. The profitability of the project is evaluated by studying parameters such as the NVP and the IRR, as well as the time required to recoup the investment made.

3. Results and conclusions

As a result of the study carried out, it is concluded that the roof of the building has 89 m² available, which can be used to install the photovoltaic panels due to its orientation to the south, and its slope of approximately 45°, therefore it is not necessary to install an additional support to lift the panels.



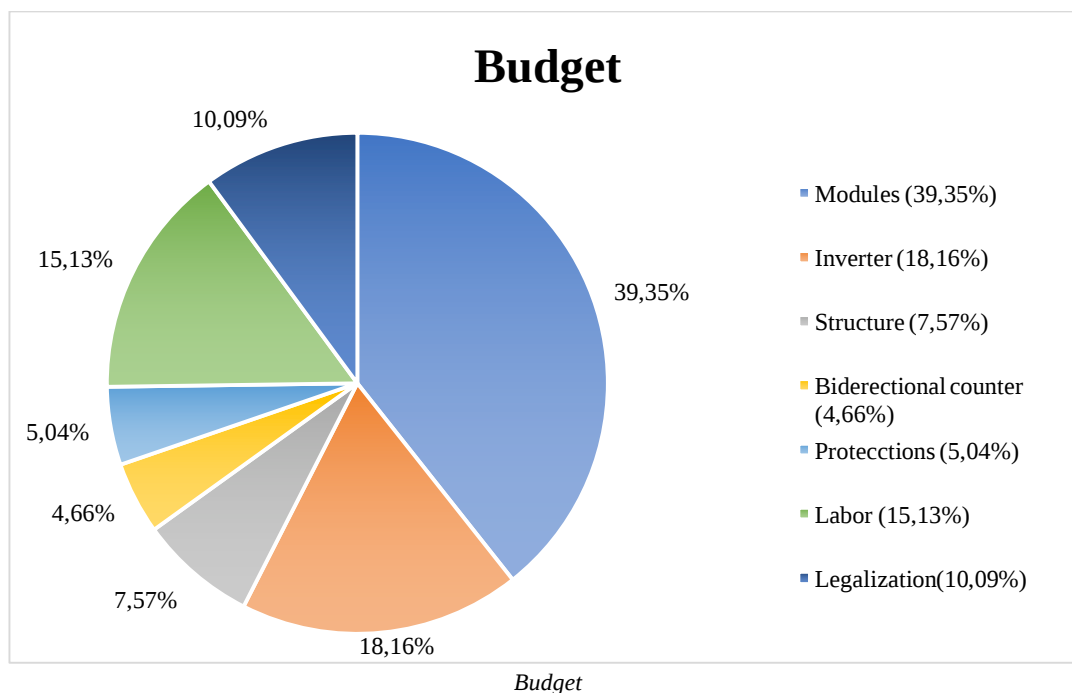
Air view of the building

In the selection of equipment, monocrystalline solar panels have been chosen, as well as a single string inverter. With the equipment's data, it is concluded that the new system must have a total of 12 modules of 325W each, and an inverter with a nominal power of 2.2kW.

The choice of the nominal powers of the components is determined by the consumption needs, taking into account the surface available on the rooftop and its orientations and slope. Once the specifications of the equipment are known, the total efficiency of the installation is calculated, resulting in a 78,93%.

The economic analysis begins by analyzing the initial budget for the project. Its main costs have been broken down as follows:

- Components: 2964,85 €
- Works: 600 €
- Legalization: 400 €



Subsequently, a value for the NPV of 7.233,33€ has been obtained, and a value of 5,82% for the IRR. Analyzing these values, it is concluded that the discount rate chosen for said study (4%) will generate benefits, and therefore the initial investment for this project is accepted.

The initial investment, of 6.641,99€, will be amortized over a period of 13 years, a time that falls within the reference interval for photovoltaic solar energy projects.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	- 21 -
2. ESTADO DEL ARTE	- 23 -
2.1. AEROTERMIA	- 24 -
2.2. CALEFACCIÓN CENTRAL DE BIOMASA	- 25 -
2.3. ENERGÍA SOLAR	- 26 -
3. MOTIVACIÓN.....	- 27 -
4. OBJETIVOS DEL PROYECTO	- 28 -
4.1. ALINEACIÓN CON LOS ODS	- 28 -
5. INSTALACIÓN ACTUAL	- 30 -
5.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO	- 30 -
5.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN ACTUAL	- 31 -
5.2.1. BOMBA.....	- 31 -
5.2.2. CALDERA	- 32 -
5.3. CONSUMOS ENERGÉTICOS	- 33 -
6. PROPUESTA DE MEJORA	- 40 -
6.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	- 41 -
6.1.1. TIPOS DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO	- 43 -
6.1.2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	- 45 -
6.2. NORMATIVA.....	- 50 -
6.2.3. Subvenciones.....	- 50 -
7. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	- 52 -
7.2. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS.....	- 53 -
7.3. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS.....	- 56 -
7.4. SELECCIÓN DEL INVERSOR	- 58 -
7.5. NÚMERO DE MÓDULOS.....	- 63 -
7.5.3. CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.....	- 63 -
7.5.4. CONFIGURACIÓN.....	- 74 -
8. ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL.....	- 77 -
8.1. COSTE INICIAL.....	- 78 -
8.2. COSTE DE INSTALACIÓN.....	- 78 -
8.3. COSTE ENERGÉTICO	- 78 -
8.4. COSTE DE MANTENIMIENTO	- 79 -
8.5. COSTES MEDIOAMBIENTALES	- 79 -
8.6. COSTE DE PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN	- 79 -
8.7. COSTE DE RETIRADA.....	- 80 -
9. ANÁLISIS ECONÓMICO	- 82 -
9.1. PRESUPUESTO	- 82 -
9.2. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD	- 84 -
9.2.1. PRODUCCIÓN ESTIMADA	- 85 -
9.2.2. INGRESOS	- 85 -
9.2.3. GASTOS	- 87 -
9.2.4. LEVELIZED COST OF ENERGY	- 90 -
9.2.5. RENTABILIDAD	- 91 -

10.	CONCLUSIONES Y ACCIONES FUTURAS	- 94 -
10.1.	<i>ACCIONES FUTURAS</i>	- 94 -
11.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	- 96 -
11.1.	<i>CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES:</i>	- 96 -
12.	BIBLIOGRAFÍA	- 97 -
	ANEXOS	- 101 -
	ANEXO I: FICHA TÉCNICA DE LAS BOMBAS	- 102 -
	ANEXO II: FICHA TÉCNICA DE LAS CALDERAS	- 107 -
	ANEXO III: FICHA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FV ELEGIDOS.....	- 116 -
	ANEXO IV: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR ELEGIDO.....	- 118 -

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN DE CALEFACCIÓN CENTRALIZADA ACTUAL [4]	- 22 -
FIGURA 2: COMPARATIVA DE EMISIONES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CALDERAS. ELABORACIÓN PROPIA.	- 23 -
FIGURA 3: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE AEROTERMIA EN UNA VIVIENDA [7]	- 24 -
FIGURA 4: ESQUEMA INSTALACIÓN CON CALDERA DE BIOMASA [8]	- 25 -
FIGURA 5: INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS [9]	- 26 -
FIGURA 6: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE [13]	- 29 -
FIGURA 7: EMPLAZAMIENTO DEL EDIFICIO. GOOGLE MAPS	- 30 -
FIGURA 8: COMPARATIVA CONSUMOS AGUA CANAL 2018/2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 33 -
FIGURA 9: COMPARATIVA CONSUMOS GAS NATURAL 2018/2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 35 -
FIGURA 10: COMPARATIVA CONSUMOS LUZ 2018/2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 37 -
FIGURA 11: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO ENERGÍA TERMOSOLAR [17]	- 40 -
FIGURA 12: EFECTO FOTOELÉCTRICO [21]	- 41 -
FIGURA 13: PARTES DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO [24]	- 42 -
FIGURA 14: PANEL FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO [29]	- 43 -
FIGURA 15: PANEL FOTOVOLTAICO POLI CRISTALINO [31]	- 44 -
FIGURA 16: PANEL DE CAPA FINA O THIN FILM [32]	- 44 -
FIGURA 17: INVERSOR STRING [35]	- 46 -
FIGURA 18: MICROINVERSOR [36]	- 46 -
FIGURA 19: OPTIMIZADOR DE POTENCIA [37]	- 47 -
FIGURA 20: ESQUEMA BÁSICO DE UNA INSTALACIÓN FV AISLADA [26]	- 48 -
FIGURA 21: ESQUEMA BÁSICO INSTALACIÓN FV CONECTADA A LA RED. [41]	- 49 -
FIGURA 22: MAPA SOLAR HORAS SOL PICO EN ESPAÑA [42]	- 52 -
FIGURA 23: ÁNGULOS PARA LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS [43]	- 53 -
FIGURA 24: VISTA AÉREA DE LA CUBIERTA DEL EDIFICIO. GOOGLE EARTH	- 55 -
FIGURA 25: IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL EN MADRID (2016) [45]	- 55 -
FIGURA 26: COMPARACIÓN INVERSORES STRING CON MICROINVERSORES [53]	- 58 -
FIGURA 27: PORCENTAJE DE ENERGÍA RESPECTO AL MÁXIMO COMO CONSECUENCIA DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN [44]	- 69 -
FIGURA 28: PLANTA DE CADA PLACA FOTOVOLTAICA [52]	- 73 -
FIGURA 29: HISTÓRICO DE TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS EN MADRID. [63]	- 74 -
FIGURA 30: DIAGRAMA DE SECTORES RESUMEN DE PRESUPUESTO. ELABORACIÓN PROPIA.	- 84 -
FIGURA 31: EVOLUCIÓN CASH FLOW CON LOS AÑOS. ELABORACIÓN PROPIA	- 93 -

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA INSTALADA. ELABORACIÓN PROPIA	- 31 -
TABLA 2: CONSUMOS AGUA CANAL 2018. ELABORACIÓN PROPIA	- 34 -
TABLA 3: CONSUMOS AGUA CANAL 2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 34 -
TABLA 4: CONSUMOS DE GAS NATURAL 2018. ELABORACIÓN PROPIA	- 36 -
TABLA 5: CONSUMOS DE GAS NATURAL 2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 36 -
TABLA 6: CONSUMOS DE LUZ FINCA 2018. ELABORACIÓN PROPIA	- 38 -
TABLA 7: CONSUMOS DE LUZ FINCA 2019. ELABORACIÓN PROPIA	- 38 -
TABLA 8: ÁNGULOS DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN A EMPLEAR. ELABORACIÓN PROPIA	- 54 -
TABLA 9: COMPARATIVA DE DIFERENTES FABRICANTES DE MÓDULOS. ELABORACIÓN PROPIA.....	- 57 -
TABLA 10: COMPARATIVA DE DIFERENTES TIPOS DE INVERSORES. ELABORACIÓN PROPIA	- 59 -
TABLA 11: COMPARATIVA DE INVERSORES DISPONIBLES. ELABORACIÓN PROPIA	- 62 -
TABLA 12: TEMPERATURAS MEDIAS [°C] DURANTE HORAS DE SOL EN MADRID. ELABORACIÓN PROPIA.	- 68 -
TABLA 13: IRRADIANCIA MEDIA [W/m ²] DURANTE HORAS DE SOL EN MADRID. ELABORACIÓN PROPIA.	- 68 -
TABLA 14: TEMPERATURA MEDIA Y RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS. ELABORACIÓN PROPIA	- 68 -
TABLA 15: PÉRDIDAS DE EFICIENCIA GLOBALES. ELABORACIÓN PROPIA.....	- 72 -
TABLA 16: DISTRIBUCIÓN DE COSTES PARA EL CÁLCULO DEL LCC. ELABORACIÓN PROPIA	- 81 -
TABLA 17: RESUMEN DE PRESUPUESTO. ELABORACIÓN PROPIA	- 83 -
TABLA 18: INGRESOS. ELABORACIÓN PROPIA.....	- 86 -
TABLA 19: GASTOS. ELABORACIÓN PROPIA	- 89 -
TABLA 20: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	- 96 -

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1: POTENCIA TOTAL DE LAS PLACAS	- 53 -
ECUACIÓN 2: CÁLCULO Nº DE MÓDULOS NECESARIOS	- 63 -
<i>ECUACIÓN 3: CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE LAS CÉLULAS.....</i>	<i>- 66 -</i>
ECUACIÓN 4: CÁLCULO PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR VARIACIÓN DE TEMPERATURA	- 66 -
ECUACIÓN 5: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN	- 70 -
ECUACIÓN 6: CÁLCULO TENSIONES DE LOS PANELES	- 75 -
ECUACIÓN 7: CÁLCULO NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS EN SERIE	- 76 -
ECUACIÓN 8: CÁLCULO DEL COSTE DE CICLO DE VIDA	- 77 -
ECUACIÓN 9: CÁLCULO LCOE	- 90 -
ECUACIÓN 10: CÁLCULO DEL VAN	- 91 -

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia el hombre ha conseguido protegerse ante temperaturas adversas gracias a diferentes sistemas de calefacción, que han ido evolucionando con el paso del tiempo.

El concepto de calefacción comenzó hace 790.000 años con el fuego. A raíz de este descubrimiento, se ha usado la llama como fuente de calor tanto de forma directa como indirecta.

La calefacción central o indirecta se remonta al imperio romano, entre el siglo III y I a.C., donde el ingeniero Cayo Sergio Orata, precursor del conocido suelo radiante, ideó el **Hipocausto**. Se trataba de un horno situado en el exterior de los edificios, cuyo aire caliente circulaba por unos conductos formados por los pilares que soportaban el propio edificio, calentando el suelo y los muros de las estancias del mismo a temperaturas de hasta 30° [1].

En España, en la Edad Media surgió el denominado **Gloria**, que consistía en la circulación de calor proveniente de la quema de paja en la boca de la vivienda, que circulaba por todos los pisos de la misma. Este método fue implementado hasta principios del siglo XX debido a su gran éxito.

Posteriormente, se comenzó a usar la **estufa de leña** como sistema de calefacción cerrado dentro de los hogares [2]. La combustión de la leña en el interior de la estufa permitía evitar quemaduras, y la evacuación de humos por medio de un tubo extractor calentaba adicionalmente la estancia.

Durante la Revolución Industrial, a mediados del siglo XVIII, James Watt inventó la máquina de vapor, gracias a la cual surgieron las primeras **calderas** [3]. Estas permitían calentar fluidos, y posteriormente transportarlos por tuberías para calentar las viviendas y locales. Sin embargo, debido al excesivo calor que producían, en Europa fueron sustituidas por sistemas de circulación de agua caliente, y en Estados Unidos se instalaron calderas de vapor, alternativas que siguen siendo utilizados en la actualidad.

Tradicionalmente, el combustible más utilizado en las calderas para calentar el agua de los sistemas de calefacción era el carbón, aunque el fueloil, gasóleo y gas natural también eran utilizados, pero en menores proporciones. Actualmente, estas siguen siendo las principales fuentes de combustible, aunque las preferencias han cambiado.

Como se observa en la *Figura 1*, las instalaciones de calefacción central con radiadores modernas constan de un circuito cerrado formado por una caldera, una bomba, los radiadores de cada una de las viviendas, y el circuito que conecta de todas las partes integrantes.

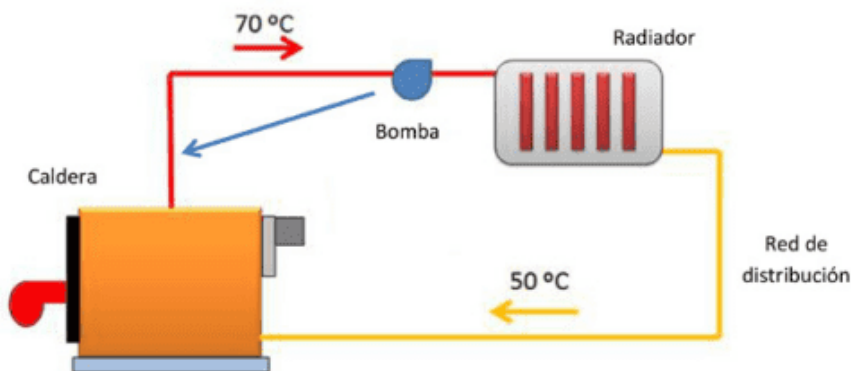


Figura 1: Esquema de una instalación de calefacción centralizada actual [4]

El alto impacto del cambio climático está provocando que, cada vez con más frecuencia, se den condiciones meteorológicas extremas, impropias de zonas determinadas, como es el caso de la gran nevada de Texas en febrero de 2021, o la borrasca *Filomena*, que azotó gravemente toda España en enero de este mismo año.

Estos fenómenos meteorológicos tienen un gran efecto en los consumos energéticos de los hogares españoles y por tanto en la factura que se recibe a final de mes.

Se debe tener en cuenta que, en los meses de invierno, el consumo de luz y gas es superior que el del resto de meses, y que durante este invierno se han registrado mínimos históricos. Al realizar una comparación de los últimos años, se puede apreciar cómo el consumo de electricidad en la primera quincena de enero de 2021 incrementó un 75% [5].

En el caso del temporal *Filomena*, no solo aumentaron los consumos de luz y de gas de las viviendas, sino que también se dio una subida desorbitada del precio de la luz, en gran parte provocada por el cese de generación por parte de centrales de energías renovables, y un aumento del precio del gas natural [6]. Debido a esto, el precio de la electricidad llegó a alcanzar números de récord, con una media para el día de 94,99 euros por MWh y con picos por encima de los 110 euros.

2. ESTADO DEL ARTE

Hoy en día, tanto los sistemas de producción y suministro de agua caliente sanitaria como los sistemas de calefacción se han convertido en instalaciones necesarias en cualquier vivienda, y deben adaptarse a las exigencias de demanda y confort de todos sus usuarios.

Los consumos de energía eléctrica de estas instalaciones representan aproximadamente el 60% del gasto de la factura energética de los hogares y, por tanto, es necesario conocer qué medidas pueden ser adoptadas para mejorar su rendimiento.

Pero estas instalaciones no solo tienen impacto económico, sino que también ambiental. Los sistemas de calefacción contribuyen en gran medida a la contaminación del aire y al efecto invernadero, debido a sus emisiones de CO₂ y otras partículas. Las más contaminantes son las calderas que emplean carbón como combustible fósil, ubicadas generalmente en edificios mal aislados y con instalaciones más antiguas, lo que provoca mayores emisiones.

En cambio, hoy en día la gran mayoría de hogares españoles cuentan con una instalación de calefacción con caldera de gas natural, emitiendo unos 204 gramos por kWh térmico.

La problemática con las calderas de carbón y gasóleo es la cantidad de partículas nocivas y contaminantes que emiten. Una caldera de carbón genera 216 mg/kWh de partículas PM₁₀, y una caldera de gasóleo genera 81 mg/kWh. También se deben tener en cuenta los óxidos de azufre (SO_x), cuyas emisiones en las calderas de carbón son de 1.577 mg/kWh, y las de gasóleo de 340 mg/kWh. Si se comparan estos datos con las emisiones de las calderas de gas natural, estas únicamente generan 0,7 mg/kWh y no emiten partículas de SO_x, debido a que no tienen azufre en su composición.

En la *Figura 2* se puede observar la contribución al consumo energético según el tipo de caldera usada en España, junto con su contribución de emisiones de partículas PM₁₀.

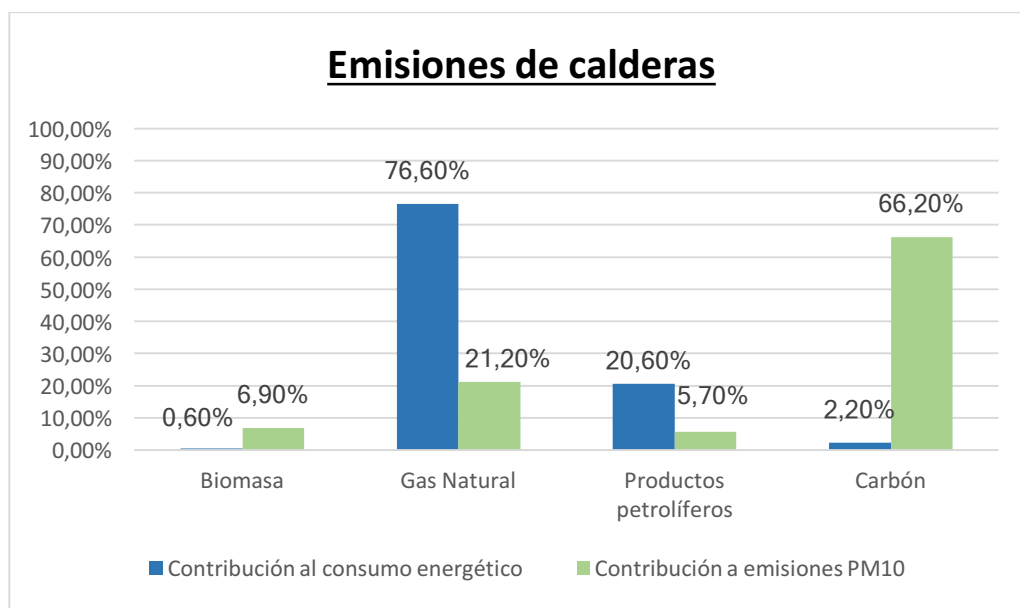


Figura 2: Comparativa de emisiones de los diferentes tipos de calderas. Elaboración propia

Actualmente, existen diversas soluciones capaces de conseguir un descenso notable en el consumo y las emisiones, con el uso de energías renovables:

2.1. AEROTERMIA

La aerotermia es la energía renovable que se obtiene del medio ambiente, dependiente de la radiación solar que penetra en la atmósfera.

Como se muestra en la Figura 3, la base de este tipo de energía es el aire que se encuentra en el ambiente. Este es aprovechado por medio de una **bomba de calor**, máquina basada en un ciclo termodinámico reversible, formada por una válvula de expansión y dos intercambiadores de calor, un evaporador y un condensador.

El ciclo comienza en el evaporador, donde se intercambia calor entre el aire exterior y el líquido refrigerante que se encuentra en el interior, que pasa de estado líquido a gas. A continuación, el refrigerante evaporado para al compresor, donde se eleva su temperatura, y su presión. El gas comprimido llega al condensador, donde se libera la energía necesaria para accionar el sistema de calefacción de la vivienda, y el refrigerante vuelve a estado líquido. Este pasa por la válvula de expansión, donde disminuye tanto su presión como temperatura para regresar al evaporador y comenzar de nuevo el ciclo.

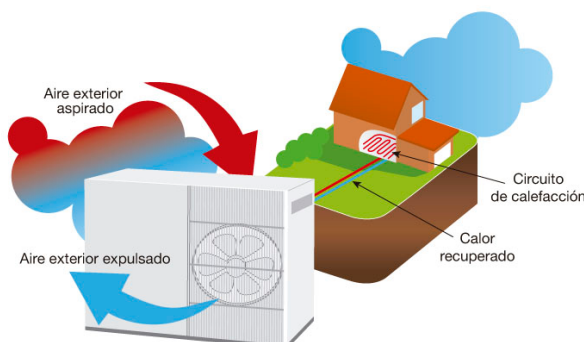


Figura 3: Principio de funcionamiento de aerotermia en una vivienda [7]

El uso de la aerotermia tiene alta eficiencia, es sostenible, y apenas requiere mantenimiento.

Este tipo de equipos tienen un coste mayor que una instalación de calefacción centralizada, pero se amortiza rápidamente, debido a la reducción de la factura energética.

Además, al no contar con caldera, no existe ningún tipo de humo ni residuo, y reduce significativamente las emisiones de CO₂.

Para la realización del presente proyecto se descarta la aerotermia por la dificultad de acometer la reforma de cada una de las viviendas, al no disponer de la autorización de todos y cada uno de los propietarios.

2.2. CALEFACCIÓN CENTRAL DE BIOMASA

Se encuentran dentro de la categoría de energías renovables, y se basa en la combustión de materia orgánica como pellets de madera, astillas, o huesos de aceituna, generando una llama que entra en la caldera y calienta el circuito de agua, al igual que en las calderas convencionales.

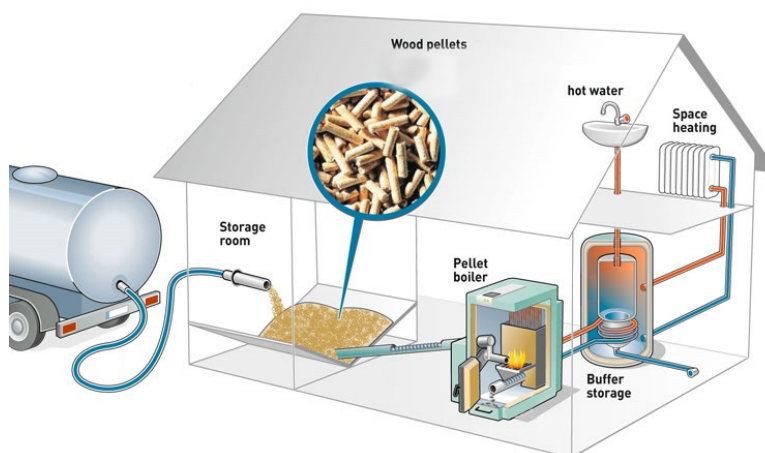


Figura 4: Esquema instalación con caldera de biomasa [8]

Una de las ventajas del uso de este combustible es que, a pesar de producir CO_2 durante su combustión, el balance final de las emisiones del ciclo completo es neutro, debido a que el dióxido de carbono liberado es equivalente al absorbido por la propia materia orgánica. Además, al tratarse de un combustible natural, no contribuye al efecto invernadero.

Las calderas de biomasa tienen una eficiencia energética muy superior a las calderas de gas natural o gasoil, y permiten ahorrar dinero a sus usuarios a largo plazo debido a su precio competitivo, independiente de mercados internacionales.

A pesar de las ventajas mencionadas, las calderas de biomasa también cuentan con algunos inconvenientes a tener en cuenta. En comparación con las calderas de gas, estas tienen menor rendimiento, y se debe tener en cuenta que la materia orgánica a emplear contiene elevados niveles de humedad, por lo que debe ser secada antes de usarse. Por esta razón, este tipo de calderas se recomiendan para zonas en las que el invierno no sea extremadamente frío.

También se debe considerar la necesidad de un lugar de almacenamiento para el combustible, y el elevado coste de instalación.

Teniendo en cuenta el espacio disponible y la ubicación del edificio, para este proyecto, se descarta la caldera de biomasa por no disponer del espacio de almacenamiento y secado del biocombustible necesario.

2.3. ENERGÍA SOLAR

La calefacción solar permite aprovechar los rayos del sol para convertirlos en energía eléctrica o térmica, ya sea mediante colectores solares, acumuladores o placas fotovoltaicas.

El sol es una fuente de energía gratuita, inagotable y no contaminante, ya que no produce gases de efecto invernadero, y por tanto se trata de una buena alternativa a los sistemas de calefacción convencionales.

Las instalaciones solares térmicas están formadas por un circuito hidráulico cerrado por el cual circula un líquido especial, atravesando los colectores. Este líquido absorbe la energía del sol y es dirigido hacia un acumulador, donde entra en contacto, sin mezclarse, con el agua que será empleada para el sistema de calefacción. Si el agua no es capaz de alcanzar la temperatura necesaria, se pone en marcha un equipo auxiliar que proporcionará el calor restante.

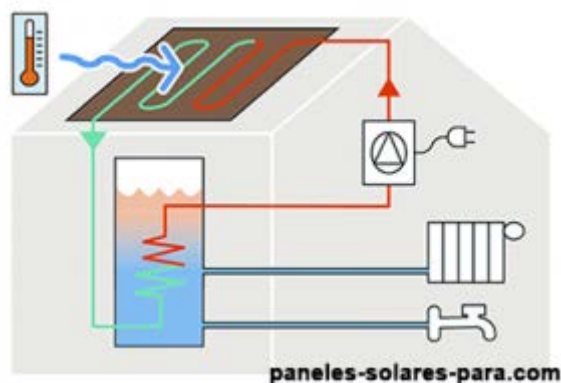


Figura 5: Instalaciones solares térmicas [9].

En cambio, las instalaciones fotovoltaicas permiten obtener electricidad a partir de la radiación solar. La energía solar autogenerada puede ser empleada para cubrir cualquier demanda doméstica. De hecho, si la instalación es lo suficientemente grande y se disponen de medios de almacenamiento, **teóricamente se podría llegar a ser energéticamente autónomos, siempre que el sistema de calefacción a utilizar funcione con electricidad.**

Debido al precio de los paneles fotovoltaicos e inseguridad jurídica, hoy en día mucha gente ve la autogeneración solar con escepticismo. Lo cierto es que el **precio de la energía solar**, al igual que el del resto de las energías renovables, ha bajado considerablemente en los últimos años, y la tecnología que emplea ha mejorado notablemente.

Teniendo en cuenta el espacio disponible y la ubicación del edificio, para este proyecto se considera la energía solar como instalación alternativa a la existente. Se descarta la caldera de biomasa por no disponer del espacio de almacenamiento y secado del biocombustible necesario, y se descarta la aerotermia por la dificultad de acometer la reforma de cada una de las viviendas, al no disponer de la autorización de todos y cada uno de los propietarios, como ya fue comentado anteriormente.

3. MOTIVACIÓN

Una vez analizado el estado del arte, se puede apreciar cómo los principales inconvenientes de los sistemas de climatización actuales son los elevados costes que estos suponen en las facturas energéticas de los hogares, y las emisiones de partículas nocivas a la atmósfera durante la combustión dentro de las calderas.

Por tanto, este proyecto viene motivado por la necesidad reducir el consumo y las emisiones, fomentando el uso de energías renovables.

Así mismo, al tratarse de mi residencia actual, la posibilidad de mejorar el sistema de calefacción que se emplea en mi edificio, y poder llegar a reducir los gastos energéticos de mi unidad familiar, son un aliciente adicional.

Con la realización de este proyecto no solo se alcanzarán beneficios económicos, también medioambientales.

Los beneficios económicos son claros, debido a que una mejora de la instalación de calefacción de la vivienda supondrá una reducción considerable de la factura energética de todos los inquilinos, así como un posible ingreso en los fondos de la comunidad de vecinos, si se consigue producir una mayor potencia de la demandada. Dicha energía sobrante sería devuelta a la red eléctrica, con una compensación económica correspondiente.

En cuanto a los beneficios medioambientales, al querer implementar la energía solar para mejorar la instalación, las emisiones adicionales que esta producirá son nulas, debido a que se trata de un modo de generación de energía limpia. Por tanto, con la implementación de este tipo de tecnología se estaría ayudando a la reducción de emisiones de CO₂ en Madrid.

Otra ventaja de emplear energía solar como recurso energético frente a otras energías renovables, es que esta no requiere agua, y por tanto elimina las presentes preocupaciones en cuanto a su escasez.

El uso de energía solar en entornos urbanos está creciendo exponencialmente dada su alta efectividad. Los módulos pueden ser instalados en las cubiertas de los edificios, e incluso en sus propias fachadas, mimetizándose con los propios edificios, produciendo energía de forma eficiente y con un bajo nivel de mantenimiento.

4. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El principal objetivo del proyecto a desarrollar es el análisis técnico y económico del sistema de bombeo para la calefacción actualmente instalado en una vivienda, planteando una alternativa más sostenible que emplee energías renovables.

La instalación a estudiar se encuentra en un edificio residencial, ubicado en la Calle Alberto Aguilera N°11, en el centro de Madrid. Se trata de un edificio conformado por siete pisos, con cuatro viviendas en cada uno de ellos, y cinco locales comerciales con acceso a la calle.

Para ello, se perseguirán los siguientes objetivos:

1. Estudio de la instalación ya existente. Se estudiarán los diferentes componentes de la instalación, analizando su estado y si requieren ser reemplazados o no.
2. Análisis de los consumos energéticos de la comunidad de vecinos. Se analizarán los consumos anuales de la vivienda, tanto del agua proveniente del canal, como de gas natural empleado como combustible en la caldera, y de la luz de la finca, empleada para alimentar los sistemas eléctricos de la instalación de calefacción.
3. Estudio del impacto medioambiental. Los sistemas de calefacción convencionales son altamente contaminantes, por lo que se estudiarán diversas alternativas para reducir dicho impacto.
4. Estudio de la posibilidad de renovación completa o parcial de la instalación, basada en el autoconsumo, mediante la aplicación de energías renovables.
5. Comparativa económica de las soluciones contempladas frente a la instalación actual.

4.1. ALINEACIÓN CON LOS ODS

La pandemia está azotando la economía mundial, y está obligando a tomar medidas drásticas, no solo para afrontar la actual crisis económica y sanitaria, sino también la crisis climática ya presente. Dichas medidas determinarán el futuro del planeta, y, por tanto, se debe pasar por una recuperación verde.

Hoy en día, la energía es el principal contribuyente al cambio climático, representando el 60% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. En España, los sistemas de calefacción son los responsables del 56% de las emisiones de partículas contaminantes al aire. Por esta razón, los objetivos del proyecto están directamente relacionados con el objetivo **n°7 (energía asequible y no contaminante)**, cuyas metas para 2030 son aumentar la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, y duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética [10].

Actualmente, las ciudades y áreas metropolitanas son centros neurálgicos del crecimiento económico, ya que contribuyen aproximadamente al 60 % del PIB mundial. Sin embargo, también representan alrededor del 70 % de las emisiones de carbono mundiales. Debido a que uno de nuestros principales objetivos es la reducción de las emisiones tanto de partículas nocivas para la salud como de carbono a la atmósfera, este proyecto se alinea perfectamente con el objetivo **nº11 (ciudades y comunidades sostenibles)**, cuyas metas para 2030 son aumentar la urbanización inclusiva y sostenible en todos los países y reducir el impacto ambiental per cápita de las ciudades, prestando especial atención a la contaminación del aire [11].

Al ser esta una comunidad de propietarios, y plantearse una solución que fomenta la generación renovable y el autoconsumo, el proyecto estaría en línea con las directivas europeas que promueven las comunidades energéticas renovables. Se trata de una fórmula cooperativa donde se persigue el ahorro de gastos a la vez que se cuida el planeta.

Por otra parte, al tratarse de un circuito cerrado de bombeo de agua, el proyecto también puede ser relacionado con el **objetivo nº6 (agua limpia y saneamiento)**, el cual tiene como propósito garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible [12].



Figura 6: Objetivos de desarrollo sostenible [13]

5. INSTALACIÓN ACTUAL

5.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio en el cual se encuentra la instalación a estudiar se encuentra localizado en el N° 11 de la calle Alberto Aguilera, en Madrid, a 350 m de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Las coordenadas del edificio son las siguientes:

- Latitud: 40° 25' 46" N
- Longitud: 3° 42' 31" O



Figura 7: Emplazamiento del edificio. Google maps

Se trata de un proyecto llevado a cabo en 1923 por el renombrado arquitecto madrileño José María Carnicero Rodríguez, conocido por su clara influencia de diversas corrientes del Modernismo internacional.

El edificio fue construido entre 1923 y 1924, como edificio de viviendas para Don Emilio Reglero, nombre que posteriormente recibió el inmueble.

Dispone de un único portal con portería, ascensor, y una caja de escaleras. El edificio está conformado por siete pisos, un semisótano y cinco locales comerciales con acceso a la calle.

En cada uno de los pisos hay cuatro viviendas, cuya superficie media es de 118 m².

5.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN ACTUAL

El edificio sobre el cual se realizará el proyecto cuenta con una instalación de calefacción central para la climatización del mismo, instalada en el año 2008. Se encuentra operativa diariamente desde las 7h hasta las 23h, entre los meses de octubre y abril.

5.2.1. BOMBA

Se trata de una instalación de 2 bombas 1+1R, lo cual permite que ambas bombas se desgasten simultáneamente, prolongando su vida útil, lo cual será estudiado posteriormente.

Tanto la instalación de bombeo como toda la red de tuberías de la vivienda fueron reemplazadas hace 5 años (2017), debido a su antigüedad y la dificultad que tenían los últimos pisos del edificio de recibir agua caliente para los radiadores.

Las bombas por las que fueron sustituidas tienen las siguientes especificaciones:

Bomba doble de rotor húmedo, provista de motor síncrono con tecnología ECM y regulación de potencia integrada, para una regulación continua de presión diferencial.

Modelo: Wilo-Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10	
Presión máxima de trabajo P_N	10 bar
Altura de impulsión H_{max}	12,0 m
Altura de entrada mínima a 50°	5,0 m
Altura de entrada mínima a 95°	12,0 m
Altura de entrada mínima a 110°	18,0 m
Temperatura mínima del fluido T_{min}	-20°C
Temperatura máxima del fluido T_{max}	110°C
Temperatura ambiente mínima	-20°C
Temperatura ambiente máxima	40°C
Datos del motor:	
Índice de eficiencia energética (IEE)	0,23
Alimentación eléctrica	1~230V, 50/60 Hz
Intensidad nominal I_N	0,17 A / 2,40 A
Consumo de potencia mínimas P_{1min}	15,0 W
Consumo de potencia P_{1max}	550,0 W
Velocidad mínima n_{min}	950 rpm
Velocidad máxima n_{max}	4600 rpm
Tipo de protección	IPX4D
Clase de aislamiento	F
Prensaestopas	2 x M20x1,5

Tabla 1: Características de la bomba instalada. Elaboración propia

La información completa de las bombas se encuentra recogida en la ficha técnica de las mismas, en el Anexo I [14].

5.2.2. CALDERA

El sistema de calefacción del edificio a estudiar emplea el gas natural como combustible para lograr llevar el agua que circulará por los radiadores a la temperatura requerida.

La instalación actual cuenta con un total de tres calderas de condensación en cascada, de la marca *Viessmann*.

El año de instalación del grupo de calderas es el mismo que el de construcción de la instalación de calefacción central, 2008.

La información completa de la caldera se encuentra recogida en la ficha técnica de la misma, en el *Anexo II* [15].

5.3. CONSUMOS ENERGÉTICOS

Como se ha expuesto anteriormente, uno de los principales objetivos del presente proyecto es el análisis técnico de la instalación de bombeo operativa actualmente en la vivienda. Para ello, se estudiará el rendimiento de la misma, analizando los consumos energéticos anuales.

En primer lugar, se examinará el **consumo de agua** del canal de la comunidad de vecinos, cuyo principal uso es el consumo de agua fría de las diferentes viviendas.

En cuanto al agua que circula por el circuito de calefacción, no se puede contabilizar en estas tablas de consumos, debido a que, al tratarse de un circuito cerrado, el caudal de agua que circulará por él será constante, y por tanto en ningún momento se considera como agua consumida. Únicamente en el momento en el que se realiza la instalación, periodo que no se está estudiando en este caso.

En la siguiente página, en la *Tabla 2* y *Tabla 3* se muestran dichos consumos en m^3 , correspondientes a los años 2018 y 2019.

En este caso, la facturación de agua es bimensual, y viene repartida de la siguiente forma:

En la siguiente gráfica se puede apreciar cómo no se da ninguna diferencia significativa entre los consumos de ambos años, por lo que se puede estimar un consumo de 3.100 m^3 anuales de agua.

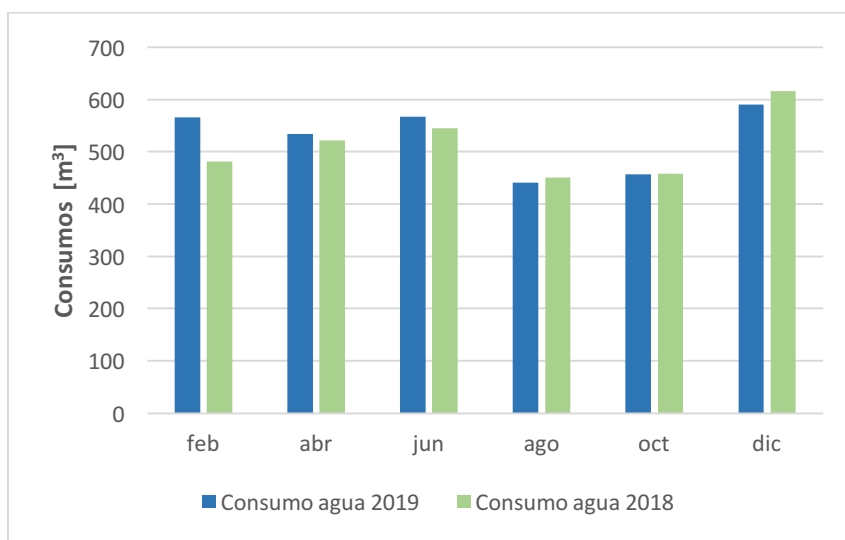


Figura 8: Comparativa consumos agua canal 2018/2019. Elaboración propia

	1/18	2/18	3/18	4/18	5/18	6/18	7/18	8/18	9/18	10/18	11/18	12/18
m ³	-	482	-	522	-	545	-	451	-	458	-	616
€	-	964,4	-	972,2	-	1023,1	-	886,3	-	900,9	-	1081,4

Tabla 2: Consumos agua canal 2018. Elaboración propia

	1/19	2/19	3/19	4/19	5/19	6/19	7/19	8/19	9/19	10/19	11/19	12/19
m ³	-	566	-	534	-	567	-	441	-	457	-	591
€	-	1059,1	-	1001,6	-	1063,1	-	865,8	-	915,6	-	1017,1

Tabla 3: Consumos agua canal 2019. Elaboración propia

En segundo lugar, se examinará el consumo de **gas natural** del edificio, empleado como combustible dentro de la caldera, para calentar el agua del circuito de calefacción central.

A continuación, en la *Tabla 4* y *Tabla 5* se muestran los datos recogidos, correspondientes a dichos consumos. Una vez analizados, se puede estimar que el consumo medio de gas natural de la vivienda es de unos 25.000 m³ anuales, variando ligeramente en función del frío que haga en invierno.

Dicho consumo no se encuentra uniformemente distribuido a lo largo de los meses, sino que es nulo en los meses en los cuales la calefacción no se enciende, es decir, en verano, como cabe esperar.

En el caso de la facturación del consumo de gas natural, en este caso se realiza mensualmente, facturando cada mes el gas natural consumido desde mediados del mes anterior, a mediados del mes indicado en la tabla.

El pago de dicho consumo se divide en dos partes. Una fija, correspondiente al 70% del consumo total, que se encuentra dividida entre todos los propietarios en función de los m² de su vivienda. El 30% restante se corresponde con la parte variable, en función del consumo de cada particular.

En el siguiente gráfico se representan los consumos de ambos años conjuntamente, donde se puede apreciar que el invierno de 2019 fue significativamente más frío que el de 2018, debido a que el consumo del mes de diciembre se dispara, y la calefacción fue encendida a mediados de octubre, fenómeno que no ocurrió el invierno anterior.

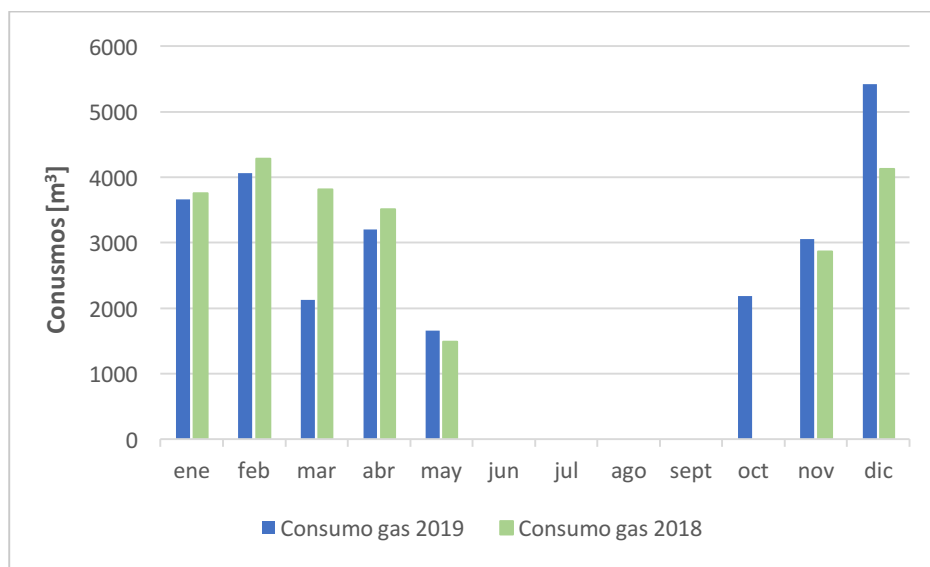


Figura 9: Comparativa consumos gas natural 2018/2019. Elaboración propia

		1/18	2/18	3/18	4/18	5/18	6/18	7/18	8/18	9/18	10/18	11/18	12/18
	m ³	3759	4278	3817	3508	1493	0	0	0	0	0	2868	4126
€	70%	1708,7	1944,6	1735,2	1640,7	673,4	69,3	69,9	71,6	83,6	59,8	1160,2	1870,3
	30%	732,3	833,4	743,7	703,2	288,6	29,7	29,9	30,7	35,8	25,6	563,2	801,6

Tabla 4: Consumos de gas natural 2018. Elaboración propia

		1/19	2/19	3/19	4/19	5/19	6/19	7/19	8/19	9/19	10/19	11/19	12/19
	m ³	3667	4060	2129	3206	1657	0	0	0	0	2191	3052	5420
€	70%	1667,0	1825,5	1088,6	1348,4	847,2	81,2	98,1	69,3	67,4	1120,4	1502,7	2680,1
	30%	714,4	782,4	466,6	577,9	363,1	34,8	43,9	29,7	28,9	480,2	644,0	1148,6

Tabla 5: Consumos de gas natural 2019. Elaboración propia

Por último, se examinará el **consumo de luz** de la finca, empleada tanto para el alumbrado de las zonas comunes del edificio, como para la alimentación del sistema de calefacción a estudiar.

Teniendo en cuenta los consumos eléctricos de la comunidad durante los años 2018 y 2019, mostrados en la *Tabla 6* y *Tabla 7*, se estima que el consumo de luz aproximado de la finca anualmente es de unos 7 kWh. Este consumo no se encuentra distribuido uniformemente durante todos los meses, siendo mayor durante el invierno, y menor en verano.

Como se puede ver en el gráfico comparativo expuesto a continuación, los consumos de ambos años son significativamente similares, por lo que se pueden tomar como referencia para realizar los cálculos precisos a lo largo del proyecto.

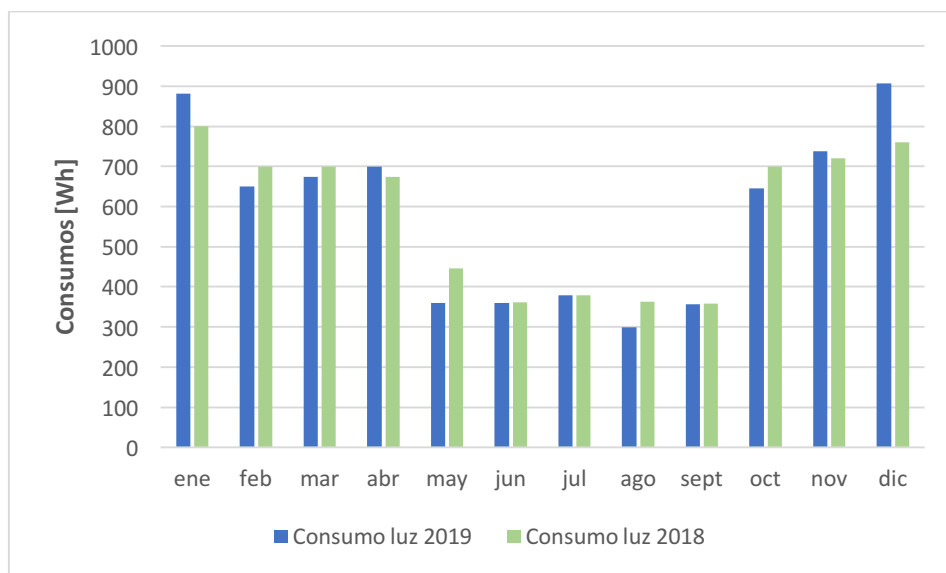


Figura 10: Comparativa consumos luz 2018/2019. Elaboración propia

	1/18	2/18	3/18	4/18	5/18	6/18	7/18	8/18	9/18	10/18	11/18	12/18
kWh	800	700	700	675	446	361	379	363	358	700	720	760
€	188,9	163,4	161,4	150,7	113,1	92,8	103,2	102,3	96,2	165,9	164,6	175,2

Tabla 6: Consumos de luz finca 2018. Elaboración propia

	1/19	2/19	3/19	4/19	5/19	6/19	7/19	8/19	9/19	10/19	11/19	12/19
kWh	881	651	675	700	360	360	380	300	357	646	738	907
€	200,1	150,5	153,7	161,4	101,2	91,3	108,7	82,7	99,3	155,7	167,9	207,1

Tabla 7: Consumos de luz finca 2019. Elaboración propia

Por otra parte, teniendo en cuenta los datos del motor síncrono que acciona las bombas instaladas actualmente, el consumo de potencia máxima del mismo para accionar dichas bombas es de 550W, dato a partir del cual se pretende dimensionar la instalación, debido a que se trata del caso más desfavorable.

Si continuamos estudiando el supuesto en el que se consuma más potencia, durante los meses en los que la calefacción centralizada del edificio se encuentra operativa, esta funciona aproximadamente 16 horas del día, sumando un total de 480 horas al mes.

Teniendo en cuenta estos datos, el consumo energético mensual máximo de las bombas de la instalación sería de:

$$\text{Consumo}_{max} = 550 \text{ W} * 480 \text{ h/mes} = 264 \text{ kWh/mes} = 3168 \text{ kWh/anuales}$$

Como bien se aprecia en los consumos energéticos de la vivienda, durante los meses en los cuales el servicio de calefacción central no se encuentra activo, el consumo de luz disminuye considerablemente, reduciéndose hasta a la mitad en algún caso. Dicha diferencia coincide aproximadamente con el valor del consumo máximo de la bomba calculado previamente, variando ligeramente mensualmente. Por tanto, se puede afirmar que el dimensionamiento de la nueva instalación se debe hacer con dicho dato como referencia.

6. PROPUESTA DE MEJORA

Una vez estudiado el estado de la instalación de calefacción actual, se concluye que las diferentes partes de la misma se encuentran en buen estado, debido a reparaciones recientes, por lo que no sería necesario realizar una renovación completa del sistema.

A pesar de ello, sí que es posible hacer una serie de modificaciones para que la vivienda sea más sostenible, y de tal manera reducir los consumos, y los gastos de sus inquilinos.

A la hora de analizar todas las alternativas, se decidió optar por las energías renovables, debido a que, al tratarse de energías limpias, reducen las emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero [16].

Las tecnologías eólica y solar son las más empleadas, pero debido a que realizar una instalación eólica en una zona urbana (Alberto Aguilera nº 11, Madrid Centro) no es viable, esta se descarta completamente. En este apartado se estudiará la posibilidad de emplear la **energía solar**.

En una instalación de calefacción, se puede emplear la energía del sol de dos formas diferentes: como energía fotovoltaica o como energía fototérmica.

La **energía fototérmica o termosolar** es aquella que aprovecha la radiación solar para calentar un fluido. En este caso, sería empleada para calentar el agua que circularía hasta llegar a los radiadores, para calentar las viviendas.

Esta instalación sustituiría a las existentes calderas de gas natural, lo que supondría una gran obra, y la completa renovación de la instalación.

Asimismo, el sustituir las calderas de gas por paneles fototérmicos, el edificio pasaría a ser autosuficiente en términos de climatización, y en el hipotético caso de estar varios días sin radiación solar, los vecinos no dispondrían de este servicio.

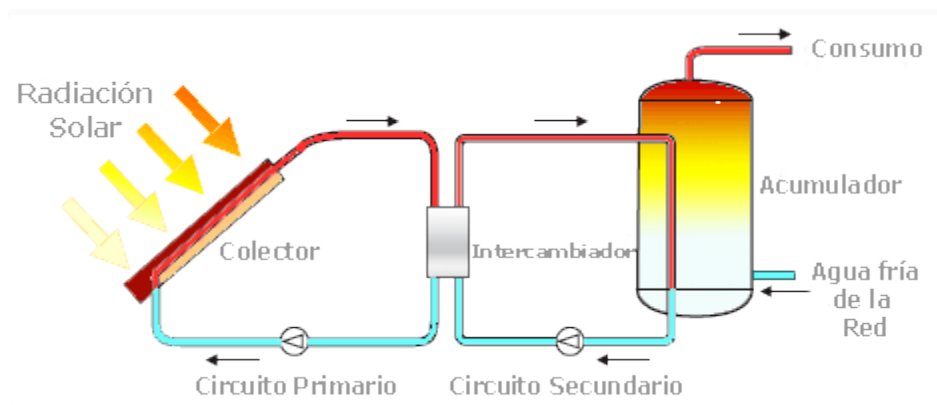


Figura 11: Principio de funcionamiento energía termosolar [17]

Por tanto, para la realización del proyecto, se decide proseguir con el estudio de la posibilidad de la emplear **energía fotovoltaica**.

6.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es aquella que transforma la energía solar en electricidad a través de paneles solares [18]. Se trata de una fuente de energía renovable, que aprovecha de forma directa la radiación del sol, por lo que favorece el desarrollo sostenible.

Dicha transformación se realiza a través de paneles fotovoltaicos, formados por módulos, que a su vez están divididos en numerosas células asociadas entre sí [19]. Éstas están formadas por finas capas de un material semiconductor, generalmente silicio, que permite el paso de la radiación solar minimizando las pérdidas.

Todos los sistemas fotovoltaicos de la actualidad se fundamentan en el **efecto fotoeléctrico**, principio basado en la expulsión de electrones de los átomos de un metal cuando incide radiación electromagnética sobre él [20].

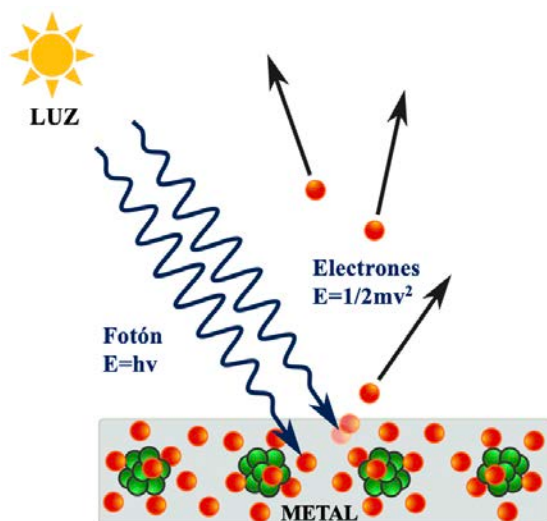


Figura 12: Efecto fotoeléctrico [21]

Una aplicación del efecto fotoeléctrico es el **efecto fotovoltaico**, sobre el cual se basa el principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Los módulos reciben la radiación solar, y los fotones que componen dicha radiación inciden en sobre las células [22]. Éstos pueden ser absorbidos, reflejados o pasados a través del panel, pero únicamente aquellos que son absorbidos generan electricidad.

Una vez los fotones son absorbidos, su energía es transferida a los átomos del metal que conforma las células, provocando el desprendimiento de los electrones de las últimas capas del mismo, pasando a formar parte del circuito eléctrico en forma de corriente continua.

Como se ha comentado previamente, el principal material con el que se fabrican las células solares es el silicio, pero, debido a que los cristales de silicio puro no transfieren corriente eléctrica, este se suele dopar con otros materiales, como el fósforo o el boro, que sí transportan la corriente eléctrica.

Cuando el silicio es dopado con pequeñas cantidades de fósforo, se denomina tipo N, debido a su exceso de electrones. En cambio, cuando es dopado con boro se denomina tipo P, por su déficit de electrones [23].

A parte del material conductor, también es necesario que las células incluyan un revestimiento anti reflejante, debido a que, sin él, el brillo natural del silicio haría que la luz solar fuese reflejada, y no absorbida.

Las células fotovoltaicas tienen que encontrarse debidamente protegidas ante cualquier agente exterior, especialmente ante agentes atmosféricos. Para ello, se superponen una serie de capas, como se puede apreciar en la *Figura 13*.

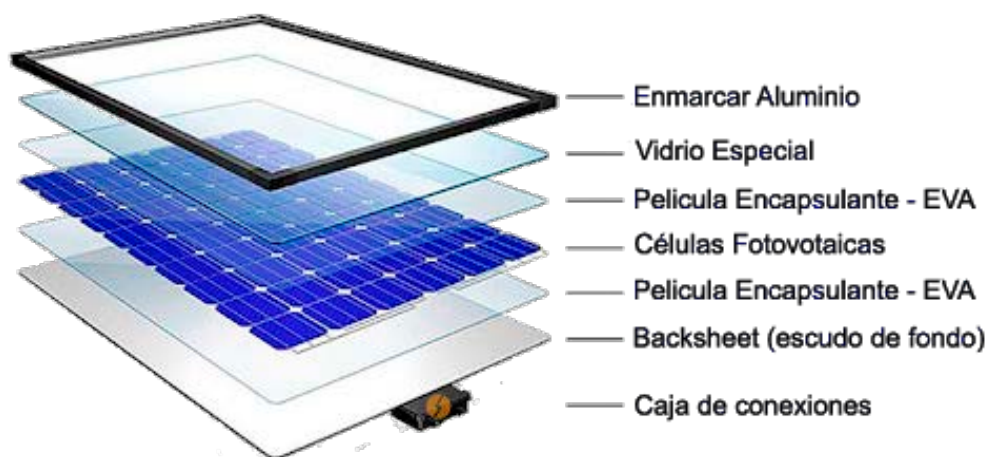


Figura 13: Partes de un panel solar fotovoltaico [24]

La capa más superficial suele tratarse de un vidrio, rodeado por un marco de aluminio, con propiedades antiadherentes, para así poder repeler la suciedad, y no generar excesivas pérdidas [25].

Como ya se sabe, los paneles solares fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia es la potencia pico, siendo esta la máxima potencia que el panel es capaz de producir en CEM (condiciones estándar de medida) [26].

6.1.1. TIPOS DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

Actualmente, en el mercado se pueden encontrar tres tipos fundamentales de paneles, y la elección del tipo de placa a instalar dependerá del rendimiento requerido, el espacio disponible para la instalación, y el precio dispuestos a pagar. Las diferencias entre los distintos tipos vienen dadas por los materiales empleados, los métodos de fabricación y la disposición final de los módulos:

- Paneles fotovoltaicos monocristalinos:

El principal componente de este tipo de paneles es el silicio monocristalino, fabricado a partir de silicio puro fundido, dopado con boro para mejorar sus propiedades, convirtiéndolo en un material semiconductor, como se ha expuesto previamente [27]. Este material es generado en grandes bloques y cortado en finas láminas que posteriormente conforman el panel. Debido a su alto nivel de pureza de sus cristales, este tipo de paneles presentan un mayor rendimiento que el resto, al igual que un precio más alto [28]. Gracias a su alto rendimiento, este tipo de paneles fotovoltaicos son ideales cuando no se cuenta con una gran superficie para la instalación, ya que se aprovechará al máximo el espacio disponible, generando mayor potencia.



Figura 14: Panel fotovoltaico monocristalino [29]

- Paneles fotovoltaicos policristalinos:

Este tipo de placas también están compuestas por silicio, pero no provienen de un único cristal, sino de diversos cristales diferentes fundidos. Por tanto, al no tratarse de un cristal, su pureza es inferior, tienen menor rendimiento que las placas monocristalinas previamente comentadas, y su precio es más económico [30].



Figura 15: Panel fotovoltaico poli cristalino [31]

- Paneles de capa fina:

A diferencia de los otros dos tipos de paneles, los paneles de capa fina o thin film son producidos a partir de una lámina delgada de material semiconductor sobre vidrio o plástico [27]. Su proceso de fabricación es sencillo y fácil de automatizar, y no necesitan mucho material activo. Se fabrican a partir de silicio amorfo, y se trata de las primeras células fotovoltaicas que se empezaron a comercializar. Pero, debido a la reducción del coste de los paneles cristalinos y a la baja eficiencia que tienen por la baja calidad del silicio empleado, su implantación es muy reducida [30]. A pesar de ello, su uso es adecuado especialmente en interiores, o atmósferas muy contaminadas.



Figura 16: Panel de capa fina o thin film [32]

Comparando los dos primeros tipos de paneles, se recomienda la instalación de paneles monocristalinos si la zona en la que se realizará la instalación es propensa a climas adversos, como lluvias, niebla, o altas temperaturas, debido a que estos tienen un menor coeficiente de temperatura (valor equivalente a las pérdidas en potencia por °C superior a 25°C). Los módulos monocristalinos también se recomiendan cuando se necesita una mayor producción, o se dispone de un espacio limitado, debido a su alta eficiencia, como ya se comentó.

En cambio, se recomienda la instalación de paneles fotovoltaicos policristalinos cuando se cuenta con mucho espacio y se desea ahorrar costes. Se suelen emplear en instalaciones rurales, donde el espacio es mucho mayor que en instalaciones urbanas.

6.1.2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Como cabe esperar, los paneles fotovoltaicos son los componentes más importantes de este tipo de instalaciones, pero no los únicos.

Un integrante fundamental de las instalaciones fotovoltaicas es el **inversor**. Se trata de un dispositivo electrónico encargado de transformar corriente continua en corriente alterna. Por tanto, debido a que los paneles fotovoltaicos generan corriente continua, si el dispositivo que se pretende accionar trabaja en AC, es necesario incluir un inversor en la instalación.

Otra de las funciones que lleva a cabo el inversor es la sincronización de la frecuencia de la red convencional con la frecuencia de la corriente inyectada por los módulos fotovoltaicos, para poder así garantizar la calidad de suministro [33].

Los inversores disponibles en el mercado se caracterizan por la tensión de entrada, la potencia máxima, y la eficiencia. Este último parámetro es de gran importancia, debido a que posteriormente será empleado para calcular el *Performance Ratio* de la instalación fotovoltaica (ver apartado 7.5.3).

Actualmente, existen diferentes tipos de inversores en el mercado:

A) *Inversores String*

También denominados inversores en cadena, se trata de la opción generalmente empleada en sistemas solares de pequeña escala, como viviendas o empresas, siempre que estas no cuenten con ningún tipo de obstáculo que provoque sombras en sus cubiertas. Se trata de un tipo de inversor ‘centralizado’, que conecta cada panel en serie, requiriendo únicamente una unidad por instalación, generalmente localizada en la planta baja del edificio, sótanos o garajes.

Se trata de una opción de bajo coste, y mantenimiento prácticamente nulo, cuyo mayor inconveniente es la cantidad de electricidad que estos dispositivos son capaces

de captar. Esta es equivalente a la electricidad captada por el panel con menor eficiencia, lo que supone que si alguno de los módulos se encuentra parcialmente sombreado, el total de la potencia generada se reduce a un registro en concreto [34].



Figura 17: Inversor String [35]

B) Microinversores

En el punto anterior, se han descrito los *inversores string* como inversores ‘centralizados’. Análogamente, los microinversores pueden ser considerados inversores ‘distribuidos’, debido a que estos son repartidos a través de la instalación, instalando un pequeño inversor solar en cada uno de los módulos [33].

De esta forma, en vez de enviar toda la energía solar captada a un único inversor, la transformación de corriente continua a corriente alterna se produce en cada panel, en el propio tejado de la vivienda.

Este tipo de dispositivos se suelen instalar cuando se cuenta con un espacio de instalación reducido, maximizando así la producción de energía, o en el caso de contar con una cubierta con numerosos obstáculos, en la cual alguno de los módulos se pueda encontrar parcialmente sombreado.



Figura 18: Microinversor [36]

C) Optimizadores de potencia

Los optimizadores de potencia son un término medio entre los dos tipos de inversores ya mencionados. Estos también son instalados de manera individual sobre cada panel, al igual que los microinversores, pero a diferencia de estos la transformación de corriente continua a corriente alterna no se realiza en la propia cubierta.

Su principal función es optimizar y maximizar, como su propio nombre indica, la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, antes de enviar dicha energía generada a un inversor centralizado, localizado a nivel del suelo.



Figura 19: Optimizador de potencia [37]

El resto de componentes del sistema dependerán de tipo de instalación requerida. Se pueden tratar de **instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red**, o **aisladas**.

6.1.2.1. Instalaciones FV aisladas

Este tipo de instalaciones son usadas para autoconsumo, y tienen como objetivo cubrir las necesidades de energía previamente suministradas por la red eléctrica convencional, en un entorno aislado, como bien indica su nombre.

Entre las distintas aplicaciones de instalaciones fotovoltaicas aisladas se pueden encontrar la electrificación del medio rural. Esto incluye instalaciones de bombeo de agua, o riego [38]. También pueden ser empleadas para sistemas de señalización, como semáforos o alumbrado, o como suministro de instalaciones de telecomunicación y señalización [39].

Teniendo en cuenta las diferentes aplicaciones de este tipo de instalaciones, los equipos a emplear variarán, dando a lugar a numerosas configuraciones diferentes. Sin embargo, los componentes que suelen estar presentes en la gran mayoría de ellas son los siguientes, representados en la *Figura 20*.

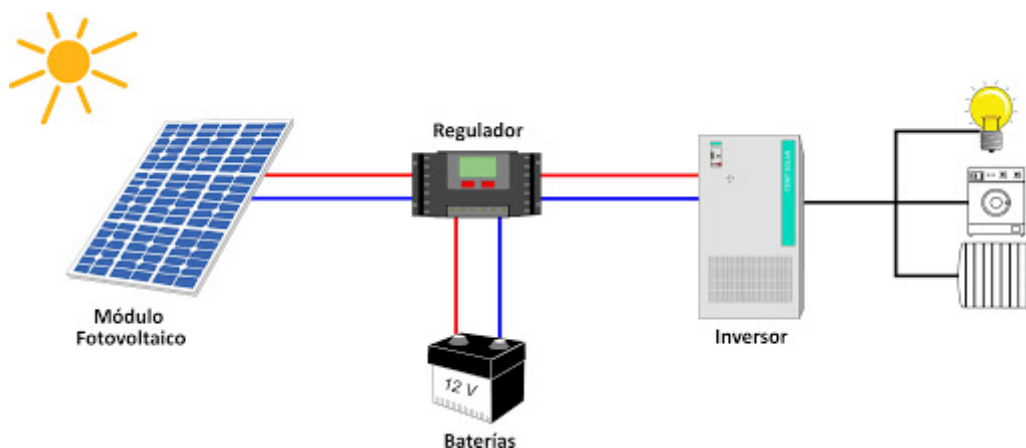


Figura 20: Esquema básico de una instalación FV aislada [26]

Es muy común encontrar instalaciones FV aisladas en viviendas unifamiliares, empleadas para facilitar el suministro eléctrico. En estos casos, sería necesario disponer de baterías como método de almacenamiento, debido a que la energía solar es variable, y en ocasiones dependiente de numerosos factores, y los paneles únicamente generan corriente cuando la luz incide sobre ellos. Por ello, las **baterías** permiten almacenar excedentes.

Las baterías presentan una mayor vida útil cuanto menor profundidad de descarga posean. Es decir, es preferible lograr cargar cortas, y que se vayan descargando progresivamente, en vez de cargarlas completamente, esperando a que estas se agoten.

Existen diferentes tipos de baterías, en función de sus aplicaciones [40]:

- o **Baterías AGM**: para pequeñas instalaciones, ya que no requieren mantenimiento.
- o **Baterías de litio**: son pequeñas, ligeras y con tiempos de carga cortos. Este tipo de baterías no emite ningún tipo de gas, pero su inconveniente es su elevado precio.
- o **Baterías Monoblock**: destinadas para instalaciones de autoconsumo pequeñas.
- o **Baterías estacionarias**: tiene una prolongada vida útil, y están destinadas a instalaciones con consumos altos y continuos.

Los **reguladores de carga** son equipos electrónicos encargados de controlar el paso de la corriente por el circuito de la instalación, desde los paneles hasta los consumos, pasando por las baterías [22]. Evita sobrecargas y asegura que las tensiones de alimentación no superen las estipuladas por los fabricantes.

Un regulador se puede describir, de forma simplificada, como un interruptor cerrado que interrumpe la alimentación cuando los niveles de tensión o intensidad no son los adecuados.

Debido a que las instalaciones fotovoltaicas aisladas no son objeto de estudio en el presente proyecto, no se analizarán con mayor profundidad sus características.

6.1.2.2. Instalaciones FV de conexión a la red eléctrica

A diferencia de en las instalaciones FV aisladas, en las FV de conexión a la red eléctrica, la corriente eléctrica generada puede ser devuelta, como si se tratase de una central de generación. Para ello, el productor deberá seguir contratando el servicio a la red convencional, y venderá el excedente producido [19].

Dentro de las instalaciones FV de este tipo, se puede diferenciar entre centrales fotovoltaicas, empleadas en centrales de generación convencionales, e instalaciones de autoconsumo, las cuales son el objeto de estudio de este documento.

En las instalaciones de autoconsumo, uno de los esquemas más utilizados, representado en la *Figura 21*, es el denominado *Net Metering*, o *Balance Neto*.

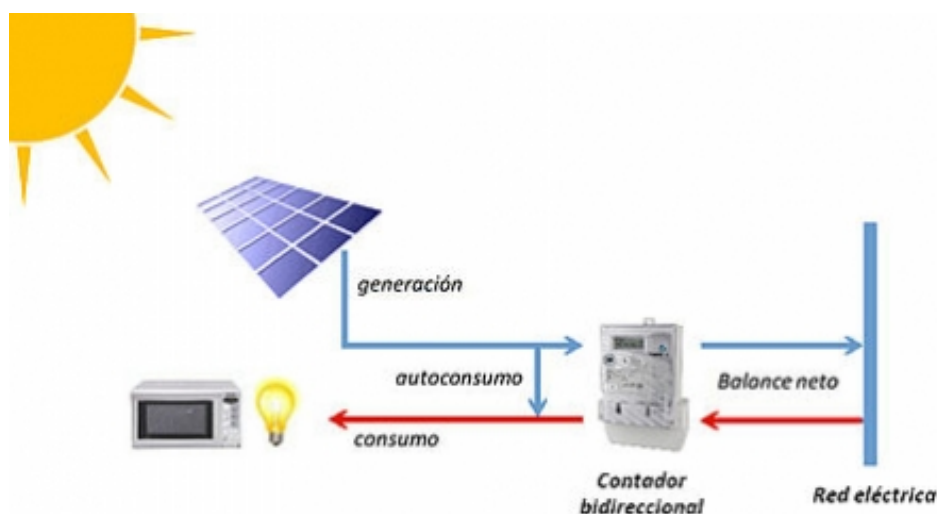


Figura 21: Esquema básico instalación FV conectada a la red. [41]

Este tipo de sistemas están compuestos por placas solares que se encuentran conectadas a la red eléctrica del edificio, instaladas a través de un inversor, dando lugar a un intercambio energético entre ambas partes [41]. De esta forma, la vivienda consumirá primero la energía generada por los paneles, y si es necesario, la de la red eléctrica cuando la energía fotovoltaica sea insuficiente.

En estos casos, por tanto, no es necesaria la instalación de baterías de acumulación como en el caso de las instalaciones FV aisladas, debido a la presencia de la red.

El elemento que se puede encontrar en este tipo de instalaciones y no en las anteriores, es un contador bidireccional, encargado de contabilizar tanto las inyecciones de corriente por parte del productor a la red, como la energía consumida proveniente de la misma en casos de baja producción. Estos equipos se emplean para determinar, tras haber transcurrido un periodo determinado, si el propietario de la instalación fotovoltaica ha consumido más energía de la que ha generado, y de esta forma solo abonar la parte correspondiente a la diferencia [39].

6.2. NORMATIVA

En los últimos años, debido al rápido incremento del uso de la energía solar fotovoltaica se ha ido actualizando toda la normativa relativa a este tipo de instalaciones cuya principal función es el autoconsumo, facilitando su implantación.

Cada vez hay más gente que se quiere unir a las energías limpias, instalando en sus viviendas módulos fotovoltaicos para generar su propia energía eléctrica, ayudando a reducir las emisiones de CO₂, y ahorrando en su factura de la luz progresivamente.

Actualmente, la normativa que regula el autoconsumo fotovoltaico en España es el **RD 244/2019**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Con esta nueva normativa, la generación distribuida tiene un modelo de libre mercado. Sus principales acciones son las siguientes:

- Eliminación de las tasas de generación, debido a la derogación del Impuesto del Sol, encargado de gravar el autoconsumo eléctrico.
- Surgen tres modalidades de autoconsumo, para que productor se ajuste a sus necesidades: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogido a compensación. Con el nuevo régimen de compensaciones en caso de excedentes de producción la energía no consumida será vertida a la red eléctrica, descontando el valor correspondiente a la factura energética. Esta modalidad de autoconsumo solo estará disponible para instalaciones con una potencia inferior a 100 kW.
- Con la legislación anterior, existían límites de potencia instalada, donde esta no podía ser superior a la potencia contratada. Con este Real Decreto, dicha limitación se elimina por completo, siendo la potencia instalada la potencia máxima del inversor.
- Se simplifican las tramitaciones administrativas. Las instalaciones sin excedentes, o las de excedentes cuya potencia sea inferior a 15 KW no necesitan ningún tipo de permiso de acceso o conexión.

6.2.3. Subvenciones

El Gobierno es consciente de la necesidad de crear nuevos proyectos de eficiencia energética en España, por ello ofrecen una serie de ayudas y subvenciones a aquellos que quieran fomentar estas prácticas mediante instalaciones fotovoltaicas.

Existen dos modalidades fundamentales de subvenciones: sobre el precio de la instalación, o sobre el impuesto del estado. Por lo general, es necesario elegir entre una de las dos, siendo más beneficiosa la primera.

Las subvenciones sobre el precio de la instalación se otorgan en cada Comunidad Autónoma, y por tanto las condiciones y cantidades de la ayuda varían en función de

donde se vaya a realizar la instalación. Se aplican de manera porcentual sobre el precio total de la instalación, y en ocasiones se aplica sobre el presupuesto sin IVA.

En cambio, en las subvenciones sobre impuestos del Estado. Estas son entregadas a nivel municipal, y deben ser solicitadas en el ayuntamiento correspondiente. La reducción será entre un 30% y un 50% sobre el IBI, con una duración de 3 a 5 años, y entre un 30% y un 90% sobre el ICIO. En general, este tipo de ayudas suelen rondar los 1500€.

En general, estas subvenciones permiten que las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico reduzcan su inversión inicial en un 50%, haciéndolas más asequibles para todo tipo de consumidores.

7. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se estudiará la viabilidad de la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta del edificio situado en Alberto Aguilera nº 11.

Con la energía proporcionada por los mismos, se pretende poder alimentar los motores síncronos que actualmente accionan las bombas de la instalación de calefacción central de edificio, que permiten que el agua caliente que circula por los radiadores llegue a todas las viviendas.

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos a instalar, se deben tener en cuenta una serie de factores, desde el espacio disponible en la cubierta del edificio, como las horas de sol anuales durante las cuales se vaya a recibir radiación solar.

El rendimiento de los paneles fotovoltaicos depende de la radiación solar incidente disponible, lo cual varía con situación geográfica de la instalación. Estos datos cambian con las fluctuaciones de horas de exposición solar, condiciones climáticas, y localización de la misma.

En la *Figura 22* se muestran dos cifras. La primera indica las Horas Sol Pico (HSP) de cada provincia de España, mientras que la segunda indica la irradiación en kWh/año por m² horizontal.

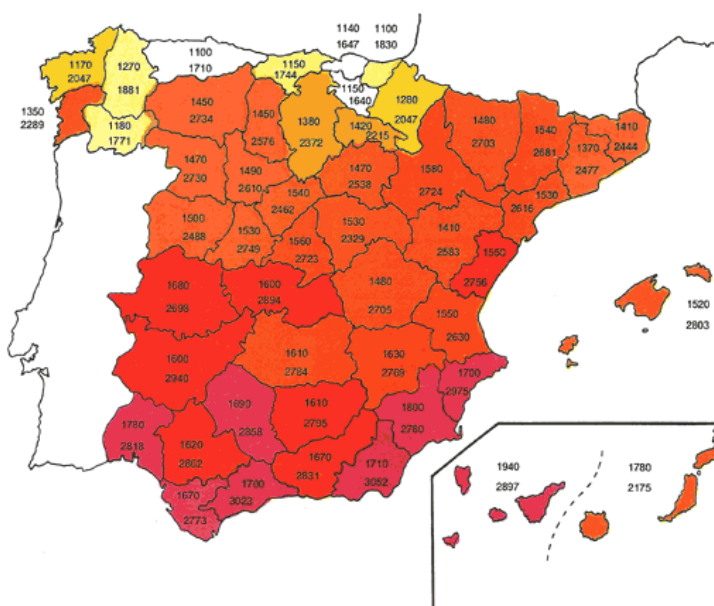


Figura 22: Mapa solar Horas Sol Pico en España [42]

Las HSP representan la suma de horas anuales durante las cuales las placas solares trabajarían a su máxima potencia teórica.

Por tanto, debido a que la vivienda se encuentra situada en la Comunidad de Madrid, los valores a tener en cuenta son un $HSP_{anual} \approx 1600$, y aproximadamente 2700 Wh/año por m².

Como se ha calculado previamente en el *apartado 5.3*, el consumo anual máximo de la vivienda necesario para accionar las bombas de la instalación de calefacción es de **3168 kWh/anuales**, y, por tanto, la potencia total de las placas será:

$$P = \frac{\text{Consumo vivienda}}{HSP} = \frac{3168 \text{ kWh/año}}{1600 \text{ HSP}} = 1980 \text{ W} \quad (1)$$

Ecuación 1: Potencia total de las placas

A partir de este punto, se deberá tener en cuenta la potencia unitaria de las placas a instalar, y por tanto el espacio del que se dispone para ello.

En el caso de la vivienda situada en Alberto Aguilera nº 11, la cubierta del edificio cuenta con una superficie disponible de **89 m²**.

7.2. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

La disposición de los módulos fotovoltaicos viene definida por su inclinación y orientación, lo cual está directamente relacionado con el rendimiento que se obtiene.

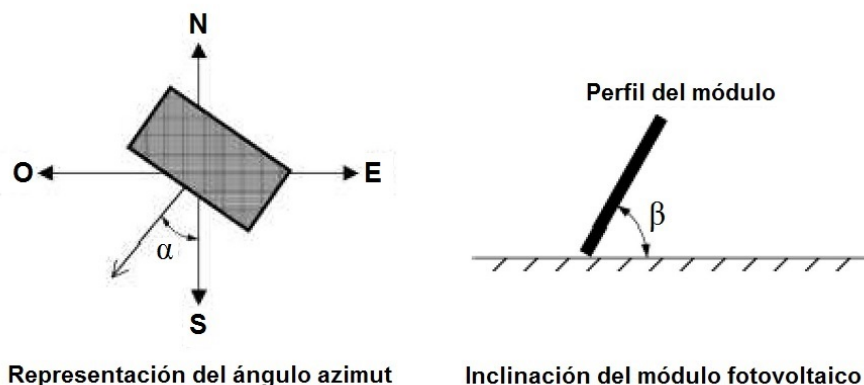


Figura 23: Ángulos para la orientación e inclinación de los módulos [43]

Como se puede apreciar en la *Figura 23* la orientación de los módulos viene determinada por el ángulo denominado azimut (α), siendo este aquel formado por la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar en el cual se encuentra la vivienda. Este ángulo toma diferentes valores: 0° si los módulos se encuentran orientados al sur, -90° si son orientados al este, y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste [22].

Por otra parte, el ángulo de inclinación (β) se corresponde con aquel que forma el módulo con el plano horizontal. El valor de dicho ángulo de inclinación coincide aproximadamente con la latitud del lugar cuando se pretende que la instalación funcione con un rendimiento óptimo a lo largo de todo el año.

A continuación, en la *Tabla 8*, se recogen dichos ángulos de inclinación y orientación aplicados al caso particular del edificio a estudiar, que serán empleados posteriormente para el cálculo de las pérdidas por inclinación:

Orientación (α)	Inclinación (β)
0°	40°

Tabla 8: Ángulos de orientación e inclinación a emplear. Elaboración propia

Según la sección HE4 del *Código Técnico de la Edificación*, ‘para instalaciones solares de baja temperatura se considerará como orientación óptima el sur (azimut 0°) y como inclinación óptima, dependiendo del periodo de utilización’[44]. En este caso, como la instalación será utilizada preferentemente en invierno, el ángulo de inclinación óptimo (β) correspondería con el valor de la latitud geográfica más 10°.

Según la sección HE5 *Código Técnico de la Edificación*, ‘para instalaciones solares fotovoltaicas se considerará como la orientación óptima el Sur y la inclinación óptima, la latitud del lugar menos 10°’.

En aquellos edificios en los cuales la inclinación de la cubierta se aleja de la inclinación óptima, para lograr mayor eficiencia en la instalación se emplean soportes fijos, que permiten elevar los módulos hasta el ángulo deseado.

Dicha inclinación suele venir predeterminada por el fabricante de los soportes, en función del tipo de instalación. Si se trata de una instalación solar térmica la inclinación suele ser de unos 45°, mientras que para las instalaciones fotovoltaicas el ángulo de inclinación adicional suele ser de 30° para fotovoltaica de conexión a red, y 60° para fotovoltaica aislada.

Como se puede apreciar en la *Figura 24*, la cubierta del edificio se encuentra inclinada, con un ángulo aproximado de 45°. Dicha inclinación facilita la disposición de los módulos, debido a que no será necesario instalar una estructura adicional para elevar los paneles, y estos se instalarán directamente sobre el tejado del edificio.

En algunas ocasiones se instalan seguidores mecánicos, que permiten a los paneles estar orientados hacia el sol en todo momento, maximizando su uso. Este tipo de instalaciones elevarían mucho el coste del proyecto, y en este caso no serían necesarios, por la buena inclinación y orientación del edificio. Por lo tanto, en este caso se planteará el uso de módulos fijos [22].



Figura 24: Vista aérea de la cubierta del edificio. Google Earth

A continuación, se analizará la radiación solar mensual incidente en la cubierta del inmueble a lo largo del año. Esta información ha sido obtenida a partir del PVGIS, *Photovoltaic Geographical Information System*, herramienta de la Comisión Europea [45]. Los datos obtenidos corresponden a los valores del año 2016.

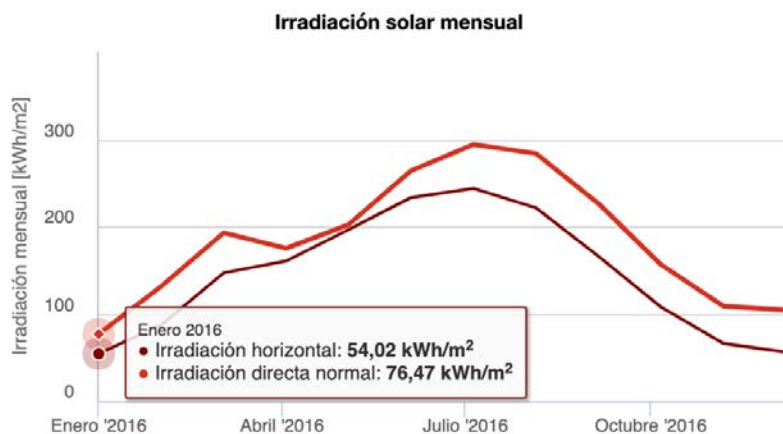


Figura 25: Irradiación solar mensual en Madrid (2016) [45]

Para realizar el estudio de la viabilidad de esta alternativa de consumo, se deberá estudiar, por tanto, el mes más desfavorable para la instalación, tratándose de aquel en el cual el consumo energético es máximo y la exposición a la radiación solar mínima. Como se puede apreciar en la *Figura 10*, en este caso, se corresponde con el mes de *enero*. Si se consigue satisfacer la demanda en este caso, el proyecto sería viable teóricamente, y se pasaría al estudio económico del mismo [46].

7.3. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS

Una vez estudiados los tipos de paneles disponibles en el mercado, y las especificaciones tanto de consumo como de espacio de la vivienda, se concluye que se deberán instalar **paneles fotovoltaicos monocristalinos** para optimizar tanto el rendimiento de la instalación como la inversión, debido a que este tipo de paneles resultan más rentables a largo plazo.

La principal desventaja de este tipo de paneles es su sensibilidad ante la posibilidad de encontrarse parcialmente sombreado. Este inconveniente se soluciona instalando microinversores solares, garantizando que no toda la instalación solar se vea afectada por un único panel [27].

A continuación, en la *Tabla 9* se muestra una comparativa de los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado, de diferentes fabricantes, a partir de la cual se decidirá cuál se desea instalar.

Dichos valores recogidos en la tabla, se corresponden con los valores de los módulos correspondientes a las condiciones estándar de medida (CEM), siendo estas:

- Masa de aire AM 1,5
- Irradiancia 1000 W/m²
- Temperatura 25°C

A la hora de tomar dicha decisión, se deberá tener en cuenta la potencia de cada módulo, su precio, y especialmente sus coeficientes de temperatura, debido a que dichas cifras se emplearán posteriormente para calcular las pérdidas de los módulos en el performance ratio (PR), en el *apartado 7.5*.

Si se tiene en cuenta el coeficiente de temperatura de todas las opciones a estudiar, se debería elegir, por tanto, el modelo de PANASONIC, debido a que es el más bajo de todos. En cambio, estos paneles son los más caros de todos los elegidos, y no resultaría rentable dicha inversión, teniendo en cuenta la buena calidad del resto de opciones.

Análogamente, se descartan también el modelo de ERA, debido a que su coeficiente de temperatura es muy elevado, produciendo pérdidas considerables.

Si se evalúa la eficiencia de los modelos, se descarta la utilización del modelo de ISOFOTON, debido a que este tiene una eficiencia del 15,4%, un valor un tanto reducido, si se compara con las eficiencias del resto de candidatos, que se encuentran todas entorno al 19%.

Una vez examinadas todas las opciones restantes, se decide instalar los paneles tipo **SUNPOWER SPR-P3-325-BLK**, cuya ficha técnica completa viene recogida en el *Anexo III*, debido a que de los tres modelos que no habían sido descartados, estos tienen el precio más competitivo, con eficiencias y pérdidas similares.

NOMBRE	P_{MAX} [Wp]	U_{NOM} [V]	I_{NOM} [A]	Eficiencia	V_{MAX} [A]	I_{MAX} [A]	Temperatura de operación nominal	Coefficiente de temperatura a P_{MAX} [%/°C]	Coefficiente de temperatura a U_{NOM} [%/°C]	Coefficiente de temperatura a I_{NOM} [%/°C]	Precio
REC TWINPEAK 2 MONO SERIE [47]	320	33,9	9,45	19,20%	1000	25	44,6°C ($\pm 2^\circ$)	-0,37	-0,28	0,04	180 €
WST-M6 PERC series [48]	325	33,92	9,59	19,54%	1000	20	43,8°C ($\pm 3^\circ$)	-0,38	-0,29	0,04	150€
ERA MONO 310 [49]	310	33,5	9,25	19%	1000	20	45°C	-0,574	-0,381	0,0297	140 €
ISO FOTON ISF- 255 [50]	255	30,9	8,27	15,40%	1000	20	45°C ($\pm 2^\circ$)	-0,44	-0,334	0,048	170€
PANASONIC N325 [51]	325	57,6	5,65	19,40%	1000	15	44°C	-0,258	-0,164	0,0332	240 €
SUNPOWER SPR-P3- 325-BLK [52]	325	35,9	9,05	19,30%	1000	18	45°C	-0,36	-0,29	0,05	130 €

Tabla 9: Comparativa de diferentes fabricantes de módulos. Elaboración propia

7.4. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Como ya se comentó con brevedad en el punto 6.1.2, un inversor, o convertidor DC/AC, es un dispositivo que permite la conversión de energía en corriente continua (DC), a corriente alterna (AC) para poder ser posteriormente consumida, en este caso, en la vivienda.

A la hora de elegir qué inversor instalar, se deberán tener en cuenta una serie de exigencias para asegurar la eficiencia y el buen funcionamiento de la instalación.

En primer lugar, el rendimiento de este debe ser lo más elevado posible, para minimizar las pérdidas (ver apartado 7.4.1.). Por otra parte, los inversores deben contar con protecciones ante sobrecargas y cortocircuitos, y ofrecer una baja distorsión armónica y reducido autoconsumo [33].

Antes de analizar dichas características entre los diferentes fabricantes disponibles en el mercado, es necesario estudiar qué tipo de inversor se instalará en el presente caso, a elegir entre las tres tipologías descritas en el apartado 6.1.2.

El uso de microinversores frente a los inversores string convencionales permite reducir las pérdidas de potencia debidas a la reducción de la eficiencia de un único panel de la instalación. Dicha reducción puede venir dada por la aparición de sombras por obstáculos cercanos, acumulación de suciedad en la superficie de los módulos, o por diferencia de temperatura entre los diferentes paneles.

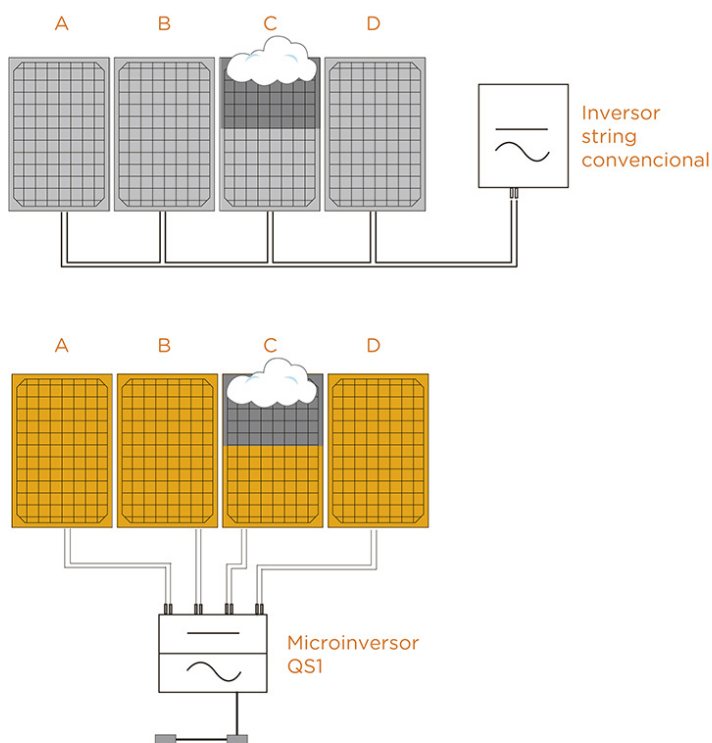


Figura 26: Comparación inversores string con microinversores [53]

Como se observa en la *Figura 26*, al sustituir un inversor en cadena por microinversores se garantiza la optimización de generación de potencia de cada uno de los paneles en la cubierta, evitando que el bajo rendimiento de alguno de ellos resulte en el bajo rendimiento de la instalación al completo.

A continuación, en la *Tabla 10* se recogen las principales características de todos ellos, comparando los aspectos positivos y negativos [54]:

STRING	MICROINVERSOR	STRING + OPTIMIZADORES
Más económicos	Siguen produciendo energía si alguna placa tiene menor rendimiento	Instalación más eficiente que únicamente un inversor String
Más utilizados	Todos los paneles no tienen por qué tener la misma orientación	Más baratos que los microinversores
Fácil mantenimiento	Buena escalabilidad	Mantenimiento más sencillo que con microinversores
Fáciles de encontrar y utilizar	Fácil detección de problemas	Fácil monitorización de las placas
Un único inversor, no recomendable para instalaciones con muchas sombras	Más pérdidas por calor que los String	Instalación más costosa que inversor en cadena
No permite ampliaciones	Más caros	
	Mantenimiento costoso	

Tabla 10: Comparativa de diferentes tipos de inversores. Elaboración propia

Debido a la limitación de espacio en la cubierta del edificio, y a la mayor altura de alguno de los edificios adyacentes, los cuales pueden producir sombras sobre los paneles, se descarta el uso de inversores string para la nueva instalación.

Si se evalúan tanto los microinversores como los optimizadores de potencia, ambos tienen en común una serie de ventajas, que harían que la instalación de cualquiera de los dos tipos fuese beneficiosa.

Debido a que ambos operan de forma individual en cada panel, se garantiza el rendimiento máximo. Estas configuraciones también permiten la monitorización individual de las placas, ofreciendo información detallada de la producción de potencia de cada una de ellas, y la rápida detección de cualquier avería.

Una vez descartados los inversores string, se continuará evaluando las principales diferencias entre microinversores y optimizadores de potencia, para determinar cuál se trata de la opción óptima [55].

En cuanto a su coste, la inversión inicial requerida para una instalación que emplea microinversores es sensiblemente mayor, debido que al realizarse la transformación de CC a CA en el propio tejado, la complejidad de la infraestructura es mayor, y se requiere mayor número de cables que si se emplean optimizadores de potencia.

Directamente relacionado con el coste del inversor, si se analiza el mantenimiento requerido, las instalaciones con microinversores requieren proceso más complejo, debido a la cantidad de componentes que las conforman. En general, las labores de mantenimiento de los inversores son relativamente sencillas, pero dicho proceso se simplifica significativamente si este se encuentra a nivel del suelo.

En cuanto a la escalabilidad, esta es una de las principales ventajas de los microinversores, debido a que al no verse limitada por un único inversor la potencia de la instalación, si en un futuro es necesario ampliarla, no habría ningún tipo de inconveniente en instalar tantos nuevos módulos como se necesiten. En cambio, dicha escalabilidad es mucho más complicada de llevar a cabo si los inversores elegidos son optimizadores de potencia [56].

La instalación de la vivienda está siendo diseñada para unos valores de consumo preestablecidos, obtenidos a partir de los valores de los últimos años, por lo que en un principio no sería necesario contar con dicha flexibilidad que proporcionan los microinversores.

Una vez estudiados los tipos de inversores disponibles en el mercado, y las ventajas e inconvenientes que presenta cada uno, se concluye que se instalar **optimizadores de potencia** para maximizar el rendimiento de la instalación sería ventajoso. En cambio, se decide **no** instalarlos, debido a que el presupuesto del proyecto se vería incrementado notablemente. Además, se cuenta con suficiente espacio en la cubierta del edificio como para instalar el número necesario de placas para suplir todas las necesidades de la comunidad de vecinos.

A continuación, se pasarán a evaluar los diferentes inversores string disponibles en el mercado, teniendo en cuenta que la potencia nominal de la instalación vendrá definida por la potencia máxima que dicho inversor es capaz de convertir. También se deberá tener en cuenta la eficiencia del mismo, valor que se deberá tener en cuenta posteriormente, en el cálculo del *Performance Ratio* [PR].

Debido a que la bomba presente en la instalación actual cuenta con alimentación monofásica, el inversor a instalar también será monofásico.

Es importante recalcar que no todos los inversores string son compatibles con el uso de optimizadores de potencia, por lo que se deberá comprobar, según el fabricante elegido.

A continuación, en la *Tabla 11* se muestra una comparativa de los inversores disponibles en el mercado, de diferentes fabricantes, a partir de la cual se decidirá cuál se desea instalar.

A la hora de realizar dicha comparativa, es necesario tener en cuenta que la potencia de estos debe ser superior a la potencia total que producirán las placas, ya que esta es la que determinará la potencia nominal de la instalación, como se ha comentado previamente. Por tanto, el inversor a emplear deberá tener una potencia superior a 1980W.

Si se observa detenidamente la anterior tabla, se puede apreciar cómo los dispositivos de ABB y KOSTAL presentan una potencia de salida muy superior a la requerida y con un precio muy elevado. En cambio, el inversor Solis de 3000W es más económico que el del SolarEdge, aunque tiene una eficiencia del 92%, mucho menor que la del 98,8% del otro dispositivo, por lo que se también se decide descartar este.

Si se tiene en cuenta dicha potencia que debe ser superada, se podría concluir que los inversores más adecuados serán el SOLAREEDGE SE2200H o el SOLAREEDGE SE3000H, ambos del mismo fabricante, pero con diferentes potencias de salida.

Evaluando las dos opciones, se decide optar por el **SOLAREEDGE SE2200H**, cuya ficha técnica con toda la información del dispositivo se encuentra en el *Anexo IV*. Dicha decisión viene respaldada debido a que, en este tipo de instalaciones, económicamente es preferible que falte energía y deba ser obtenida de la red eléctrica convencional, a que sobre y deba ser inyectada en la propia red, o revendida.

	Potencia de salida [W]	Voltaje de trabajo (Vdc)	Corriente máxima de entrada (Idc)	Eficiencia	Precio
ABB UNO-DM-5.0-TL-PLUS-SB-Q [35]	5000	145-530V	22 A	96,50%	1.210,21 €
Solis S5-GR1P K-M 3kW [57]	3000	100-530 V	12,5 A	92%	603,27 €
PIKO IQ 5.5 (KOSTAL) [58]	5500	120-1000V	13 A	97,10%	1.488,76 €
SOLAREGE SE2200H	2200	380-480 V	6,5 A	98,30%	719,90 €
SOLAREGE SE3000H	3000	380-480 V	9 A	98,8 %	799,9 €

Tabla 11: Comparativa de inversores disponibles. Elaboración propia

7.5. NÚMERO DE MÓDULOS

Para calcular el número total de paneles fotovoltaicos a instalar para cubrir toda la demanda, se empleará la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{C_d}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR} \quad (2)$$

Ecuación 2: Cálculo n° de módulos necesarios

Siendo:

C_d el consumo diario de energía de las bombas en [kWh]

P_{MP} la potencia de pico del módulo solar a emplear para la instalación en [W]

HSP_{crit} el valor de las horas de sol pico crítico, es decir, en el mes de enero, como se ha analizado en el apartado 7.2.

PR el performance ratio, o eficiencia energética de la instalación en condiciones reales de trabajo

7.5.3. CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO

Para el correcto dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, es necesario conocer el rendimiento global de la misma, diferenciando entre la generación de potencia de una instalación ideal y una real. Esta diferenciación se realiza a través del coeficiente PR , donde se deben tener en cuenta dichas pérdidas que se originarán en la instalación una vez se encuentre en funcionamiento.

Para ello, se calculará la pérdida de potencia de los módulos en condiciones reales. Dichas pérdidas pueden ser producidas por diversos factores:

- Pérdidas de conexionado
- Pérdidas eléctricas
- Pérdidas por acumulación de suciedad
- Pérdidas por degradación
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por inclinación y orientación
- Pérdidas por sombras
- Pérdidas del inversor

7.5.3.1. Pérdidas de conexionado

También denominadas pérdidas por mismatch, son aquellas originadas por el conexionado de diversos módulos fotovoltaicos de diferente valor de potencia. Dichas variaciones de potencia suelen ser debidas a la imprecisión en el proceso de fabricación de las células, lo que provoca que, al conectarlas, para formar el propio generador fotovoltaico, la potencia generada por cada módulo varíe ligeramente, provocando pérdidas.

Las pérdidas por conexionado varían en función del modo de conexión empleado para los módulos. Si estos han sido conectados en serie, la corriente de la instalación se verá limitada por el panel con menor potencia, para evitar cualquier tipo de sobrecarga. En cambio, si los módulos se encuentran conectados en paralelo, el parámetro que limitará el panel con menor potencia será la tensión máxima de la instalación.

El tipo de conexión a emplear es determinado en función de los parámetros de entrada del inversor. Este no influye en la potencia generada por los módulos, y es calculado por la empresa instaladora.

El valor de las pérdidas por conexionado se suelen estimar entorno al 1% y el 5%, dependiendo de la instalación. Para la realización de este proyecto en concreto, se ha empleará un valor del 5%, debido a que se trata de la tolerancia de potencia incluida en la ficha técnica, proporcionada por el fabricante.

7.5.3.2. Pérdidas eléctricas

El valor de este tipo de pérdidas viene determinado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en el cual se exige que "los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal" [59].

Dicha caída de tensión se produce cuando las condiciones de funcionamiento son las nominales, pero la irradiancia solar no siempre es la misma. Por tanto, este valor es variable, pero nunca debe superar el 1,5% en la parte de la instalación que opere en corriente continua, donde se suelen producir la mayoría de las pérdidas debido a sus menores secciones. Por dicha razón, en este caso se estimarán dichas pérdidas en un **1,5%**.

7.5.3.3. Pérdidas por acumulación de suciedad

Se trata de aquella pérdida de potencia causada por la acumulación de polvo y suciedad en la capa superficial del generador fotovoltaico, lo que provoca una reducción de su rendimiento.

Dicha suciedad puede encontrarse distribuida uniformemente, lo que se traducirá en una pérdida de corriente y tensión, o localizada, como es el caso de excrementos de aves, lo que se traduciría en un aumento de las pérdidas por mismatch [60].

Para reducir al máximo la pérdida de potencia por acumulación de suciedad es necesario realizar tareas de limpieza y mantenimiento de forma regular. En este caso, se ha decidido estimar dicho valor en un **3%**, para la realización del presente estudio.

7.5.3.4. Pérdidas por degradación

Son aquellas pérdidas debidas al proceso natural de degradación de las células de silicio que conforman los módulos, lo que produce una disminución del rendimiento de las placas, debido al paso del tiempo.

Este valor viene dado por la garantía de potencia del fabricante, proporcionada en la dicha técnica del módulo a instalar (*ver Anexo III*).

En este caso, los paneles elegidos garantizan una potencia de más del 97,5% tras el primer año, con una degradación del **0,5%** anual. Teniendo en cuenta dichos datos, se concluiría con una garantía de potencia del **85,5%** transcurridos 25 años.

7.5.3.5. Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaicos presentan una disminución de la potencia producida debido al aumento de temperatura de operación de las células. Dicha temperatura depende de diversos factores ambientales como la irradiancia, la temperatura ambiente o la posición de los módulos.

Para el caso del módulo **SUNPOWER SPR-P3-325-BLK**, la temperatura nominal de operación es de 45°C, que es alcanzada cuando las condiciones ambientales son las siguientes:

- Masa de aire AM 1,5
- Irradiancia 800 W/m²
- Temperatura 20°C
- Velocidad del viento 1m/s

A partir de estos valores, será necesario obtener el valor de la temperatura a la cual funcionarán las células del panel, a partir de la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + I * \left(\frac{T_{ON} - 20}{800} \right) \quad (3)$$

Ecuación 3: Cálculo de la temperatura de las células

Siendo:

T_c [°C] la temperatura a la que funcionarán los módulos fotovoltaicos.

T_{amb} [°C] la temperatura ambiente.

T_{ON} [°C] la temperatura nominal de operación de la célula fotovoltaica en condiciones nominales de operación, siendo estas una irradiancia total de 800W/m², espectro solar AM1,5, temperatura del aire de 20°C, y velocidad del viento de 1 m/s.

I [W/m²] la irradiancia solar medida con una célula solar calibrada en el emplazamiento de la instalación en CEM.

También será necesario calcular la pérdida de eficiencia que sufrirán los módulos debido a la variación de temperatura.

Este valor se calcula a partir del coeficiente de temperatura a P_{MAX} , como se comentó previamente. Este dato es proporcionado en la ficha técnica del módulo FV elegido (ver Anexo III), y representa el porcentaje de potencia perdida por el panel, por cada grado centígrado superior a los 25°C de temperatura, a la que se encuentren las células [30].

Dicho valor se obtendrá a partir de la siguiente expresión:

$$\eta_{Temp} = 1 + \frac{P_{MAX}[\%/^{\circ}C]}{100} * (T_c - 25) \quad (4)$$

Ecuación 4: Cálculo pérdida de eficiencia por variación de temperatura

Siendo:

η_{Temp} [%] el rendimiento de las células una vez aplicada la reducción de potencia debida a las pérdidas de temperatura.

P_{MAX} [%/°C] el coeficiente de temperatura a máxima potencia del panel, previamente mencionado. En este caso, tiene un valor de **-0,36%/°C**.

T_c [°C] la temperatura a la cual funcionarán los módulos fotovoltaicos, calculada en (3).

Para obtener el valor de la temperatura ambiente T_{amb} e irradiancia I a emplear en la fórmula, se evaluarán tanto las temperaturas medias como la irradiancia media en Madrid a lo largo del año, durante las horas de sol [61]. Estos valores vienen recogidos en la *Tabla 12* y *Tabla 13*, localizadas en la siguiente página del documento.

Una vez obtenidos los valores mensuales de temperatura e irradiancia media en Madrid, se procede al cálculo de la temperatura de funcionamiento de las células y el rendimiento debido a las pérdidas por temperatura. Los resultados obtenidos vienen recogidos en la *Tabla 14*.

Al calcular el valor de la temperatura media que adquirirán los módulos, cabe resaltar cómo el rendimiento de los mismos equivale al 100% en los meses de enero y diciembre, lo cual concuerda con la teoría explicada previamente, debido a que dicha temperatura calculada no supera los 25°C, y por tanto no se da pérdida de potencia por temperatura.

Debido a que los meses con menor producción son aquellos con mayores pérdidas, se decide realizar una ponderación de los rendimientos obtenidos, para poder estimar dichas pérdidas en un único porcentaje, como se puede apreciar en la *Tabla 14*.

Una vez aplicada dicha ponderación, el rendimiento anual obtenido es del **97,36%**, lo que supone unas pérdidas por temperatura aproximadas del **2,64%**.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T_{amb}	6,9	7,7	8,1	11,2	15,8	24,2	28,7	27,7	22,9	16,4	8,8	6,5

Tabla 12: Temperaturas medias [°C] durante horas de sol en Madrid. Elaboración propia.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
I	574	659	691	651	697	777	843	816	720	656	621	578

Tabla 13: Irradiancia media [W/m^2] durante horas de sol en Madrid. Elaboración propia.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T_c	24,8	28,3	29,7	31,5	37,6	48,5	55,0	53,2	45,4	36,9	28,2	24,6
η_{Temp}	100	98,8	98,3	97,6	95,5	91,5	89,2	89,8	92,7	95,7	98,8	100
Pond.	4	3	3	2	2	1	1	1	1	2	3	4

Tabla 14: Temperatura media y rendimiento de los módulos. Elaboración propia

7.5.3.6. Pérdidas por inclinación y orientación

El valor de las pérdidas de potencia de los módulos por la inclinación y orientación de los mismos viene dado en función de los ángulos α y β determinados previamente en el apartado 7.2., recogidos en la Tabla 8.

A partir del siguiente diagrama se puede obtener de forma aproximada el rendimiento de la instalación, correspondiente este tipo de pérdidas.

Su interpretación se hace teniendo en cuenta que los radios representan el acimut (α°) del captador, mientras que los círculos concéntricos representan la inclinación de los módulos (β°).

Se localizarán en el gráfico el radio y el círculo concéntrico correspondientes a los datos de inclinación y orientación de los paneles, y su intersección proporcionará una sección coloreada, cuyo color se analizará en la leyenda, donde se identificará el porcentaje de eficiencia correspondiente.

En este caso, se estima que el rendimiento de la instalación, únicamente teniendo en cuenta este tipo de pérdidas, se encuentra dentro de un intervalo del 95%-100%.

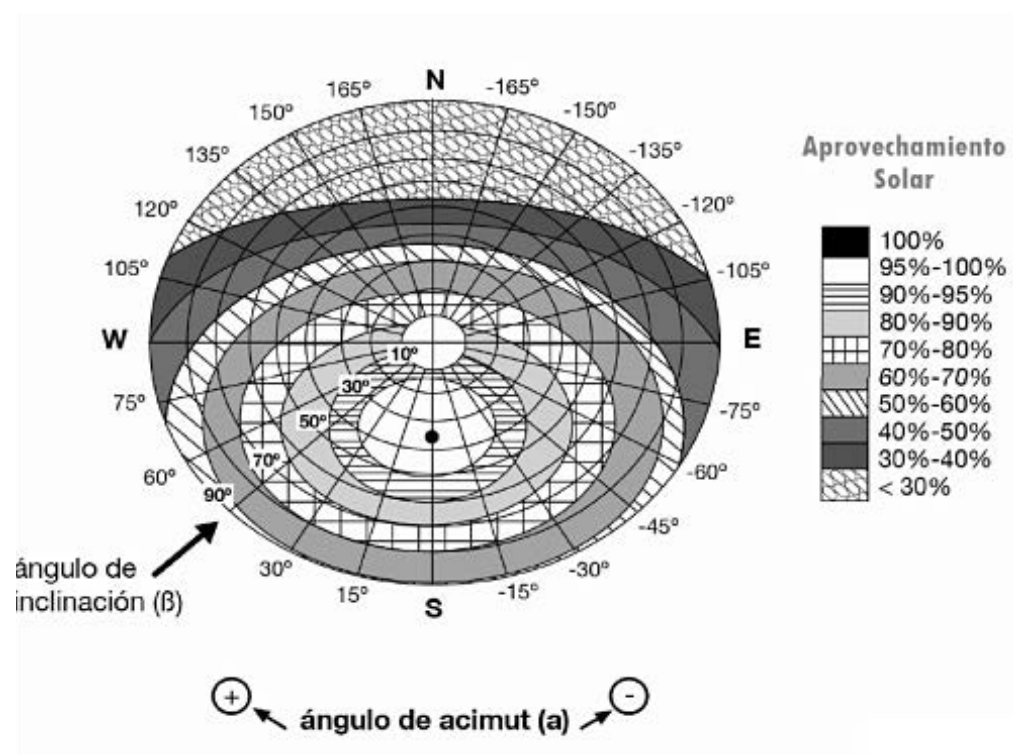


Figura 27: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación [44]

Una vez analizado el rendimiento de manera aproximada, se pasará a realizar el cálculo de forma exacta, mediante la siguiente expresión:

$$P = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad (5)$$

Ecuación 5: Cálculo de las pérdidas por orientación

Siendo:

P [%] el porcentaje de pérdidas de potencia debido a la inclinación y la orientación de los módulos fotovoltaicos.

β [°] el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico.

α [°] el ángulo de orientación o azimut.

ϕ [°] la latitud del lugar en el cual se instalarán los módulos.

Empleando los valores propios de la instalación de estudio ($\beta=45^\circ$, $\alpha=0^\circ$ y $\phi=40^\circ$) se obtiene un porcentaje de pérdidas equivalente al:

$$P = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (45 - 40 + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * 0^2] = 2,7\%$$

Una vez realizado el cálculo, se puede comprobar que la eficiencia calculada mediante la fórmula coincide con la teórica obtenida a partir del gráfico de la *Figura 27*, siendo este del **97,3%**.

7.5.3.7. Pérdidas por sombras

Estas son aquellas relativas a la cantidad de radiación solar desaprovechada debido a las proyecciones de cualquier tipo de obstáculo entre el edificio y la trayectoria solar [62].

En el caso de la presente instalación, al posicionar los módulos directamente sobre la cubierta del edificio, sin necesidad de ningún tipo de estructura auxiliar que los eleve, estos no provocarán sombras adicionales sobre los paneles adyacentes, optimizando su rendimiento.

Por lo general, las pérdidas de potencia resultantes del sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos se estiman en torno a un **2%**.

7.5.3.8. Pérdidas del inversor

Como todo componente electrónico, el inversor AC/DC se caracteriza por tener una curva de rendimiento, el cual varía en función de la potencia de operación, y afecta directamente a la producción de energía de la instalación.

En el *epígrafe 7.4*, se decidió emplear un inversor cuya eficiencia era del 98,8%, resultando en unas pérdidas del **1,2%**.

7.5.3.9. Pérdidas globales

Una vez analizadas todas las fuentes de pérdidas de potencia, éstas se recogerán en la *Tabla 15*, para así poder obtener el *Performance Ratio*, y el rendimiento global de la instalación.

Para la obtención de dicho rendimiento global, se suman todas las pérdidas calculadas en los epígrafes anteriores, y se realiza la misma ponderación que en el apartado 7.4.1.5.

Se puede observar cómo el rendimiento de los meses de verano es considerablemente menor al rendimiento de los meses de invierno, lo que produce un decremento en el rendimiento global de la instalación.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
η_{Temp}	100	98,8	98,3	97,6	95,5	91,5	89,2	89,8	92,7	95,7	98,8	100
Conexionado	5											
P. Eléctricas	1,5											
Suciedad	3											
Degradación	0,5											
Sombras	2											
Inversor	1,2											
Inclinación	2,7											
TOTAL	15,9	17,1	17,6	18,3	20,4	24,4	35,2	34,6	31,7	28,7	25,6	15,9
PR	84,1	82,9	82,4	81,7	79,6	75,6	64,8	65,4	68,3	71,3	74,4	84,1
RENDIMIENTO GLOBAL [%]											78,93 %	

Tabla 15: Pérdidas de eficiencia globales. Elaboración propia

Una vez obtenido el *Performance Ratio*, se puede pasar al propio dimensionamiento de la instalación, comenzando por la cantidad de placas fotovoltaicas que se instalarán (Ecuación 2).

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{C_d}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR} = \frac{1980}{325 * 0,7893} = 7,71 \approx \mathbf{8 \text{ paneles}}$$

El número de paneles calculado corresponde con el número de paneles necesarios para satisfacer la demanda de la vivienda. En cambio, como se argumentó a la hora de realizar la elección del inversor (Apartado 7.4), la instalación no será dimensionada únicamente para la potencia demandada para el accionamiento de las bombas de la instalación de calefacción central, si no que se hará para la potencia nominal del inversor, dando un margen de 220W para suplir cualquier pico de demanda, o para vender dicho excedente de energía.

Por tanto, el actual número de paneles a instalar es de:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{C_d}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR} = \frac{2200}{325 * 0,7893} = 8,57 \approx \mathbf{9 \text{ paneles}}$$

Se trata del número teórico de paneles que se deberían instalar, pero debido a que el espacio del que se dispone para la instalación es limitado, es necesario comprobar que la superficie que ocuparía dicha cantidad de paneles concuerda con la superficie disponible en la cubierta del edificio.

Para ello, es necesario obtener la superficie que ocupa cada uno de los paneles elegidos:

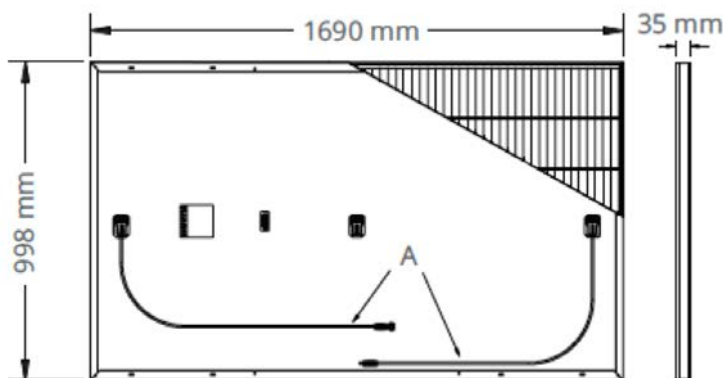


Figura 28: Planta de cada placa fotovoltaica [52]

$$S_{1 \text{ panel}} = 1,69 * 0,998 = 1,687 \text{ m}^2$$

$$S_{total} = 9 * S_{1 \text{ panel}} = 15,18 \text{ m}^2$$

Teniendo en cuenta que la cubierta del edificio cuenta con una superficie disponible de 89 m^2 , es posible afirmar que sí se dispone de espacio suficiente para realizar la instalación deseada.

7.5.4. CONFIGURACIÓN

En este apartado se elegirá la configuración idónea para la instalación en función de las tensiones de los paneles y el inversor.

7.5.4.1. Temperatura máxima y mínima de los módulos

Para poder realizar los cálculos de la tensión máxima y mínima posteriormente se deberá obtener previamente los valores de la temperatura máxima y mínima a las que se verán expuestas los módulos, debido a que, como ya se estudió con anterioridad, la temperatura está directamente relacionada con la eficiencia de las placas.

Los datos se han tomado del histórico de temperaturas de la *Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)* [63], evaluando los datos de los últimos veinte años:

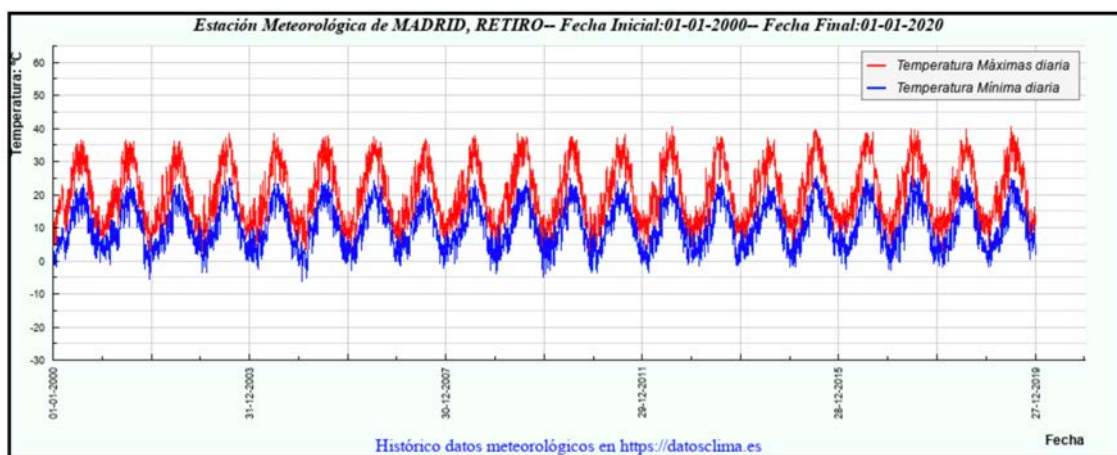


Figura 29: Histórico de temperaturas máximas y mínimas en Madrid.[63]

Este cálculo se realizará a partir de la *Ecuación 3*, empleada en el cálculo de las pérdidas por temperatura. Para el cálculo de la temperatura máxima de las células solares se tomará como temperatura ambiente máxima $40,7^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de 1000 W/m^2 , mientras que, para el cálculo de la temperatura mínima, la temperatura mínima será de $-6,1^{\circ}\text{C}$ y la irradiancia 100 W/m^2 :

$$T_{C,max} = T_{amb,max} + I * \left(\frac{T_{ON} - 20}{800} \right) = 40,7 + 1000 * \left(\frac{45 - 20}{800} \right) = 71,95^{\circ}C$$

$$T_{C,min} = T_{amb,min} + I * \left(\frac{T_{ON} - 20}{800} \right) = -6,1 + 100 * \left(\frac{45 - 20}{800} \right) = -2,98^{\circ}C$$

La ficha técnica de los módulos indica que éstos estarán operativos siempre que la temperatura de las células se encuentre entre los $-40^{\circ}C$ y los $85^{\circ}C$. Las temperaturas mínima y máxima calculadas se encuentran dentro de dicho intervalo.

7.5.4.2. Tensión máxima y mínima de los módulos

Una vez obtenidas la temperatura máxima y mínima de las células fotovoltaicas, se puede proceder al cálculo de la tensión máxima y mínima que tendrá cada panel, tomando como referencia una temperatura ambiente de $25^{\circ}C$.

Para ello, se empleará la siguiente expresión:

$$V_{panel} = V_{MPP} + (T_{panel} - T_{ambiente}) * \beta \quad (6)$$

Ecuación 6: Cálculo tensiones de los paneles

Siendo:

V_{MPP} [V] el voltaje a máxima potencia. Para el caso de los módulos seleccionados, este voltaje es de 35,9V.

T_{panel} [$^{\circ}C$] la temperatura a la cual se está calculando la tensión correspondiente. Debido a que el objetivo es calcular las tensiones máxima y mínima, dicha temperatura se corresponderá con las temperaturas máxima y mínima calculadas en el apartado anterior.

β [%/ $^{\circ}C$] el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante de los módulos elegidos en la ficha técnica, mediante el cual es posible determinar la tensión de salida a una temperatura dada.

$$\beta = -0,29 \frac{\%}{^{\circ}C} * \frac{43,6}{100} = -0,12644 \frac{V}{^{\circ}C}$$

Las tensiones requeridas serán:

$$V_{max,panel} = V_{MPP} + (T_{C,min} - T_{ambiente}) * \beta = 35,9 + (-2,98 + 25) * (-0,12644) = 39,44V$$

$$V_{\min, \text{panel}} = V_{\text{MPP}} + (T_{\text{C,max}} - T_{\text{ambiente}}) * \beta = 35,9 + (71,95 + 25) * (-0,12644) = 29,96\text{V}$$

Como se puede comprobar, la tensión máxima calculada será aquella que se dará durante los días fríos, y la mínima los días más calurosos.

7.5.4.3. Número de paneles en serie

En las instalaciones fotovoltaicas, se suelen conectar los diferentes módulos en serie, formando las denominadas series. Posteriormente, se conectarán las diferentes series obtenidas en paralelo, de tal forma que con la conexión elegida se consiga el mayor voltaje posible.

En primer lugar, se determinará cuáles son las limitaciones en cuanto a números de paneles que se pueden conectar en serie. Este valor dependerá de los datos del inversor elegido y de la tensión de los módulos:

$$\text{Número de paneles en serie} = \frac{V_{\text{inversor}}}{V_{\text{panel}}} \quad (7)$$

Ecuación 7: Cálculo número mínimo de módulos en serie

El cálculo del número mínimo de paneles que pueden conectarse en serie se realiza a partir de la temperatura máxima de las células, debido a que en los casos en los que la temperatura y la irradiancia son mayores, la tensión de salida del módulo se ve reducida:

$$\text{Número mínimo de paneles en serie} = \frac{V_{\min, \text{inversor}}}{V_{\min, \text{panel}}} = \frac{380}{29,96} = 12$$

$$\text{Número máximo de paneles en serie} = \frac{V_{\max, \text{inversor}}}{V_{\max, \text{panel}}} = \frac{480}{39,44} = 12$$

Dados los valores obtenidos, se puede concluir que el número total de paneles que deben ser instalados es de **12**, los cuales se encontrarán conectados en serie, en su totalidad.

Como el número mínimo de paneles que se deben conectar en serie es mayor que el número de módulos necesarios para suplir la demanda, la energía total producida por la instalación será superior a la necesaria. El excedente producido puede ser empleado para el resto de necesidades eléctricas de la comunidad, como es el caso de la luz en las zonas comunes, o bien la energía restante puede ser inyectada de vuelta a la red.

8. ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL

El *Life Cycle Costing* (LCC) consiste en el análisis de todos los costes, tanto directos e indirectos como fijos y variables de un equipo desde su inicio hasta el fin de su vida útil.

Por tanto, el LCC no es únicamente una herramienta de cálculo de costes, sino que expresa el valor monetario, cuantificando la relación entre la optimización económica y ambiental.

En el caso de una instalación, como ocurre en este proyecto, se deberán analizar los costes de los diferentes equipos a lo largo de su vida útil, incluyendo su compra, instalación, funcionamiento y retirada.

En la siguiente expresión se detallan todos los costes que se deben tener en cuenta a la hora de realizar dicho análisis:

$$LCC = C_{ic} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_s + C_{amb} + C_d \quad (8)$$

Ecuación 8: Cálculo del coste de Ciclo de Vida

Siendo:

C_{ic} [€] el coste inicial, o coste de compra de los componentes de la instalación.

C_{in} [€] el coste de instalación y puesta en marcha.

C_e [€] los costes energéticos.

C_o [€] el coste de operación.

C_m [€] el coste de mantenimiento.

C_s [€] el coste de pérdida de producción en caso de avería.

C_{amb} [€] los costes medioambientales.

C_d [€] el coste de retirada o cierre definitivo.

Para este proyecto, se analizarán los costes del ciclo de vida de las bombas del sistema de calefacción central, y de los componentes de la instalación fotovoltaica que se ha decidido implementar.

Dicho análisis se realizará para una vida útil de 25 años, siendo esta la duración de los módulos fotovoltaicos y del inversor. También se deberá tener en cuenta que la vida útil de la bomba es inferior (unos quince años), y que esta fue instalada hace aproximadamente cinco años, por lo que ya se encuentra en la mitad de su vida útil, y por tanto deberá ser reemplazada en la mitad del periodo a estudiar.

8.1. Coste inicial

En esta sección se deben incluir los precios de compra e instalación de los equipos. Suele ser el dato más llamativo a la hora de realizar un proyecto, debido a que se trata de la inversión inicial que se deberá realizar. Pero, como ya se ha comprobado, hay otros muchos costes que también influirán en el LCC de los equipos.

También se deberá tener en cuenta el proceso de selección de equipos, el estudio previo que esto implica y los honorarios técnicos.

Para el caso de la bomba y las placas fotovoltaicas elegidas, el precio de compra fue de 1616,16 € y 1560 € respectivamente. Como se ve recogido en la Tabla 17, donde se recoge el presupuesto de la instalación fotovoltaica, los honorarios técnicos se estiman en 1200€, valor que se tomará también para las bombas.

8.2. Coste de instalación

El coste de instalación y puesta en marcha tiene lugar debido a que las instalaciones deben ser montadas por profesionales cualificados. Además, no solo hay que instalar los propios equipos, si no que también se debe realizar las conexiones de las tuberías y de aparamenta eléctrica.

Por tanto, dichos constarán de la mano de obra de los instaladores, y de los materiales auxiliares que se empleen durante el proceso.

En la Tabla 17 se ha estimado el coste de la mano de obra para las placas fotovoltaicas en 600€.

En el caso de la bomba se estima que el precio de instalación se corresponde con un 30% del coste de compra de la propia bomba.

8.3. Coste energético

Uno de los mayores costes en la vida útil de un equipo suele ser el coste energético. Este valor puede calcularse de diversas formas, en función de si el consumo es lineal o no, y se corresponde con el valor del consumo energético necesario para alimentar el equipo de estudio.

En el caso de estudio, como las bombas estarán accionadas por las placas solares, y por tanto no se tomará energía de la red, el consumo energético será nulo.

Lo mismo ocurre con los módulos fotovoltaicos. Debido a que la energía que consumen es la energía del sol, y no emplean energía de la red en ningún momento, su coste energético también será cero.

8.4. Coste de mantenimiento

Para asegurar que los equipos trabajan con su mayor eficiencia, es necesario que se encuentren en buen estado. Por ello, es necesario invertir en un buen servicio de mantenimiento, regular y eficiente. Este coste dependerá de la frecuencia del servicio requerido y de los materiales empleados.

Se debe incluir el mantenimiento preventivo, y el coste de cualquier tipo de avería que se pueda producir.

Actualmente, la instalación de calefacción central del edificio cuenta con un presupuesto para mantenimiento de 1300 € anuales, de los cuales 200 € irían destinados a la bomba. En el caso de la nueva instalación fotovoltaica, como se podrá ver en la *Tabla 19*, se estima un gasto por mantenimiento de 300 € anuales el primer año de la instalación, precio que irá incrementando con el paso de los años.

El primer año de instalación el coste de mantenimiento se supondrá nulo, debido al buen funcionamiento tras la instalación de los equipos de mano de profesionales. Durante los siguientes 5 años se supondrá un incremento del coste del 2%, debido al IPC.

En bloques de 5 años se asume un incremento adicional del coste de mantenimiento de un 10%, debido a la antigüedad de los equipos.

8.5. Costes medioambientales

A la hora de realizar cualquier tipo de instalación es necesario asegurar que se preserva en todo momento el medioambiente, y por tanto que no se dañe el ecosistema que lo rodea. Este coste suele ser más representativo cuando las instalaciones se encuentran en zonas rurales.

Suelen tratarse de una serie de licencias o fianzas que serán devueltas si una vez finalizado no se ha producido ningún daño, por ejemplo, a un árbol.

Para el presente proyecto, se estimará un coste de 10.000€, para el año de instalación y de retirada de los equipos.

8.6. Coste de pérdida de producción

Se trata del coste que se debe afrontar en caso de que se produzca una avería que obligue a parar la producción.

En el caso de la bomba de la instalación, al tratarse de un sistema 2+1, en caso de avería en una de las bombas, al encontrarse la bomba de repuesto instalada en paralelo a esta, los costes por pérdida de producción serán nulos.

En caso de avería en los módulos fotovoltaicos, el sistema de bombeo no quedaría sin suministro, debido a que la energía requerida para accionar las bombas se tomaría directamente de la red eléctrica, pero sí habría coste energético. Para simplificar el cálculo del LCC, en este caso se despreciará este término.

8.7.Coste de retirada

El coste de desmantelamiento engloba el proceso de desmontar los equipos por el personal autorizado, y los costes de reciclaje de las diferentes partes. En el caso de los módulos fotovoltaicos, este coste será más elevado, debido a que se deberán deshacer correctamente de las células de silicio.

A continuación, se representarán en la *Tabla 16* todos los costes previamente mencionados, separados por equipo; en azul la bomba y en amarillo los paneles fotovoltaicos:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
C_{ic}	2816,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1616,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44
	2760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
C_{in}	484,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	484,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90
	600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
C_e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_o	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_m	-	200	204	208,1	212,2	216,5	242,9	247,8	252,7	257,8	262,9	295	300,9	306,9	-	269,2	274,6	280	285,6	291,4	326,9	333,4	340,1	346,9	353,9	63
	-	300	306	312,1	318,4	324,7	364,3	371,6	379,1	386,6	394,4	442,5	451,3	460,4	469,6	479,0	537,4	548,2	559,1	570,3	581,7	652,7	665,7	679	692,6	112
C_{amb}	10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10000	20
C_d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240	2
Tot	3301	200	204	208,1	212,2	216,5	242,9	247,8	252,7	257,8	262,9	295	300,9	306,9	2262,6	269,2	274,6	280	285,6	291,4	326,9	333,4	340,1	346,9	353,9	118
	13360	300	306	312,1	318,4	324,7	364,3	371,6	379,1	386,6	394,4	442,5	451,3	460,4	469,6	479,0	537,4	548,2	559,1	570,3	581,7	652,7	665,7	679	10932,6	348

Tabla 16: Distribución de costes para el cálculo del LCC. Elaboración propia

(*) Las celdas sombreadas en azul representan los costes correspondientes a la bomba, mientras que las sombreadas en amarillo corresponden a los costes de las placas fotovoltaicas.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico es el pilar de todo proyecto, debido a que la rentabilidad del mismo será un factor determinante a la hora de tomar una decisión sobre si se debe realizar o no.

Para ello, en primer lugar, se sumarán todos los costes que supondrían la realización de dicho proyecto, para determinar cuál debería ser la inversión inicial.

Una vez obtenido dicho valor, se pasará al estudio de la rentabilidad de dicho proyecto, teniendo en cuenta los ingresos que este puede producir, los gastos de la propia instalación, y otra serie de parámetros que se mencionarán posteriormente.

9.1. PRESUPUESTO

En la siguiente tabla se encuentran recogidos los costes que se deberían tener en cuenta a la hora de realizar la inversión inicial del proyecto. En ella se pueden diferenciar 3 grandes bloques:

- Costes de los componentes que conforman la instalación:
Los precios de los principales componentes de la instalación pueden encontrarse en anteriores apartados (7.3 y 7.4), pero también hay otros componentes como la estructura sobre la cual los paneles serán anclados a la cubierta, el contador bidireccional para poder monitorizar las inyecciones tanto de la red como de la instalación, cuyo coste se presentará directamente en la *Tabla 17*.
- Costes de mano de obra, materiales y puesta en marcha de la instalación:
Para el cálculo del coste de mano de obra se considerará 30 €/hora como la tarifa del técnico especializado.
Al tratarse de una instalación de pequeño tamaño con únicamente 9 módulos, se estima el periodo de instalación requerido por los especialistas en aproximadamente 20 horas.
- Coste de legalización y boletín:
Se trata de un coste estipulado por el **RD 244/2019**, mediante el cual se regulan los procedimientos y condiciones de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico conectadas a la red.

En el caso de instalaciones de menos de 10 kW el precio será de 400 € más IVA (Incluye Boletín Eléctrico, Memoria de Autoconsumo y Legalización de la Instalación de Autoconsumo Fotovoltáico en Industria). Este precio varía según la Comunidad Autónoma en la que se realice la instalación, por lo que los 400 € corresponden a la realización del proyecto en Madrid.

A partir de dichas consideraciones se obtendrá el Presupuesto Base de Licitación:

		Cantidad	Precio por unidad	Total
Costes de componentes	Módulos	12	130	1560
	Inversor	1	719,9	719,9
	Estructura de soporte (1 x 3 placas)	4	75	300
	Contador bidireccional	1	184,95	184,95
	Cuadro de protecciones CC y CA	1	200	200
				2964,85
Obra	Mano de obra	20 horas	30 €/hora	600
RD 244/2019	Legalización y boletín	-	400	400
Presupuesto de ejecución material (PEM)				3964,9
13% gastos generales				515,43
6% beneficio industrial				237,89
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC=PEM+GG+BI)				4718,17
Honorarios técnicos				1200
IVA (10% PEC; 21% HT)				723,82
Presupuesto base de licitación (PBL=PEC+IVA)				6641,99 €

Tabla 17: Resumen de presupuesto. Elaboración propia

9.2. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

Como se analizó en la anterior tabla, el presupuesto total de la instalación asciende a un valor de 6641,99 €.

Se ha elaborado un diagrama de sectores en el cual se representan los diferentes costes, para poder analizar de forma visual su distribución en porcentaje dentro del presupuesto calculado:

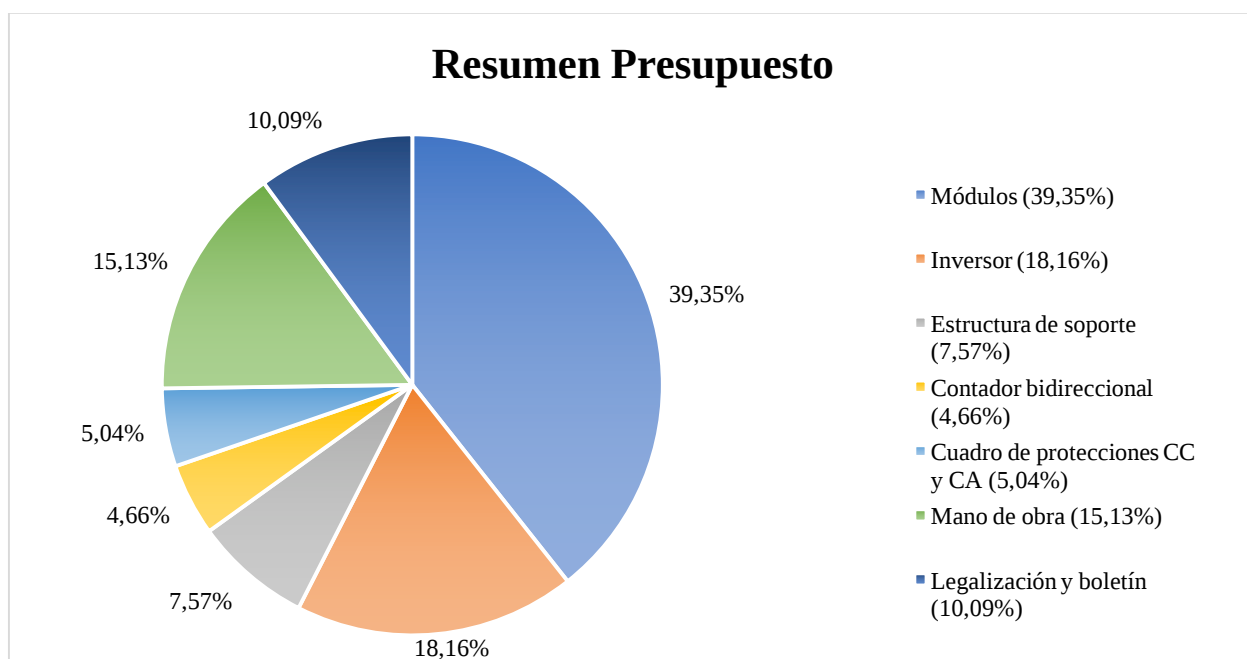


Figura 30: Diagrama de sectores resumen de presupuesto. Elaboración propia.

Como se puede observar en el diagrama, y como ocurre en la gran parte de instalaciones de esta tipología, los módulos fotovoltaicos suponen el mayor coste de la inversión inicial.

En este caso, al tratarse de una instalación pequeña, con únicamente 12 módulos, éstos solo representan el 39,35% del presupuesto.

A continuación, se procederá al análisis de la rentabilidad de dicho proyecto, estudiando los costes evitados, los gastos y la posible viabilidad del mismo a través de parámetros como el VAN o el TIR.

Para ello, se estudiarán los flujos de caja a lo largo de la vida útil de los componentes de la instalación. En este caso se ha tomado un periodo de 25 años, debido a que se trata de la vida útil tanto de las placas solares como del inversor elegido.

9.2.1. PRODUCCIÓN ESTIMADA

Para poder analizar correctamente la rentabilidad del proyecto, es imprescindible tener en cuenta la cantidad de energía que los paneles fotovoltaicos serán capaces de producir a lo largo de los años.

Dicha cantidad de energía fluctuará con el paso del tiempo, aportando su valor máximo el año de instalación, y disminuyendo anualmente debido al porcentaje de pérdidas de rendimiento debido a la degradación de los módulos (*Apartado 7.5.3.4*).

En este caso, la degradación anual de los paneles puede consultarse en la ficha técnica de los mismos (*Anexo III*), siendo esta de un 0,5% anual.

En cuanto a dicha cantidad de energía eléctrica producida el primer año, esta se estima en 6240 kWh/año.

9.2.2. INGRESOS

A continuación, se procederá a calcular el ‘ingreso’ que supondrá la instalación fotovoltaica en el edificio, entendiendo como tal el ahorro económico que le supondrá a la comunidad de vecinos la realización del proyecto, a lo largo de la vida útil de la instalación.

Se considerará como ingreso cada kWh consumido, es decir, cada kWh que no será pagado a la compañía eléctrica.

Para conocer el valor total de los ingresos, será necesario conocer el precio de venta de la energía eléctrica, la degradación anual de las placas fotovoltaicas, y el IPC.

El *IPC* (Índice de Precios al Consumidor) permite valorar la evolución del precio de un conjunto de bienes y servicios [64]. Para la realización del presente análisis, se tomará un valor del IPC del 2%.

Por último, al analizar el precio de la luz, se tendrá en obtendrá información de este durante las horas en las cuales la instalación hubiese estado operativa el año anterior, extrapolando dichos valores a años posteriores. En este caso, se empleará un valor de 58,98 €/MWh en 2020.

Para obtener dicha información se ha empleado el *Sistema de Información del Operador del Sistema*, donde es posible consultar el PVPC [65].

Año	€/MWh	IPC	Producción estimada [kWh/año]	Pérdida de eficiencia	Ingresos
2021	60,11 €	2%	6240,00	0,50%	375,09 €
2022	61,31 €	2%	6208,80	0,50%	380,68 €
2023	62,54 €	2%	6177,76	0,50%	386,35 €
2024	63,79 €	2%	6146,87	0,50%	392,10 €
2025	65,06 €	2%	6116,13	0,50%	397,95 €
2026	66,37 €	2%	6085,55	0,50%	403,88 €
2027	67,69 €	2%	6055,12	0,50%	409,89 €
2028	69,05 €	2%	6024,85	0,50%	416,00 €
2029	70,43 €	2%	5994,72	0,50%	422,20 €
2030	71,84 €	2%	5964,75	0,50%	428,49 €
2031	73,27 €	2%	5934,93	0,50%	434,87 €
2032	74,74 €	2%	5905,25	0,50%	441,35 €
2033	76,23 €	2%	5875,73	0,50%	447,93 €
2034	77,76 €	2%	5846,35	0,50%	454,60 €
2035	79,31 €	2%	5817,12	0,50%	461,38 €
2036	80,90 €	2%	5788,03	0,50%	468,25 €
2037	82,52 €	2%	5759,09	0,50%	475,23 €
2038	84,17 €	2%	5730,29	0,50%	482,31 €
2039	85,85 €	2%	5701,64	0,50%	489,50 €
2040	87,57 €	2%	5673,14	0,50%	496,79 €
2041	89,32 €	2%	5644,77	0,50%	504,19 €
2042	91,11 €	2%	5616,55	0,50%	511,70 €
2043	92,93 €	2%	5588,46	0,50%	519,33 €
2044	94,79 €	2%	5560,52	0,50%	527,07 €
2045	96,68 €	2%	5532,72	0,50%	534,92 €
2046	98,62 €	2%	5505,05	0,50%	542,89 €
TOTAL					11.429,86 €

Tabla 18: Ingresos. Elaboración propia

9.2.3. GASTOS

Una vez analizado el presupuesto, y los posibles ingresos de la instalación, para poder estudiar su rentabilidad es necesario también calcular el total de gastos anuales que supondrá para la comunidad de vecinos la instalación fotovoltaica. Para ello, se tendrán en cuenta diversos factores, entre ellos, el mantenimiento de los componentes de la instalación.

En cuanto a la financiación del proyecto, para la realización del análisis económico no se ha considerado financiación externa de ningún tipo, sino que se ha supuesto que la inversión inicial se realizará con fondos propios.

Esto no implica que el proyecto no vaya a contar con financiación, pero resulta una manera de analizar la bondad del proyecto por sí mismo. En caso de querer realizar el mismo análisis considerando financiación externa, se deberá incluir como un gasto los intereses y otras condiciones que pueden ser impuestas.

Uno de los gastos que debe ser tenido en cuenta es el pago del Impuesto Especial de la Electricidad, que grava con un 5,11269632% el ahorro energético por energía no consumida.

9.2.3.1. Mantenimiento

El mantenimiento de una instalación solar fotovoltaica es relativamente sencillo, aunque necesario para asegurar que los módulos trabajan a su máximo rendimiento. Este se puede clasificar en tres grupos diferentes: mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo.

- Mantenimiento predictivo

Referente a aquel que anticipa cualquier fallo que pueda ocurrir en cualquiera de los componentes de la instalación. Es posible llevarlo a cabo si se cuenta con registros históricos cuyos datos puedan ser extrapolados, y un buen sistema de monitorización.

En este caso, al tratarse de una instalación completamente nueva, no sería posible llevar a cabo este tipo de mantenimiento.

- Mantenimiento preventivo

Basado en la reducción de posibles fallos debido al desgaste de los equipos con el paso del tiempo.

Se suele realizar trimestralmente, e incluye actividades como la comprobación de las protecciones eléctricas, del estado de los módulos, del inversor, y de los cables y sus conexiones. Su principal función es poder evitar el mantenimiento correctivo.

- Mantenimiento correctivo

Se tratan de actuaciones necesarias debidas a cualquier falta o incidencia en alguno de los componentes de la instalación.

Para la instalación que está siendo estudiada, se empleará un mantenimiento preventivo. Las placas y sus soportes se deben revisar trimestralmente por el técnico especialista, mientras que el inversor debe ser revisado dos veces al año. Por lo general, el coste de mantenimiento preventivo de una instalación fotovoltaica es de unos 100€.

Como parte del mantenimiento preventivo de las placas también se debe tener en cuenta la limpieza periódica de estas, debido a que la acumulación de polvo y suciedad provoca pérdidas de la potencia producida.

En el caso del edificio sobre el cual se está realizando el proyecto, la comunidad de vecinos cuenta con un conserje que se encarga de la limpieza de todas las zonas comunes del inmueble, por lo que la limpieza de las placas podría sumarse a su lista de tareas, con un bonus extra de 50€ mensuales.

En caso de necesidad de mantenimiento correctivo, se contará como gasto una reserva, a emplear en caso de cualquier tipo de falta.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Año	Mantenimiento	Impuesto	Reserva reparaciones	Total
2021	-	584,37	-	584,37
2022	100,0	-	6	106
2023	102,0	-	6,12	108,12
2024	104,0	-	6,24	110,24
2025	106,1	-	6,37	112,47
2026	108,2	-	6,49	114,69
2027	110,4	-	6,62	117,02
2028	112,6	-	6,76	119,36
2029	114,9	-	6,89	121,79
2030	117,2	-	7,03	124,23
2031	119,5	-	7,17	126,67
2032	121,9	-	7,31	129,21
2033	124,3	-	7,46	131,76
2034	126,8	-	7,61	134,41
2035	129,4	-	7,76	137,16
2036	131,9	-	7,92	139,82
2037	134,6	-	8,08	142,68
2038	137,3	-	8,24	145,54
2039	140,0	-	8,40	148,4
2040	142,8	-	8,57	151,37
2041	145,7	-	8,74	154,44
2042	148,6	-	8,92	157,52
2043	151,6	-	9,09	160,69
2044	154,6	-	9,28	163,88
2045	157,7	-	9,46	167,16
2046	160,8	-	9,65	170,55
TOTAL				3809 €

Tabla 19: Gastos. Elaboración propia

9.2.4. LEVELIZED COST OF ENERGY

Un concepto fundamental, empleado en el análisis de proyectos de generación energética, es el **LCOE** o *Levelized Cost of Energy* (Coste Nivelado de la Energía).

Se trata del valor del coste total de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil [66].

Mediante este parámetro, es posible comparar diversas instalaciones de forma estandarizada, para determinar cuál produce energía más económicamente.

Para calcular dicho valor, se dividen los costes totales de la instalación a estudiar a lo largo de toda su vida útil, y se dividen entre su producción de energía durante dicho periodo de tiempo.

Por tanto, la expresión empleada para calcular el LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} \quad (9)$$

Ecuación 9: Cálculo LCOE

Siendo:

I_t [€] los gastos de inversión de cada año.

M_t [€] los costes de operación y mantenimiento de cada año.

F_t [€] el coste de combustible (fuel) de cada año.

E_t [kWh] la cantidad de energía producida cada año.

k [%] la tasa de descuento.

n [años] la vida útil esperada de la instalación. En este caso, todos los componentes de la instalación (placas, inversor y optimizadores) cuentan con una garantía de hasta 25 años.

La tasa de descuento k se trata de un tipo de interés empleado para calcular el valor actual de un pago futuro [67]. Técnicamente, representa el rendimiento del capital en un escenario sin ningún tipo de riesgo, y se emplea para corregir los valores para que los resultados se ajusten en mayor medida a lo que pueda ocurrir en el futuro.

Para el cálculo del LCOE de este proyecto, se estimará un valor de $k=4\%$.

Como se ha expuesto anteriormente, el parámetro F_t representa el coste del combustible empleado en la instalación de generación. Al tratarse de una planta de energía renovable, este coste será nulo (criterio no aplicable a instalaciones de biomasa).

Una vez analizados todos los términos de la expresión, y metiendo los datos correspondientes en la misma, se obtiene un valor de:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} = 0,09535 \text{ €/kWh}$$

9.2.5. RENTABILIDAD

A la hora de realizar un proyecto, es necesario analizar su rentabilidad a largo plazo. Dicha rentabilidad debe ser mayor que la inversión realizada con poco riesgo.

Para hacer este tipo de estudios, principalmente se emplean dos parámetros: TIR y VAN. Ambos se basan en el mismo principio, la estimación del flujo de caja de la empresa que realiza el proyecto, en este caso, la comunidad de vecinos (ingresos menos gastos netos) [68].

9.2.5.1. VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en la actualización de pago y cobros de un proyecto para de tal forma conocer la cantidad que se ganará o perderá con dicha inversión.

Para calcularlo, se emplea la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (10)$$

Ecuación 10: Cálculo del VAN

Siendo:

F_t [€] los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 [€] la inversión inicial, realizada en $t=0$

k el tipo de interés exigido a la inversión

n [años] la duración del proyecto de inversión

Teniendo en cuenta los valores de la instalación fuente de estudio se obtiene:

$$VAN = 7.223,33 \text{ €}$$

Debido a que el valor obtenido es $VAN > 0$, la tasa de descuento elegida para la realización del análisis generará beneficios.

9.2.5.2. *TIR*

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Mediante su cálculo es posible obtener una medida relativa de la rentabilidad de cualquier proyecto.

Este parámetro se encuentra directamente relacionado con el VAN, pudiendo ser definido también como el valor de tasa de descuento que hace que el VAN sea cero.

Teniendo en cuenta los valores de la instalación fuente de estudio se obtiene:

$$TIR = 5,82\%$$

Debido a que el valor del $TIR > k$ ($k=4\%$), el proyecto de inversión es aceptado, y puede considerarse viable, con un 5,82% de rentabilidad.

9.2.5.3. *PAY-BACK*

El Pay-Back o plazo de recuperación se emplea para determinar el tiempo requerido para recuperar el capital inicial en cualquier proyecto de inversión, lo cual es crucial a la hora de decidir si realizar un proyecto o no.

En proyectos de instalaciones fotovoltaicas este valor suele estar comprendido entre los 10 y los 15 años.

Como se puede observar en la *Figura 31* donde se representa la evolución de los flujos de caja, en este caso el valor pay-back es de **13 años**, por lo que se trata de un valor razonable, dentro del intervalo de tiempo teórico.

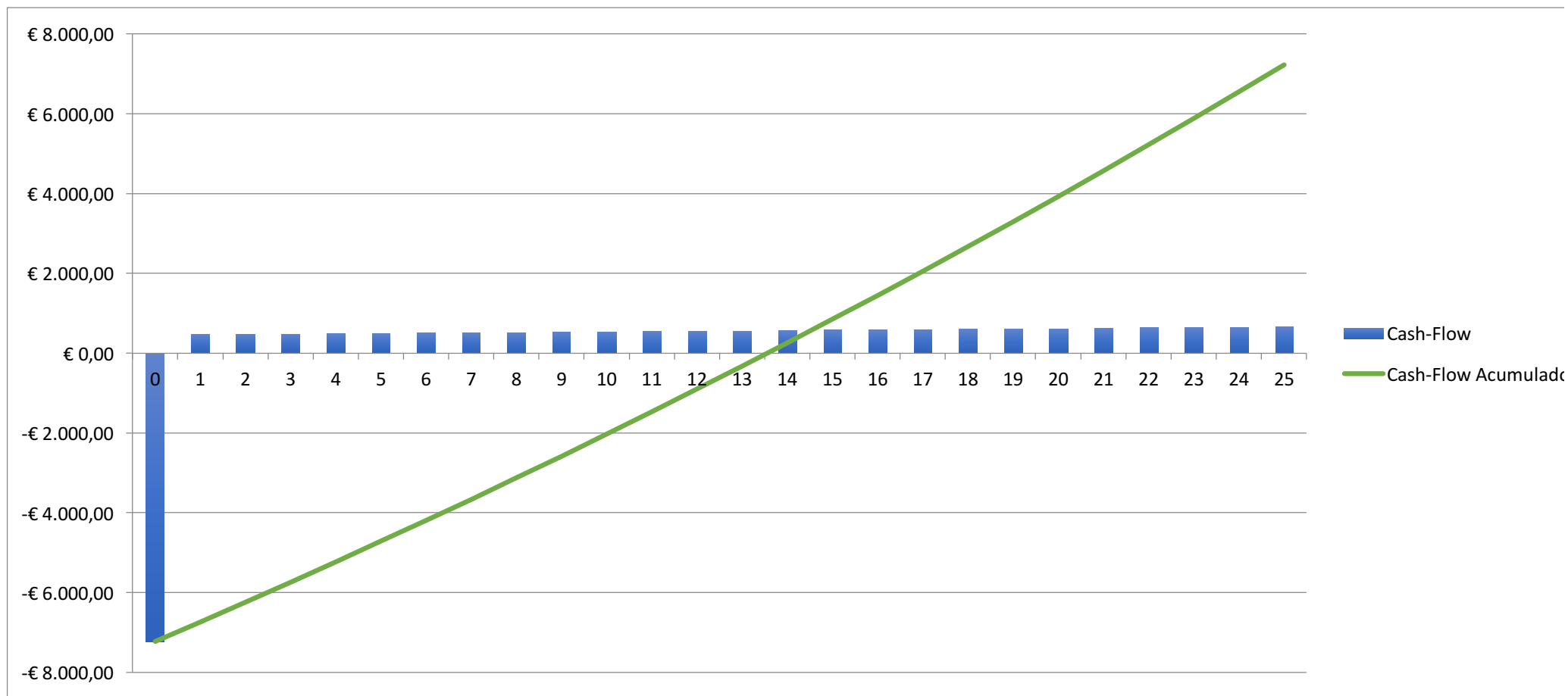


Figura 31: Evolución cash flow con los años. Elaboración propia

10. CONCLUSIONES Y ACCIONES FUTURAS

Con la elaboración del presente proyecto se pretendía encontrar una alternativa más sostenible a la instalación de calefacción central actual, empleando energías renovables.

Para ello se ha propuesto la implantación de una instalación solar fotovoltaica conectada a red que permita accionar las bombas presentes en el circuito de calefacción, fomentando el uso de energías limpias en zonas urbanas.

La instalación contará con 12 módulos de 325W, conectados en serie y una potencia nominal de inversor de 2,2 kW. La elección de las potencias nominales de los componentes de la instalación viene determinada por las necesidades del suministro, teniendo en cuenta la superficie disponible en la cubierta del edificio y la orientación e inclinación del mismo.

En el análisis económico se ha obtenido un valor para el VAN de 7.223,33 €, y del 5,82% para el TIR. Analizando estos valores se concluye que la tasa de descuento elegida para dicho estudio (4%) generará beneficios, y por tanto el proyecto de inversión es aceptado.

La inversión inicial, de 6641,99 €, se amortizará en un periodo de 13 años, tiempo que entra dentro del intervalo de referencia para proyectos de energía solar fotovoltaica.

Como se puede observar, los proyectos de energía solar fotovoltaica no requieren de financiación externa ni subvenciones por parte del Estado para ser viables económicamente, aunque su coste se ve notablemente reducido en caso de obtenerlas.

Esto supone un gran avance en el ámbito de las energías renovables, y está provocando que el sector fotovoltaico sea un gran impulsor de la transición energética. Cada vez un mayor número de personas está apostando por este tipo de instalaciones, permitiendo una reducción de las emisiones provenientes de gases y combustibles, lo cual resulta beneficioso para la crisis climática actual y la recuperación verde.

10.1. Acciones futuras

Debido a que la hora de dimensionar el campo solar en la cubierta del edificio no se ha empleado todo el espacio disponible, sería interesante evaluar en un futuro la posibilidad de instalar en la superficie restante paneles termosolares.

Esta instalación adicional sería beneficiosa para la comunidad de vecinos porque actualmente en el edificio cada inquilino es responsable de gestionar su propia ACS.

Con la implantación de este tipo de paneles, se lograría elevar la temperatura del agua caliente sanitaria a partir de la energía del sol, lo cual permitiría la eliminación de las calderas de gas natural presentes en cada vivienda, encargadas de dicha función, reduciendo considerablemente las emisiones de partículas contaminantes del edificio.

Dicha mejora implicaría una reforma completa de las tuberías del edificio, y la instalación de un acumulador donde almacenar el agua caliente. Se trata de un proyecto de mayor envergadura, que requeriría la aprobación de todos los vecinos.

También cabe destacar que el sector fotovoltaico evoluciona con rapidez, e irá experimentando grandes cambios en los próximos años debido a las mejoras tecnológicas en sus componentes.

11. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para el desarrollo del proyecto, se ha llevado a cabo un cronograma similar al expuesto en la *Tabla 20*:

11.1. Cronograma de actividades:

Actividades	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Anexo A										
Anexo B										
Búsqueda de información										
Análisis de la instalación actual										
Estudio de posibilidades de mejora										
Toma de decisiones										
Análisis económico										
Finalización redacción de la memoria										
Entrega del proyecto										

Tabla 20: Cronograma de actividades

12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sanigrif, «La historia de la calefacción – Sanigrif». <https://www.sanigrif.es/2016/12/07/la-historia-la-calefaccion/> (accedido abr. 13, 2021).
- [2] J. V. Lorenzo, «Historia de la Calefacción», *Radiadores Eléctricos NOBO*, jul. 05, 2019. <https://www.radiadoreselectricosnobo.es/historia-de-la-calefaccion/> (accedido abr. 13, 2021).
- [3] «Historia de los sistemas de calefacción», *Tecnigrado*, abr. 09, 2019. <https://www.tecnigrado.com/historia-sistemas-calefaccion/> (accedido abr. 13, 2021).
- [4] R. S. Energéticos, «Así es como funciona el sistema de calefacción central de tu vivienda», *REMICA Calefaccion*, mar. 04, 2019. <https://remicacalefaccion.es/sistemas-calefaccion/como-funciona-el-sistema-de-calefaccion-central/> (accedido abr. 04, 2021).
- [5] J. Coronado, «¿Cómo ha afectado la tormenta Filomena a la factura de los clientes de Podo?», *Podo*, ene. 28, 2021. <https://www.mipodo.com/blog/actualidad/como-ha-afectado-tormenta-filomena-factura/> (accedido abr. 13, 2021).
- [6] «El recibo de la luz se disparó en enero un 18,4%, con 11,6 euros más, por el impacto de Filomena». <https://elperiodicodelaenergia.com/el-recibo-de-la-luz-se-disparo-en-enero-un-184-con-116-euros-mas-por-el-impacto-de-filomena/> (accedido abr. 13, 2021).
- [7] «Aerotermia con fotovoltaica: ¿Qué es y cómo funciona?», *tarifasgasluz.com*. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/aerotermia> (accedido abr. 04, 2021).
- [8] «Biomasa para ACS, calefacción y refrigeración de viviendas». <https://www.certificadosenergeticos.com/biomasa-ac-s-calefaccion-refrigeracion-viviendas> (accedido abr. 04, 2021).
- [9] «Placas solares para agua sanitaria 2021». <https://paneles-solares-para.com/agua-sanitaria/> (accedido may 31, 2021).
- [10] «Energía», *Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (accedido mar. 07, 2021).
- [11] M. Moran, «Ciudades», *Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/> (accedido mar. 07, 2021).
- [12] «Agua y saneamiento – Desarrollo Sostenible». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/> (accedido mar. 07, 2021).
- [13] «Mapeo empresarial de los ODS», *Fortalecerse*. <http://fortalecersemdp.org/mapeo-empresarial-de-los-ods/> (accedido abr. 04, 2021).
- [14] «Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10 | Wilo». <https://wilo.com/es/es/Productos-y-campos-de-aplicaci%C3%B3n/es/productos-y-experiencia/wilo-yonos-maxo-d/yonos-maxo-d-40-0-5-12-pn6-10> (accedido abr. 01, 2021).
- [15] «Caldera mural de condensación a gas Vitodens 200-W», *Viessmann*, mar. 15, 2021. <https://www.viessmann.es/es/edificios-de-viviendas/calderas-a-gas/calderas-de-condensacion-a-gas/vitodens-200w.html> (accedido abr. 01, 2021).
- [16] «La importancia de las energías renovables | ACCIONA | BUSINESS AS UNUSUAL». <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/> (accedido abr. 01, 2021).
- [17] «¿Qué es la energía solar térmica? Tipos de instalaciones». <https://solar-energia.net/energia-solar-termica> (accedido abr. 06, 2021).
- [18] «¿Qué es la energía solar fotovoltaica?» <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica> (accedido mar. 23, 2021).

- [19] «¿Cómo funciona la energía solar fotovoltaica? Todo lo que debes saber», *Twenergy*, nov. 11, 2019. <https://twenergy.com/energia/energia-solar/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica/> (accedido mar. 23, 2021).
- [20] <https://www.areatecnologia.com>, «Efecto Fotoeléctrico». <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html> (accedido mar. 23, 2021).
- [21] «Efecto fotoeléctrico», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. feb. 06, 2021. Accedido: abr. 04, 2021. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Efecto_fotoel%C3%A9ctrico&oldid=133010651
- [22] «Instalación Solar Fotovoltaica para el Bombeo de Agua para Riego». <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html> (accedido mar. 17, 2021).
- [23] «Tipos de Paneles Solares: En el Mercado y en el Laboratorio [2020]», *Solar Magazine*. <https://solarmagazine.com/es/paneles-solares/> (accedido abr. 01, 2021).
- [24] «Construcción de paneles solares», *E&R Solar*, feb. 23, 2019. <https://solar.eyr.mx/construccion-de-paneles-solares/> (accedido abr. 07, 2021).
- [25] <https://www.areatecnologia.com>, «Paneles Solares». <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html> (accedido abr. 07, 2021).
- [26] «Esquema de principio - Fotovoltaica aislada - Cenit Solar». http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php (accedido abr. 07, 2021).
- [27] «Los paneles solares monocristalinos: tecnología y aplicaciones - Naturgy - Negocios y autónomos». https://www.naturgy.es/empresas/blog/los_paneles_solares_monocristalinos_tecnologia_y_aplicaciones (accedido mar. 16, 2021).
- [28] «Qué son los paneles solares monocristalinos». https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/que-son-los-paneles-solares-monocristalinos_1 (accedido mar. 16, 2021).
- [29] «Panel Solar Monocristalino Half-Cell Amerisolar 440W 24V», *Tiensol*. <https://tiensol.es/panel-solar-24-v/2262-panel-solar-monocristalino-half-cell-amerisolar-440w-24v.html> (accedido abr. 04, 2021).
- [30] «Tipos de Placas Solares | Según Tecnología y Aplicaciones». <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/> (accedido mar. 17, 2021).
- [31] «PLACA SOLAR POLICRISTALINA YINGLI YGE 60 CELL 280WP», *Cambio Energético*. <https://www.cambioenergetico.com/paneles-solares/3103-placa-solar-policristalina-yingli-280-wp.html> (accedido abr. 04, 2021).
- [32] «▷ Paneles Solares o Módulos Fotovoltaicos 2020 | Lima - Perú». <https://voltaika.net/panales-solares-o-modulos-fotovoltaicos-2020/> (accedido abr. 04, 2021).
- [33] admin, «¿Cómo seleccionar un inversor para una instalación fotovoltaica?», *Efimarket*, abr. 10, 2018. <https://www.efimarket.com/blog/seleccionar-inversor-una-instalacion-fotovoltaica/> (accedido abr. 21, 2021).
- [34] «¿Qué es un string en energía solar?», *Alusín Solar*, dic. 03, 2020. <https://alusinsolar.com/que-es-un-string-en-energia-solar/> (accedido abr. 26, 2021).
- [35] «ABB Inversor String – PRO – 33.0 -TL-OUTD. | Punto Solar - Energía Solar | Panel Solar Fotovoltaico| Poste Solar | Paneles Fotovoltaicos». <https://puntosolar.cl/index.php/producto/abb-eolicas-pequenas/> (accedido abr. 26, 2021).
- [36] «Microinversor para Panel Solar Fotovoltaico 300W».

- <https://www.efectoled.com/es/comprar-inversores/11995-microinversor-para-panel-solar-fotovoltaico.html> (accedido abr. 26, 2021).
- [37] «Optimizador universal SolarEdge P370i | Compatible con todos los inversores solares». <https://suministrosdelsol.com/es/accesorios-fotovoltaica/908-optimizador-universal-solaredge-p370i.html> (accedido abr. 26, 2021).
- [38] K. S. España, «Fotovoltaica aislada | AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO | Krannich Solar España». <https://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/fotovoltaica-aislada.html> (accedido abr. 07, 2021).
- [39] P. G. Martínez, «Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas», p. 130.
- [40] agm, «Baterías para energía solar. Tipos de baterías | Energía Solar Baterías | Tecnosol», *BLOG Tecnosol*, ago. 26, 2016. <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-para-energia-solar-tipos/> (accedido abr. 07, 2021).
- [41] A. S. Comunicación, «Placas solares fotovoltaicas conectadas a red», *Granada Solar*, jun. 09, 2019. <https://granadasolar.com/placas-solares-fotovoltaicas-conectadas-red/> (accedido abr. 11, 2021).
- [42] «Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora sol Pico en Fotovoltaica». <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/> (accedido abr. 04, 2021).
- [43] «fig16tut192.jpg (942×421)». <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/objetos/figutut192/fig16tut192.jpg> (accedido abr. 04, 2021).
- [44] «Pérdidas por Inclinación y Orientación | Eficiencia Energética», ene. 08, 2015. <https://certificacionenergetica.info/perdidas-por-inclinacion-y-orientacion/> (accedido abr. 27, 2021).
- [45] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR (accedido mar. 16, 2021).
- [46] D. A. González y M. C. Sánchez, «PROTOTIPO DE SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO PARA PROYECTOS DE COOPERACIÓN AL DESARROLLO CON TECNOLOGÍAS APROPIADAS», p. 150.
- [47] «Panel solar REC monocristalino PERC 310 W TwinPeak2». <https://ammcapital.es/Panel-solar-REC-monocristalino-310-W-tipo-N> (accedido abr. 05, 2021).
- [48] «Panel solar monocristalino PERC 60 celdas Winaico WST 325W muy alta calidad». <https://ammcapital.es/Panel-solar-monocristalino-PERC-Winaico-325W> (accedido abr. 05, 2021).
- [49] «Panel Solar 310W Monocristalino ERA | al Mejor Precio». <https://autosolar.es/paneles-de-conexion-a-red/panel-solar-310w-monocristalino-era> (accedido abr. 05, 2021).
- [50] S. Ochoa, «FÁBRICA Parque Tecnológico de Andalucía (PTA)», p. 2.
- [51] «Panel solar Panasonic N325 HIT | Distribuidor Oficial». <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/panasonic-solar/panel-solar-panasonic-n325-hit/> (accedido abr. 05, 2021).
- [52] «SunPower SPR-P3-325-BLK - IBC Solar AG Catálogo». https://shop.ibc-solar.de/products/es/shop/PV/Solarmodule/sunpower_paneles/SunPower-SPR-P3-325-BLK/?card=30427 (accedido abr. 05, 2021).
- [53] Viaintermedia.com, «Fotovoltaica - Microinversores: versatilidad para el autoconsumo a cualquier escala», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/microinversores->

- versatilidad-para-el-autoconsumo-a-cualquier-20191015 (accedido abr. 26, 2021).
- [54] «¿Qué inversor solar necesito para mi instalación fotovoltaica?», *tarifasgasluz.com*. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes/inversor-solar> (accedido abr. 28, 2021).
- [55] «MICRO INVERSORES VS. OPTIMIZADORES DE POTENCIA », *Tu blog de Autoconsumo fotovoltaico y energía renovable*, ago. 29, 2019. <https://www.cambioenergetico.com/blog/micro-inversores-vs-optimizadores-de-potencia/> (accedido abr. 27, 2021).
- [56] «Inversores de cadena VS. Optimizadores de energía VS. Microinversores», *DS New Energy*. <http://m.ds solar.com/info/string-inverters-vs-power-optimizers-vs-micr-47392613.html> (accedido abr. 27, 2021).
- [57] «Inversor Red Inversor Red Solis S5-GR1P K-M 3kW». <https://atersa.shop/inversor-red-solis-1p-5k-4g/> (accedido jun. 07, 2021).
- [58] «Inversor Trifásico de Conexión a Red PIKO IQ 5,5 - 5,5 kW (CA)». <https://atersa.shop/inversor-solar-de-conexion-a-red-piko-iq-55-kostal> (accedido jun. 07, 2021).
- [59] «2.6.- Dimensionado de la sección del cableado y de los dispositivos de protección. | ISF06.- Diseño, dimensionado y selección de componentes de instalaciones fotovoltaica...» http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF06/es_IEA_ISF06_Contenidos/website_26_dimensionado_de_la_seccin_del_cableado_y_de_los_dispositivos_de_proteccion.html (accedido abr. 20, 2021).
- [60] «FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS». <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html> (accedido abr. 20, 2021).
- [61] «Clima Madrid». <https://www.climatedata.eu/climate.php?loc=spxx0050&lang=es> (accedido abr. 20, 2021).
- [62] «Pérdidas de una Instalación Solar | Eficiencia Energética», ene. 08, 2015. <https://certificacionenergetica.info/perdidas-de-una-instalacion-solar/> (accedido abr. 20, 2021).
- [63] «Base de datos meteorológica. Gráficos -Datos Extremos-Datos diarios de Temperatura». <https://datosclima.es/Aemethistorico/Tempestad.php> (accedido jun. 06, 2021).
- [64] «Sección prensa / Índice de Precios de Consumo (IPC)». https://www.ine.es/prensa/ipc_prensa.htm (accedido jun. 02, 2021).
- [65] «PVPC | ESIOs electricidad · datos · transparencia». <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=31-05-2021> (accedido jun. 04, 2021).
- [66] «¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?», *Energya*, may 13, 2020. <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/> (accedido jun. 02, 2021).
- [67] *elEconomista.es*, «Tasa de descuento: qué es - Diccionario de Economía - elEconomista.es». <https://www.eleconomista.es/diccionario-de-economia/tasa-de-descuento> (accedido jun. 02, 2021).
- [68] A. N. González, «¿Qué son el VAN y el TIR?», *El Blog Salmón*, feb. 11, 2009. <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-son-el-van-y-el-tir> (accedido jun. 03, 2021).

ANEXOS

ANEXO I: Ficha técnica de las bombas



Ficha técnica: Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10

Datos hidráulicos

Presión máxima de trabajo P_N	10 bar
Altura de impulsión H_{max}	12,0 m
Altura de entrada mínima a 50 °C	5,0 m
Altura de entrada mínima a 95 °C	12,0 m
Altura de entrada mínima a 110 °C	18,0 m
Temperatura mínima del fluido T_{min}	-20 °C
Temperatura máxima del fluido T_{max}	110 °C
Temperatura ambiente mínima T_{min}	-20 °C
Temperatura ambiente máxima T_{max}	40 °C

Materiales

Carcasa de la bomba	Cast iron
Rodete	PPS-GF40
Eje	Acero inoxidable
Material del cojinete	Carbón, impregnado de metal

Información de pedidos

Marca	Wilo
Denominación del producto	Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10
Número EAN	4048482274904
Referencia	2120665
Peso neto aproximado m	24 kg
Peso bruto aproximado m	26,6 kg
Longitud con embalaje	525 mm
Altura con embalaje	375 mm
Ancho sin embalaje	385 mm
Propiedades del embalaje	Embalaje de transporte
Tipo de embalaje	Caja de cartón
Cantidad mínima de pedido	1

Datos del motor

Índice de eficiencia energética (IEE)	0.23
Alimentación eléctrica	1-230 V $\pm$ 10%, 50/60 Hz
Intensidad nominal I_N	0,17 A
Intensidad nominal I_{N1}	2,40 A
Velocidad mínima n_{min}	950 rpm
Velocidad máxima n_{max}	4600 rpm
Consumo de potencia (mín.) $P_{1 min}$	15,0 W
Consumo de potencia $P_{1 max}$	550,0 W
Emisión de interferencias	EN 61800-3:2004+A1:2012/entorno residencial (C1)
Resistencia a interferencias	EN 61800-3:2004+A1:2012/entorno industrial (C2)
Prensaestopas	2 x M20x1.5
Clase de aislamiento	F
Tipo de protección	IPX4D

Dimensiones de instalación

Conexión de tubería del lado de impulsión DND	DN 40
Conexión de tubería del lado de aspiración DNS	DN 40
Longitud entre roscas l_0	250 mm

Texto de especificación: Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10

Bomba de alta eficiencia Wilo-Yonos MAXO-D, con regulación electrónica. Bomba doble de rotor húmedo, provista de motor sincrónico con tecnología ECM y regulación de potencia integrada para una regulación continua de la presión diferencial. Apta para todas las aplicaciones de calefacción, ventilación y climatización.

Cada bomba puede utilizarse en funcionamiento individual (funcionamiento principal/reserva). Para una conmutación automática en caso de avería, el propietario deberá proporcionar un cuadro correspondiente.

De serie con:

- Modos de regulación preseleccionables para un ajuste óptimo de la carga Δp -c (presión diferencial constante), Δp -v (presión diferencial variable)
- 3 velocidades (n = constante)
- Indicación mediante LED para ajustar el valor de consigna y visualizar las indicaciones de fallo
- Conexión eléctrica con el enchufe Wilo
- Piloto de indicación de avería y contacto para la indicación general de avería

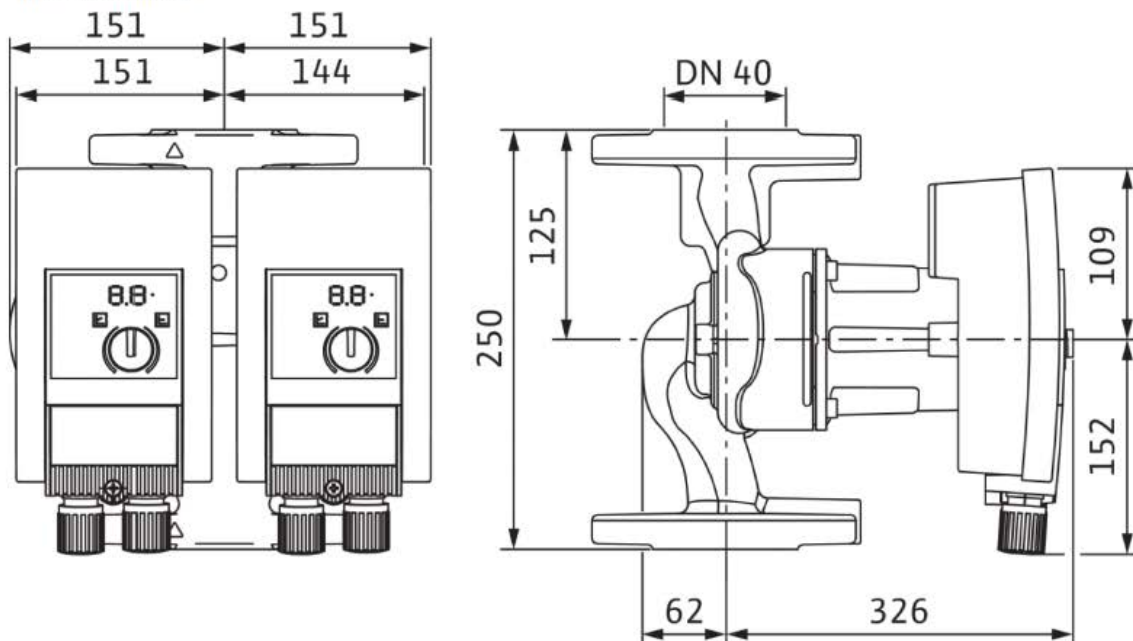
En el caso de bombas embridadas y ejecuciones embridadas:

- Ejecución estándar para bombas DN 32 a DN 65: brida combinada PN 6/10 (brida PN 16 según EN 1092-2) para contrabridas PN 6 y PN 16
- Ejecución estándar para bombas DN 80 / DN 100: brida PN 6 (ejecución PN 16 según EN 1092-2) para contrabrida PN 6

Datos de funcionamiento		Datos del motor	
Fluido	Water	Índice de eficiencia energética (IEE)	0.23
temperatura del fluido T	-20 °C	Emisión de interferencias	EN 61800-3:2004+A1:2012/entorno residencial (C1)
temperatura ambiente T	-20 °C	Resistencia a interferencias	EN 61800-3:2004+A1:2012/entorno industrial (C2)
Presión máxima de trabajo PN	10 bar	Alimentación eléctrica	1-230 V, 50/60 Hz
Altura de entrada mínima a 50 °C	5,0 m	Consumo de potencia $P_{1 \max}$	550,0 W
Altura de entrada mínima a 95 °C	12,0 m	Velocidad mínima $n_{\min}$	950 rpm
Altura de entrada mínima a 110 °C	18,0 m	Velocidad máxima $n_{\max}$	4600 rpm
		Tipo de protección del motor	IPX4D
		Prensaestopas	2 x M20x1.5
Materiales		Dimensiones de instalación	
Carcasa de la bomba	Cast iron	Conexión de tubería del lado de aspiración DN_s	DN 40
Rodete	PPS-GF40	Conexión de tubería del lado de impulsión DN_d	DN 40
Eje	Acero inoxidable	Longitud entre roscas l_0	250 mm
Material del cojinete	Carbón, impregnado de metal		
Información de pedidos			
Marca	Wilo		
Denominación del producto	Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10		
Peso neto aproximado m	24 kg		
Referencia	2120665		

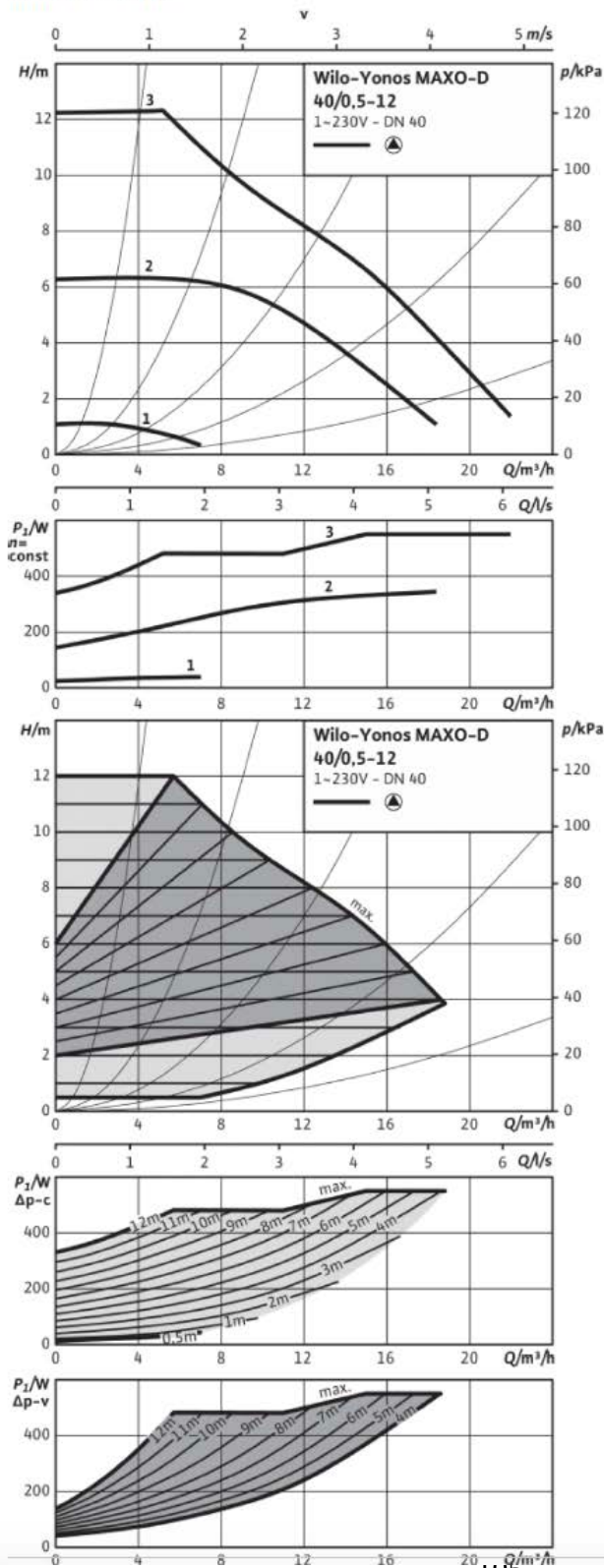
Dimensiones y planos de dimensiones: Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10

Yonos MAXO-D 40-0,5/12



Curvas características: Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10

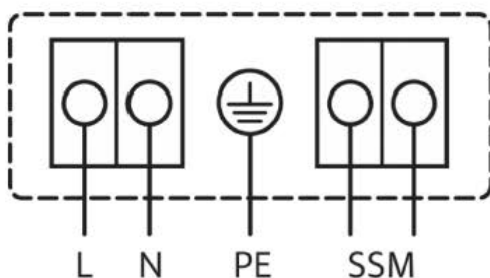
Yonos MAXO-D 40-0,5/12



Esquema de bornes: Yonos MAXO-D 40/0,5-12 PN6/10

1~230V, 50/60 Hz

1~ 230 V, 50/60 Hz

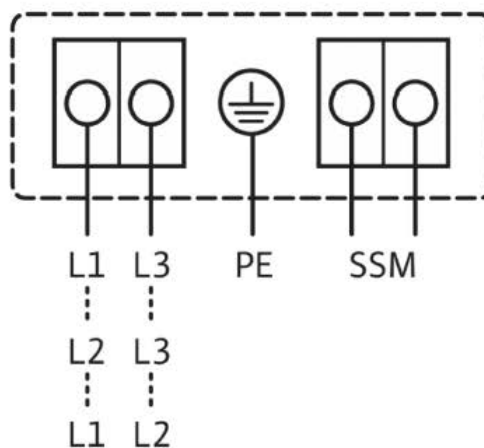


SSM:

Estándar: 1~230 V, 50/60 Hz

Opción: 3~230 V, 50/60 Hz

3~230 V, 50/60 Hz



Aviso general de avería

(Contacto de apertura según VDI 3814, capacidad de carga 1 A, 250 V ~)

ANEXO II: Ficha técnica de las calderas

Calderas de condensación a gas

VITODENS 200-W

VIESMANN



10 años de garantía
en todos los intercambiadores de calor
de calderas de condensación hasta 150 kW

Índice

La Vitodens 200-W es una caldera de condensación de pared para usos comerciales, disponible en modelos de 49, 60, 69, 80, 99, 120, 150 kW. Este catálogo contiene información sobre calderas individuales, soluciones en cascada, controles para la caldera y accesorios necesarios para una instalación fiable y eficiente.

	Vitodens 200-W 49-99 kW	pág. 3
	Vitodens 200-W 120 y 150 kW	pág. 4
	Regulación y accesorios para caldera individual	pág. 5
	Bombas de circulación para caldera individual	pág. 7
	Divicon	pág. 9
	Sistemas de calderas en cascada	pág. 10
	Datos técnicos	pág. 16

Calderas de
condensación a gas

Vitodens 200-W
49 a 99 kW
Funcionamiento en cascada hasta 594 kW



2/3

VITODENS 200-W 49-99 KW

La caldera de condensación a gas de alta potencia Vitodens 200-W es una de las calderas más eficientes y fiables para uso comercial. Las bombas de alta eficiencia ya están incorporadas de serie. Disponible en soluciones de cascada de hasta 594 kW con 6 unidades.

El rango de 45 a 99 kW de las calderas de condensación a gas Vitodens 200-W es fácil de instalar, puede montarse opcionalmente en cascada, cuenta con regulación en función de las condiciones meteorológicas y bomba de alta eficiencia de serie.

Ventajas

- Rendimiento hasta 98% (PCS) / 109% (PCI)
- Clase 6 NOx (<39mg/kWh)
- Emisión de ruido inferior a 32dB (A)
- Funcionamiento en cascada de hasta 594 kW con 6 unidades (excepto 69 kW)
- Presión de servicio de hasta 4 bar
- Bombas de alta eficiencia de serie
- Disponibilidad de una caldera con potencia de 69 kW para realizar instalaciones sin proyectos de ingeniería (según RITE)

Bomba de alta eficiencia (como accesorio)

- Cumple con la directiva ErP para bombas energéticas con calificación A
- Ahorra hasta un 50% del consumo eléctrico

Quemador cilíndrico Matrix

- Rango de modulación de hasta 1:5
- Tecnología patentada fabricada por Viessmann
- Bajas emisiones de NOx y CO
- La malla de acero inoxidable Matrix garantiza una fiabilidad a largo plazo

Intercambiador térmico Inox-Radial

- Excelente resistencia a la corrosión gracias al acero inoxidable de alta calidad (tipo DIN 1.4571)
- Superficie lisa de acero inoxidable autolimpiante
- 10 años de garantía contra la corrosión

Rango de potencia

- 49, 60, 69, 80, 99 kW

Controlador de la combustión Lambda Pro

- No es necesario cambiar la boquilla para transformarlo a GLP
- Alta eficiencia estable incluso con composición de gas y presión de aire fluctuantes
- Combustión limpia constante
- Bajo ruido de combustión gracias a la baja velocidad del ventilador
- Eficiencia optimizada durante toda su vida útil
- Puesta en marcha sencilla y a prueba de fallos de la caldera

Regulación

- Vitotronic 100 ó 200 (bajo pedido)
- Comunicación y supervisión de datos remotos
- Interfaz bomba de calor / solar
- Sensores de control de seguridad
- Funciones de puesta en marcha automática
- Compensación por condiciones meteorológicas (opcional)
- Control remoto a través de Internet con Vitocom 100 y Vitocom 300



Vitotronic 200 HO1B - curva de calor



10 años de garantía
en todos los intercambiadores de calor de calderas de condensación hasta 150 kW



Calderas de
condensación a gas

Vitodens 200-W
120 a 150 kW
Funcionamiento en cascada hasta 594 kW

VITODENS 200-W 120-150 KW

Modelos de Vitodens 200-W B2HA, con una potencia de entre 120 y 150 kW.
Todas las bombas que se sirven son de alta eficiencia.

La Vitodens 200-W cuenta con características y funciones para facilitar la instalación, el mantenimiento y la localización de fallos.

Ventajas

- Rendimiento de hasta el 98% (PCS) / 109% (PCI)
- Clase 6 NOx
- Emisión de ruidos inferior a 45dB (A)
- Hasta un 15% de ahorro de combustible adicional con compensación por condiciones meteorológicas opcional
- Presión operativa hasta 6 bar
- Todas las bombas que se sirven son de alta eficiencia
- Diseño compacto – 150 kW una superficie de 0,50m²
- Adecuado para edificios de hasta 18 plantas

Quemador cilíndrico Matrix

- Rango de modulación de hasta 1:5
- Tecnología patentada fabricada por Viessmann
- Bajas emisiones de NOx y CO
- La malla de acero inoxidable Matrix garantiza una fiabilidad y vida útil a largo plazo
- Ajuste óptimo del intercambiador térmico y del quemador

Intercambiador térmico Inox-Radial

- Excelente resistencia a la corrosión gracias al acero inoxidable de alta calidad (tipo DIN 1.4571)
- Superficie lisa de acero inoxidable autolimpiante
- 10 años de garantía contra la corrosión

Controlador de la combustión Lambda Pro

- No es necesario cambiar la boquilla para convertirlo a GLP
- Alta eficiencia consistente incluso con composición de gas fluctuante y presión de aire

- Combustión limpia constante
- Bajo ruido de combustión gracias a la baja velocidad del ventilador
- Eficiencia optimizada durante toda su vida útil
- Puesta en marcha sencilla y a prueba de fallos de la caldera

Rango de potencia

- 120, 150 kW

Regulación

- Vitotronic 100 ó 200 (bajo pedido)
- Comunicación y supervisión remota de datos a través de Internet con Vitocom 100 y Vitocom 300
- Interfaz bomba de calor / solar
- Sensores de control de seguridad
- Funciones de puesta en marcha automática
- Compensación por condiciones meteorológicas (opcional)

Bomba de alta eficiencia (como accesorio)

- Cumple con la directiva ErP para bombas energéticas con certificación A
- Ahorra hasta un 50% del consumo eléctrico

10 años de garantía
en todos los intercambiadores de calor
de calderas de condensación hasta 150 kW



Calderas de
condensación a gas

Regulación de la caldera y accesorios



4/5

Regulación y accesorios para caldera individual

Las regulaciones de Viessmann son fáciles de instalar, mantener y operar. Cuentan con sistemas de diagnóstico y de registro de fallos. Pueden controlar una sola caldera o una sala técnica completa y están disponibles en modelos con funcionamiento a temperatura constante o en función de la temperatura ambiente. Todas las calderas Vitodens funcionan con regulaciones de Viessmann y permiten la opción de trabajar con regulaciones externas de otros fabricantes.

	Vitotronic 100 (temperatura constante)	Vitotronic 200 (en función de la temperatura exterior)
Unidades de control de temperatura de la sala		
Vitotrol 100 (tipo UTDB)		
■ Controlador digital de la temperatura de la sala con salida de conmutación		
■ Programas de un solo día y de siete días		
■ Independiente del suministro de corriente eléctrica		
	Z007691	-
Vitotrol 100 (tipo UTDB-RF)		
■ Controlador de la temperatura de la sala con transmisor inalámbrico integral y receptor separado		
■ Con salida de conmutación (salida con dos puntos)		
■ Con funcionamiento por batería de 3V, receptor con voltaje		
	Z007692	-
Unidades de control remoto		
Vitotrol 200A KM BUS		
■ Para montar un circuito de calefacción		
■ Ajuste de la temperatura de la sala y programa operativo		
■ Pantalla donde se muestra la temperatura exterior, la temperatura de la sala y las condiciones operativas		
■ Sensor de temperatura de la sala para conexión a temperatura de la sala		
	-	Z008341
Vitotrol 300A KM BUS		
■ Para montar uno, dos o tres circuitos de calefacción		
■ Ajuste de la temperatura de la sala y ajuste reducido de la temperatura de la sala, temperatura del A.C.S.		
■ Programa temporizador para circuitos de calefacción, cilindro de A.C.S. y bomba de circulación del A.C.S.		
	-	Z008342
Unidades de control inalámbrico		
Vitotrol 200 RF		
■ Control remoto con transmisor inalámbrico integral. Para montar un circuito de calefacción		
■ Ajuste de la temperatura de la sala y programa operativo		
■ Pantalla donde se muestra la temperatura exterior, la temperatura de la sala y las condiciones operativas		
	-	Z011219
Vitotrol 300 RF con estación de sobremesa		
■ Control remoto con transmisor inalámbrico integral. Para montar uno, dos o tres circuitos de calefacción		
■ Ajuste de la temperatura de la sala y ajuste reducido de la temperatura de la sala, temperatura del A.C.S.		
■ Programa temporizador para los circuitos de calefacción, cilindro de A.C.S. y bomba de circulación del A.C.S.		
■ Sensor integral de temperatura de la sala		
	-	Z011410
Vitotrol 300 RF con soporte de montaje para pared		
■ Control remoto con transmisor inalámbrico integral. Para montar uno, dos o tres circuitos de calefacción		
■ Ajuste de la temperatura de la sala y ajuste reducido de la temperatura de la sala, temperatura del A.C.S.		
■ Programa temporizador para los circuitos de calefacción, cilindro de A.C.S. y bomba de circulación del A.C.S.		
■ Sensor integral de temperatura de la sala		
■ Vitotrol 300 RF con soporte de montaje para pared		
	-	Z011415
Estación base inalámbrica		
■ Necesaria con las unidades inalámbricas Vitotrol 200 RF y Vitotrol 300 RF		
■ Control remoto inalámbrico Vitotrol 200 RF		
■ Control remoto inalámbrico Vitotrol 300 RF		
■ Sensor de temperatura exterior inalámbrico		
		Z011413
Repetidor inalámbrico		
■ Repetidor conectado a la red eléctrica para aumentar el rango inalámbrico y para utilizar en áreas donde es difícil la comunicación inalámbrica.		
■ Para evitar un ángulo de penetración en diagonal excesiva de las señales de radio a través de techos y/o múltiples paredes de hormigón armado con hierro		
■ Para sortear grandes objetos metálicos situados entre los componentes inalámbricos		
■ No más de 1 repetidor inalámbrico por Vitotronic		
		Z450538
Vitocconnect 100 OPTO1		
■ Solo válido para instalación de una caldera y con regulación Vitotronic 200		
	-	Z014493

Calderas de
condensación a gas

Accesorios para la
caldera

6/7

Circuito de calefacción (para caldera individual de 40, 60, 80, 90, 125 y 150 kW)	Ref.
Juego de conexión para circuito de calefacción sin bomba de circulación para caldera individual de 40 y 60 kW - Sección en T con válvula de bola - Válvula de llenado y drenaje - Válvula de seguridad - Válvula de gas directa con válvula de cierre de seguridad integral activada térmicamente - Enchufe para bomba de circulación	7245738
Juego de conexión del circuito de calefacción con bomba de circulación de alta eficiencia Conexiones G 1½ (rosca exterior) (G 2 para 125 y 150 kW) - Bomba de circulación de alta eficiencia con regulación de revoluciones - Pieza en T - Válvula antirretorno - Llave de llenado y vaciado de la caldera - Llave de gas con válvula de cierre de seguridad térmica integrada - Válvula de seguridad 4 bar (6 bar para 125 y 150 kW)	7501314
Juego de conexión del circuito de calefacción con bomba de circulación de alta eficiencia con regulación de revoluciones y aguja hidráulica Conexiones G 1½ (rosca exterior) (G 2 para 125 y 150 kW) - Llave de llenado y vaciado de la caldera - Válvula de seguridad 4 bar (6 bar para 125 y 150 kW) - Bomba de circulación de alta eficiencia con regulación de revoluciones - Llave de paso del gas con válvula de cierre de seguridad térmica montada Rp 1¼ (Rp 1 para 60, 80 y 90 kW) - Aguja hidráulica con sonda de temperatura de inmersión - Purgador automático - Conexión G 1 (rosca exterior) para vaso de expansión - Aislamiento térmico Es necesario pedir el soporte mural o el marco de montaje	ZK03663
Llave de paso G 1 1/4 Necesaria si van a cambiarse la bomba del circuito de calefacción o la bomba cilíndrica primaria sin drenar el sistema No necesario en juego de conexión con bomba y aguja.	7247373

Accesorios para Vitodens 200-W	Ref.
Soporte mural Para el juego de conexión del circuito de calefacción con bomba de circulación de alta eficiencia con regulación de revoluciones y aguja hidráulica.	ZK03677
Marco de montaje Para combinar con juego de conexión del circuito de calefacción con bomba de circulación de alta eficiencia con regulación de revoluciones y aguja hidráulica	ZK03678
Detector de CO - Apagado de seguridad en caso de emisiones de monóxido de carbono - Para calderas con año de fabricación a partir del 2004	Z015500

Bombas de circuitos de calefacción para caldera individual

Debido a la gran cantidad de horas anuales que estén en funcionamiento, la bombas de calefacción es uno de los aparatos que más energía consume en un edificio.

La bomba de circulación es el componente que más electricidad consume y, por lo tanto, el principal factor de eficiencia para toda la aplicación. El control automático del rendimiento de la bomba ayuda a reducir drásticamente el consumo de energía en las bombas de calefacción. En comparación con las bombas estándar, las bombas de alta eficiencia pueden ahorrar hasta un 80% en costes de electricidad.

A partir de 2013, la directiva europea de diseño ecológico (ordenanza de la CE 641/2009) para "productos relacionados con la energía" impone requisitos cada vez más estrictos para la eficiencia energética de las bombas. Debido a la directiva ErP, solo pueden utilizarse bombas de

alta eficiencia que ahorren mucha energía. Una bomba de eficiencia energética de clase A requiere, de media, solo un 33% de la energía eléctrica consumida por una bomba de eficiencia energética de clase D. Las bombas de alta eficiencia de Viessmann utilizan un motor altamente eficiente con clasificación energética de clase A.

Estas bombas están incluidas en toda la gama Vitodens 200-W, que no solo logra resultados respetuosos con el medio ambiente, sino que supone un ahorro en las facturas de la luz del propietario del edificio. El ahorro puede ascender a 130 euros por una sola caldera al año.



Divicon

Circuito de calefacción- Conexión al circuito de calefacción (diámetro nominal)	DN20 - 3/4"	DN25 - 1"	DN32 - 1 1/4"
Distribuidor del circuito de calefacción Divicon - Bomba del circuito de calefacción (bomba de circulación de alta eficiencia y velocidad variable, de conformidad con la etiqueta energética A), totalmente cableada - Válvula de control 2 válvulas de bola con termómetro. - Aislamiento térmico - Kit de ampliación para un circuito de calefacción con mezclador, que incluye el cable de conexión (3,5 m de longitud)			
Distribuidor del circuito de calefacción Divicon totalmente equipado Con mezclador 3 y kit de ampliación Con mezclador PCB y motor del mezclador Con bomba de circulación Wilo Stratos Para 25/1-7	7465469	7465470	7465479
Kit de cables (con enchufes 40 y 145) Para sustituir el cable de conexión suministrado en la entrega estándar para unir los dos mezcladores PCB en la carcasa de los 2 circuitos de calefacción con mezclador.	7424960	7424960	7424960
Distribuidor del circuito de calefacción Divicon sin mezclador - Bomba del circuito de calefacción (bomba de circulación de alta eficiencia y velocidad variable, de conformidad con la etiqueta energética A), totalmente cableada - Válvula de control 2 válvulas de bola con termómetro - Aislamiento térmico			
Distribuidor del circuito de calefacción Divicon totalmente equipado Sin bomba de circulación Wilo Stratos Para 25/1-7	7465776	7465778	7465777

NOTA: el actuador para el mezclador debe pedirse por separado. Consulte la guía de precios.

Calderas de
condensación a gas

Accesorios para la
caldera

Divicon

Los sistemas Divicon Vitodens 200-W forman parte de un montaje de bomba de circuito local, con o sin mezclador. Pueden utilizarse uno o más para controlar partes de un sistema más grande con control de compensación por condiciones meteorológicas.

Circuito de calefacción - Divicon modular	Ref.
Colector para Divicon de 2 módulos montado sobre pared con aislamiento térmico (negro) (el montaje sobre pared debe pedirse por separado)	DN20- 3/4" & DN25- 1"- 7460638 DN32- 1 1/4"- 7466337 (pídase también 7465439)
Colector para Divicon de 3 módulos montado sobre pared con aislamiento térmico (negro) (el montaje sobre pared debe solicitarse por separado)	DN20- 3/4" & DN25- 1"- 7460643 DN32- 1 1/4"- 7466340 (pídase también 7465439)
Aguja hidráulica Flujo de volumen hasta 4,5m³/h (Q80) ■ conexión con los colectores ■ con aislamiento térmico (negro) ■ con alojamiento de sensor integral (50 mm de longitud) Consola de pared para aguja hidráulica modelo Q80 con material de fijación Flujo de volumen hasta 7,5m³/h (Q100) ■ con aislamiento térmico ■ con sensor integral ■ con purgador integrado Consola de pared para aguja hidráulica modelo Q100 con material de fijación	ZK03680 ZK03683 ZK03681 ZK03684
Sensor de temperatura de inmersión para medir la temperatura en la aguja hidráulica para Vitodens 200-W con 60 y 69 kW (para sistemas de varias calderas con Vitotronic 300-K y Vitodens 200-W con 80 y 99 kW, entrega de serie en el conjunto de conexión del circuito de calefacción)	7179488
Calentamiento de A.C.S. (solo para caldera individual)	Ref.
Sensor de temperatura del acumulador de A.C.S. parte de la entrega estándar con número de pieza Z007620 y 7348934	7179114
Vaina del sensor (para sensor de temperatura de A.C.S.) parte de la entrega estándar para acumuladores Vitocell 300 de Viessmann	7819693
Conectividad con WLAN	Ref.
Vitoconnect Manejo de la instalación con ViCare y gestión de la instalación con Vitoguide. ■ ViCare App proporciona al usuario la comodidad de manejo de su sistema de calefacción de manera muy sencilla. Se precisa de Vitoconnect 100, modelo OPT01, para establecer la conexión WLAN con la instalación. ■ La aplicación Vitoguide permite a la empresa instaladora acceder a su parque de instalaciones de calefacción, siempre y cuando éstas estén provistas de Vitoconnect. Se precisa de Vitoconnect 100, modelo OPT01, para establecer la conexión WLAN con la instalación. Para más información de ViCare y Vitoguide véase www.viessmann.es Vitoconnect 100, modelo OPT01 Interfaz WLAN para la gestión remota de instalaciones de calefacción a través de internet con ViCare App. ■ Módulo WLAN de montaje sobre pared. ■ Cargador con cable de 1 m de longitud con enchufe USB/USB mini ■ Cable de conexión de 3 m de longitud con Optolink/USB Para el funcionamiento de Vitoconnect 100 se precisa un conexión a internet con tarifa plana, que garantice la transmisión de datos independientemente del horario y el volumen del mismo	Z014493
Conectividad con BMS	Ref.
Vitogate 300, modelo BN/MB Se puede configurar y utilizar como pasarela BACnet o Modbus para la conexión de instalaciones de calefacción con la regulación Vitotronic en un sistema de control de edificios para los siguientes equipos: ■ Calderas murales y equipos compactos Funciones en conexión con un sistema de control de edificio BACnet o Modbus ■ Manejo de instalaciones de calefacción (p.e. encendido, modificar valores de consigna) ■ Transmisión de informaciones de las instalaciones de calefacción (p.e. valores reales, estados de funcionamiento) ■ Reinicio de avisos de error y avería	Z013294

Caldera de
condensación a gas

Sistema compacto de
calderas en cascada



8/9

Sistema compacto de calderas en cascada

El montaje de las calderas Viessmann nunca ha sido tan fácil. Disponible en los modelos Vitodens 200-W de 49, 60, 80 y 99 kW, el sistema en cascada compacto ahorra hasta un 30% de espacio dentro de la sala de calderas y reduce a la mitad el tiempo de instalación.

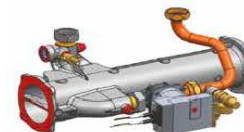
Con un 30% menos de volumen que la configuración en cascada anterior, es perfecto para salas de superficie reducida o con poca altura, porque la altura de la caldera puede ajustarse en el marco. Adecuada para instalaciones en fila, en bloque o incluso de esquina, el sistema en cascada compacto puede fijarse a la pared o simplemente montarse con un marco independiente para unidades de 2, 3, 4, 5 ó 6 calderas a la vez. Así, puede proporcionar una potencia máxima de 594 kW con 6 calderas en cascada.

Esta cascada de fácil montaje ahorrará hasta un 50% de tiempo de instalación gracias a un nuevo diseño y a un nuevo conjunto de conexión del circuito de calefacción totalmente premontado, que integra la cascada de

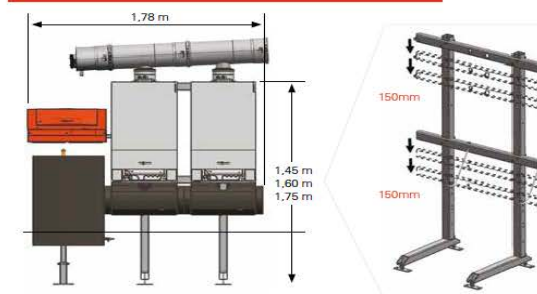
impulsión y de retorno, la válvula de seguridad de 4 bar, las llaves de corte y el purgado, todo dentro de un solo conjunto de conexión, que se puede fijar fácilmente al marco o al sistema de montaje en la pared.

- Un 30% más pequeño que las configuraciones anteriores
- Altura ajustable de la caldera en el marco en cascada
- Ahorro de hasta un 50% de tiempo de instalación
- Conjunto de conexión del circuito de calefacción nuevo y premontado
- Disponible en modelos Vitodens 200-W de 49- 99 kW (excepto 69 kW)
- 2, 3, 4, 5 ó 6 calderas en cascada de hasta 594 kW

10 años de garantía
en todos los intercambiadores de calor de calderas de condensación hasta 150 kW



Vitodens 200-W, cascada - nuevo marco de montaje con ajuste de altura



Caldera de
condensación a gas

Sistema compacto de
calderas en cascada

Sistema de funcionamiento en cascada

La Vitodens 200-W puede utilizarse en cascada con un máximo de 6 unidades, ofreciendo una potencia de hasta 594 kW. Los completos paquetes en cascada de Viessmann están diseñados para una fácil instalación en todas sus aplicaciones.

Vitodens 200-W, sistema compacto en cascada



Sistema de funcionamiento en cascada Vitodens 200-W

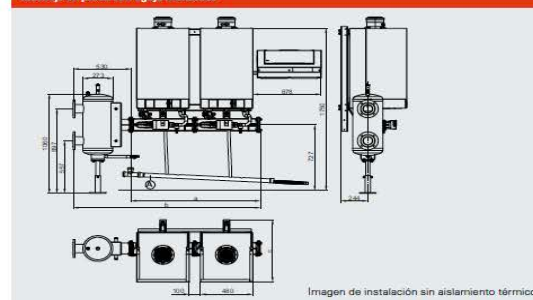
- 1 Colector de salida de gases
- 2 Caldera de condensación a gas Vitodens 200-W
- 3 Conjunto de conexión del circuito de calefacción
- 4 Marco en cascada o soporte de pared
- 5 Aguja hidráulica (separador hidráulico)

Especificaciones del sistema

- Altura máxima de instalación:
 - con marco y distribuidor de gas: 2 m
 - sin marco: 1,8 m
- Altura mínima de instalación:
 - con marco y distrib. de gas: 1,7 m
 - sin marco: 1,5 m

Número de calderas			2	3	4	5	6
Conexión del circuito de							
- Distribuidor de pérdida reducida		PN/DN	80	80	80	80	80
- Adaptador del módulo en cascada		PN/DN	100	100	100	100	100
Conexión de la caldera							
	Δ	G	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2
Caudal máximo							
- 49 kW	15 K	m³/h	5,6	8,4	11,2	14,0	16,8
- 60 kW	15 K	m³/h	6,9	10,3	13,8	17,2	20,6
- 80 kW	20 K	m³/h	6,9	10,3	13,7	17,2	20,6
- 99 kW	20 K	m³/h	8,5	12,8	17,0	21,3	25,5
Bomba de circulación							
Tensión nominal	Tipo		VI Para 25/1-11				
Consumo máximo de energía	V		230				
Consumo mínimo de energía	W		140				
	W		8				

Montaje en pared con aguja hidráulica



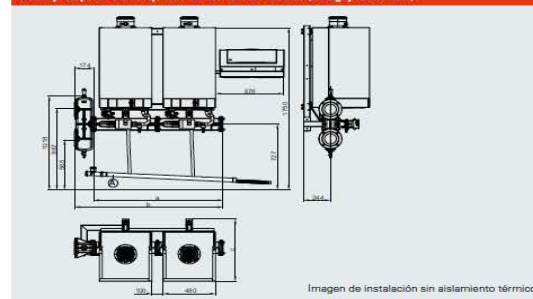
Ⓐ Distribuidor de condensado (accesorio)

Número de calderas		2		3		4		5		6	
Rango de pot. nominal (individual)	kW	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12-98	20-160	12-147	20-240	12-196	20-320	12-245	20-400	12-294	20-511
Rango de pot. nominal (cascada)	Kw	12-120	20-198	12-180	20-297	12-240	20-396	12-300	20-495	12-360	20-594
a	mm	1190	1190	1770	1770	2350	2350	2930	2930	3510	3510
b	mm	1720	1720	2300	2300	2880	2880	3460	3460	4040	4040
c	mm	511	661	511	661	511	661	511	611	511	661

¡Importante!

La altura puede reducirse en un máximo de 150 mm. En tal caso, los perfiles de fijación deben instalarse de manera acorde. Soporte para pared opcional.

Montaje en pared con adaptador del módulo de cascada (sin aguja hidráulica)



Ⓐ Distribuidor de condensado (accesorio)

Número de calderas		2		3		4		5		6	
Rango de pot. nominal (individual)	kW	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99	49-60	80-99
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12-98	20-160	12-147	20-240	12-196	20-320	12-245	20-400	12-294	20-440
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12-120	20-198	12-180	20-297	12-240	20-396	12-300	20-495	12-360	20-594
a	mm	1190	1190	1770	1770	2350	2350	2930	2930	3510	3510
b	mm	1364	1364	1944	1944	2524	2524	3104	3104	3684	3684
c	mm	511	661	511	661	511	661	511	611	511	661

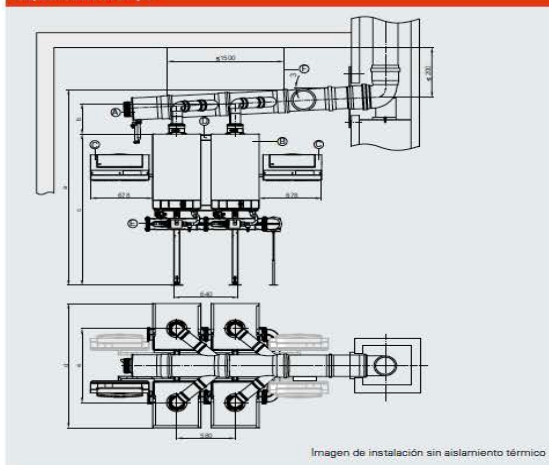
¡Importante!

La altura puede reducirse en un máximo de 300 mm. En tal caso, los perfiles de fijación deben instalarse de manera acorde. Soporte para pared opcional.

Sistema compacto de calderas en cascada

14/15

Emplazamiento en bloque



- (A) Cascada de gases de combustión
 (B) Vitodens
 (C) Vitotronic 300-K (se puede montar a la izquierda o a la derecha)
 (D) Marco de montaje o plantilla de preinstalación de tuberías
 (E) Cascada hidráulica
 (F) Montaje en techo para cascada de gases de combustión

!importante!

importante!
Asegure la cascada de gases de combustión con los medios adecuados. Se recomienda la suspensión desde el techo. Tenga en cuenta la distancia máxima entre los puntos de fijación F

Número de calderas		(2x2) 48 kW (2x2) 60 kW	(2x2) 90 kW (2x2) 99 kW	(2x3) 48 kW (2x3) 60 kW	(2x3) 90 kW (2x3) 99 kW
Potencia térmica nominal		12 - 196 kW 12 - 240 kW	20 - 320 kW 20 - 396 kW	12 - 294 kW 12 - 360 kW	20 - 480 kW 20 - 594 kW
a	mm	2111	2136	2141	2166
b	mm	176	207	176	207
c	mm	1750	1750	1750	1750
d	mm	1350	1422	1350	1422
e	mm	680	843	680	843

importante!

La dimensión altura "c" puede reducirse en 150 mm en combinación con un distribuidor de pérdida reducida y en 300 mm en combinación con un adaptador del módulo de cascada. En este caso, los perfiles de fijación deben instalarse de manera acorde.

Calderas de
condensación a gas

Sistema compacto de
calderas en cascada

12/13

Instalación en bloque con aguja hidráulica

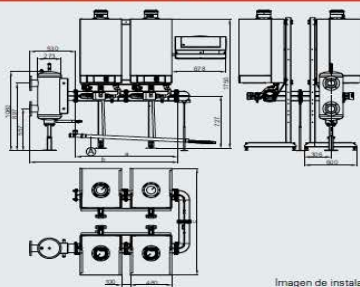


Imagen de instalación sin aislamiento térmico

Número de calderas		2 x 2	2 x 2	2 x 3	2 x 3
Rango de pot. nominal (individual)	kW	49 - 60	80 - 99	49 - 60	80 - 99
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 196	20 - 320	12 - 294	20 - 480
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 240	20 - 396	12 - 360	20 - 594
a	mm	1190	1190	1770	1770
b	mm	1720	1720	2300	2300
c	mm	1350	1422	1350	1422

¡Importante!

La altura puede reducirse en 150 mm si se utiliza un marco de montaje para la instalación. En este caso, los perfiles de fijación deben instalarse de manera acorde.

Instalación en bloque con adaptador del módulo en cascada (sin aguja hidráulica)

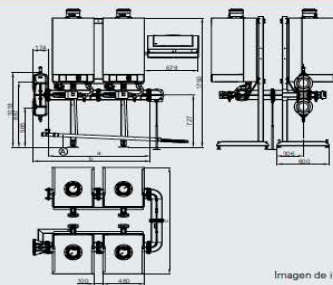


Imagen de instalación sin aislamiento térmico

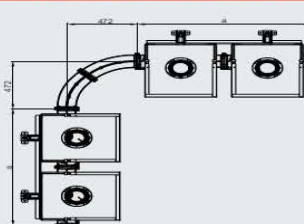
Número de calderas		2 x 2	2 x 2	2 x 3	2 x 3
Rango de pot. nominal (individual)	kW	49 - 60	80 - 99	49 - 60	80 - 99
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 196	20 - 320	12 - 246	20 - 480
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 240	20 - 396	12 - 300	20 - 594
a	mm	1190	1190	1770	1770
b	mm	1364	1364	1944	1944
c	mm	1350	1422	1350	1422

¡Importante!

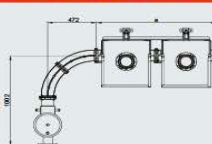
La altura puede reducirse en 150 mm o 300 mm si se utiliza un marco de montaje para la instalación. En este caso, los perfiles de fijación deben instalarse de manera acorde.

(A) Distribuidor de condensado (accesorio)

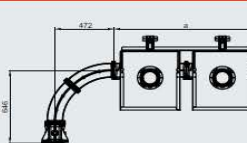
Emplazamiento en esquina, instalación de varias calderas



Emplazamiento en esquina aguja hidráulica de la instalación de varias calderas



Emplazamiento en esquina, adaptador de un módulo en cascada de la instalación de varias calderas



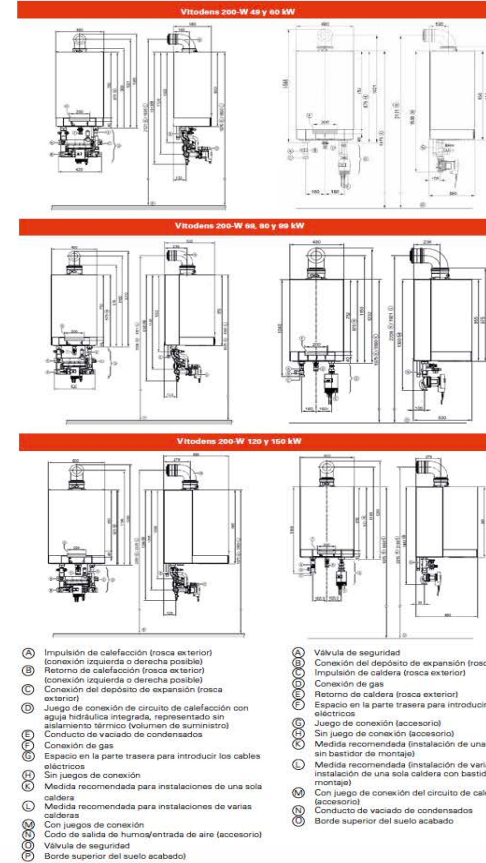
Número de calderas		2	3	4	5	6
Rango de pot. nominal (individual)	kW	49 - 99	49 - 99	49 - 99	49 - 99	49 - 99
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 160	12 - 240	12 - 320	12 - 400	12 - 480
Rango de pot. nominal (cascada)	kW	12 - 198	12 - 297	12 - 396	12 - 495	12 - 594
a	mm	1160	1740	2320	2900	3480

Datos técnicos

Vitodens 200-W

Caldera a gas, sistema de construcción B y C.		Vitodens 200-W B2HA							
category II _{MS}		C.E. 0085C-N0050							
Margen de potencia térmica útil		IP X4 según EN 60529							
49 y 90 kW, datos según EN 15502-1									
80 a 150 kW, datos según EN 15417									
T _r /T _a = 50/30 °C con gas natural									
T _r /T _a = 50/30 °C con GLP									
T _r /T _a = 80/60 °C con GLP									
Carga térmica nominal con gas natural									
Carga térmica nominal con GLP									
Modelo									
Tipo de protección									
Presión de alimentación de gas									
Gas natural									
GLP									
Presión máx. admisible de alimentación de gas *									
Gas Natural									
GLP									
Nivel sonoro									
(según EN ISO 15036-1)									
A carga parcial									
A carga total									
Consumo eléctrico (condición de entrega)									
Peso									
Capacidad del intercambiador de calor									
Temperatura máxima de flujo									
Caudal máximo									
Caudal nominal en el circuito con T _r = 80/60 °C									
Presión de servicio admisible									
Dimensiones									
Longitud									
Anchura									
Altura									
Conexión de gas									
Valores de conexión									
referidos a la carga máxima con gas									
con gas natural									
GLP									
Índices de humos *									
Grupo de valores de combustión según G ₂₃ /G ₂₆									
Temperatura con una temperatura de retorno de 30 °C									
- con potencia térmica nominal									
- a carga parcial									
Temperatura con una temperatura de retorno de 60 °C									
Caudal máximo									
Gas natural									
- con potencia térmica nominal									
- a carga parcial									
GLP									
- con potencia térmica nominal									
- a carga parcial									
Presión de impulsión disponible									
Caudal medio de condensados según ENVA-A 213									
Conexión de condensados (boquilla)									
Conexión de humos									
Conexión de entrada de aire									
Rendimiento estacional a T _r /T _a = 40/30 °C									
Clase de eficiencia energética									

* 1 Si la presión de suministro de gas es superior al valor máximo admisible, instale un regulador de presión de gas separado del sistema.
* 2 Valores de cálculo para dimensionar el sistema de salida de gases según la norma EN 13384. Temperaturas de los gases de combustión como valores brutos reales a una temperatura del aire de combustión de 20 °C. La temperatura de los gases de combustión a una temperatura de retorno de 30 °C es significativa para el dimensionado del sistema de gases.



ANEXO III: Ficha técnica de los módulos FV elegidos

SUNPOWER®
PERFORMANCE



PERFORMANCE 3 | 335 W

Residential Solar Panel

SunPower Performance Panels wrap front contact cells with 30+ years of SunPower materials and manufacturing expertise. The weakest points of Conventional Panel design are eliminated to deliver superior power, reliability, value and savings.¹



High Power

Enhanced active area and monocrystalline cells increase power and savings while designing out fragile ribbons and solder bonds on the cells.



High Performance

Up to 7% more energy in the same space over 25 years compared to Conventional mono PERC Panels.² Outperforms Conventional Panels in partial shade thanks to unique parallel circuitry. Proprietary bussing design limits power loss, maximizing production during morning and evening shading or soiling.



Premium Aesthetics

SunPower® Performance Panels with their black frame and black backsheets blend harmoniously into your roof and add elegance to your home.

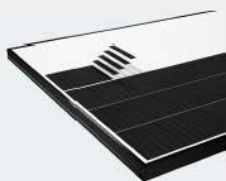


High Reliability

SunPower Performance Panels are the most deployed shingled solar panel in the world.³ Innovative cell shingling mitigates the leading reliability challenges associated with conventional front contact panels by designing out fragile ribbons and solder bonds on the cells. SunPower stands behind its panels with its industry-leading Complete Confidence Warranty. SunPower's Performance Panels are warranted to produce more than 97.5% power in the first year, then declining by 0.5% per year, ending at 85.5% power after 25 years.



Engineered for Performance



- Robust and flexible cell connection technology. Outstanding reliability.
- Conductive adhesive, proven in the aerospace industry.
- Redundant cell to cell connections.
- Reduced panel temperature due to unique electrical bussing.

25 Year Combined Warranty

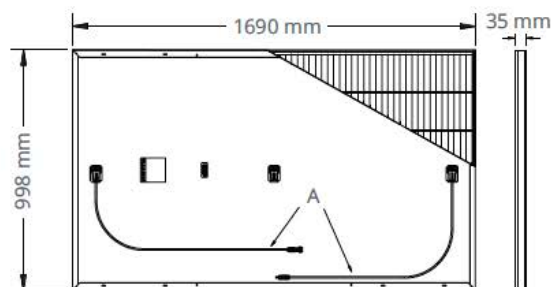


PERFORMANCE 3 | 335 W Residential Solar Panel

Electrical Data					
Model	SPR-P3-335-BLK	SPR-P3-330-BLK	SPR-P3-325-BLK	SPR-P3-320-BLK	SPR-P3-315-BLK
Nominal Power (P _{nom}) ⁴	335 W	330 W	325 W	320 W	315 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Efficiency	19.9%	19.6%	19.3%	19.0%	18.7%
Rated Voltage (V _{mpp})	36.8 V	36.4 V	35.9 V	35.4 V	34.9 V
Rated Current (I _{mpp})	9.11 A	9.07 A	9.05 A	9.04 A	9.03 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	44.2 V	43.9 V	43.6 V	43.1 V	42.5 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	9.76 A	9.72 A	9.69 A	9.68 A	9.66 A
Maximum System Voltage	1000 V IEC				
Maximum Series Fuse	18 A				
Power Temp. Coef.	-0.36% / °C				
Voltage Temp. Coef.	-0.29% / °C				
Current Temp. Coef.	0.05% / °C				

Tests And Certifications	
Standard Tests ⁵	IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	OHSAS 18001:2007, Recycling Scheme
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	MIL-STD-810G
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V
Available Listings	TUV

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40°C to +85°C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Solar Cells	Monocrystalline PERC
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-67, Stäubli (MC4), 3 bypass diodes
Weight	18.1 kg
Max. Load	Wind: 2400 Pa, 245 kg/m² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m² front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



FRAME PROFILE



(A) Cable Length: 1200 mm +/-15 mm
(B) Long Side: 32 mm
Short Side: 24 mm

Read safety and installation instructions before using this product.

1 Independent Shade Study by CFV Laboratory. 2016.

2 SunPower 335 W, 19.9% efficient, compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (310 W mono PERC, 19% efficient, approx. 1.64 m²), 0.25%/yr slower degradation rate (Jordan, et. al. Robust PV Degradation Methodology and Application. PVSC 2018).

3 Osborne. "SunPower supplying P-Series modules to a 125 MW NextEra project." PV-Tech.org. March 2017."

4 Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C.

5 Class C fire rating per IEC 61730.

Designed in USA, assembled in China.

See www.sunpower.com for more reference information.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

©2018 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER and the SUNPOWER logo are registered trademarks of SunPower Corporation in Europe, the U.S., and other countries as well.

UK: 0 8082818718 | Other EU: 00 800 855 81111

SUNPOWER®
PERFORMANCE

534816 REV A / A4_EN
Publication Date: January 2020

ANEXO IV: Ficha técnica del inversor elegido

Inversor monofásico con tecnología HD-Wave

SE2200H, SE3000H, SE3500H, SE3680H,
SE4000H, SE5000H, SE6000H



12-25
AÑOS DE
GARANTÍA

INVERSORES

Instalación optimizada con tecnología HD-Wave

- / Especialmente diseñados para trabajar con los optimizadores de potencia
- / Puesta en marcha rápida y sencilla directamente desde tu smartphone usando SolarEdge SetApp
- / Récord de rendimiento
- / Extremadamente pequeños, ligeros y fáciles de instalar
- / Alta fiabilidad
- / Monitorización a nivel de módulo integrada
- / Instalación en exteriores e interiores
- / Inversor de tensión fija para strings más largos
- / Función de seguridad avanzada - Protección contra arco eléctrico integrada

solaredge.com

solaredge

/ Inversor monofásico con tecnología HD-Wave

SE2200H, SE3000H, SE3500H, SE3680H, SE4000H, SE5000H, SE6000H

SE2200H SE3000H SE3500H SE3680H SE4000H SE5000H SE6000H								
APLICABLE A INVERSORES CON NÚMERO DE COMPONENTE	SEXXXXH-XXXXXBXX4							
SALIDA								
Potencia nominal de salida CA	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ¹⁾	6000	VA
Máxima potencia de salida CA	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ¹⁾	6000	VA
Tensión de salida CA (nominal)	220/230							Vac
Rango de tensión de salida CA	184 - 264,5							Vac
Frecuencia CA (nominal)	50/60 ± 5							Hz
Corriente máxima de salida continua	10	14	16	16	18,5	23	27,5	A
Distorsión Armónica Total (THD)	<3							%
Factor de potencia	1, ajustable de -0,9 a 0,9							
Monitorización de red, protección contra funcionamiento en isla, umbrales configurables por país	Sí							
ENTRADA								
Máxima potencia de CC	3400	4650	5425	5700	6200	7750 ²⁾	9300	W
Sin transformador, sin puesta a tierra	Sí							
Tensión máxima de entrada	480							Vdc
Tensión de entrada CC nominal	380							Vdc
Corriente máxima de entrada	6,5	9	10	10,5	11,5	13,5	16,5	Adc
Protección contra polaridad inversa	Sí							
Detección de aislamiento por fallo de puesta a tierra	Sensibilidad de 600 kΩ							
Rendimiento máximo del inversor	99,2							%
Rendimiento europeo ponderado	98,3	98,8				99		%
Consumo de energía durante la noche	< 2,5							W
CARACTERÍSTICAS ADICIONALES								
Interfaces de comunicación compatibles	RS485, Ethernet, Wifi (opcional), telefonía móvil (opcional), ZigBee (opcional)							
Gestión Smart Energy	Limitación de exportación							
Puesta en marcha del inversor	A través de aplicación SetApp utilizando la conexión local Wi-Fi integrada en el inversor							
Protección contra arco eléctrico	Integrada, Configurable por el usuario (De conformidad con la norma estadounidense UL1699B)							
CUMPLIMIENTO DE NORMAS								
Seguridad	IEC-62109-1/2							
Normas sobre conexión a la red	IEC61727, IEC62116, EN 50438, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, UTE_C_15-712, G83/2, G59/3, CEI-021, ONORM, TF3 2.1, C10-11, NRS 097-2-1							
Emisiones	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, FCC, parte 15, clase B							
ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN								
Salida CA – Diámetro del cable compatible	9-16							mm
CA – Sección del cable compatible	1-13							mm²
Entrada CC	1 x MC4				2 x pares MC4			
Dimensiones (Al. x An. x Pr)	280 x 370 x 142							mm
Ruido	< 25							dBA
Peso	7,8					9	10,6	kg
Refrigeración	Convección natural							
Rango de temperatura de trabajo	de -40° a +60°							°C
Grado de protección	IP65 – Exteriores e interiores							

¹⁾ 4600VA en Alemania

²⁾ 7130VA en Alemania

³⁾ Máxima potencia de hasta al menos 50°C. Para más información sobre reducción de la potencia, consultar: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>