

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



UNIVERSITAS
Miguel Hernández



"ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE
VIABILIDAD DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA FRENTE A
FOTOVOLTAICA COMBINADA CON PVT"

TRABAJO FIN DE GRADO

Febrero - 2025

AUTOR: Goi Zarate Cugat

DIRECTOR/ES: Arturo Gil Aparicio

Mario Ortiz Garcia



ÍNDICE

1.INTRODUCCIÓN	9
1.1 Objetivo del trabajo.....	9
1.2 Motivación.....	10
1.3 Contexto Nacional	11
1.4 Marco regulatorio para instalaciones de autoconsumo en España	13
1.5 Organización del documento.....	15
2.INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	15
2.1 Diseño de la instalación.....	15
2.2 Componentes seleccionados.....	16
2.3 Emplazamiento.....	19
2.4 Análisis climatológico.....	20
2.5 Análisis energético.....	22
2.6 Estudio de la configuración geométrica de los módulos.....	23
2.7 Pérdidas por orientación.....	25
2.8 Pérdidas por sombras.....	26
2.9 Dimensionado de cableado.....	28
2.10 Cálculo de protecciones.....	31
2.11 Rentabilidad económica.....	35
3 INSTALACIÓN MIXTA	43
3.1 Clasificación de las instalaciones solares térmicas.....	43
3.2 Tipos de captadores de baja temperatura.....	44
3.3 Tipos de paneles híbridos.....	48
3.4 Consideraciones para instalaciones de baja temperatura.....	49
3.5 Conexionado de los paneles.....	49
3.6 Vaso de expansión.....	51

3.7 Purgador.....	52
3.8 Acumulación.....	53
3.9 Intercambiador de calor.....	55
3.10 Disipadores solares.....	58
3.11 Sistema de control.....	59
3.12 Tipo de instalaciones.....	60
3.13 Estimación de consumo térmico.....	64
3.14 Método de cálculo F - chart.....	66
3.15 Normativa vigente para instalaciones solares térmicas.....	73
3.16 Dimensionado de volumen de acumulación.....	74
3.17 Rentabilidad económica.....	75
3.18 Impacto ambiental.....	77
4 DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS.....	79
4.1 Descripción general de la instalación.....	79
4.2 Normativa de aplicación.....	80
4.3 Equilibrio hidráulico.....	81
4.4 Cálculo del diámetro.....	82
4.5 Materiales.....	84
4.6 Aislamiento.....	85
4.7 Dimensionado de bomba.....	86
5 PRESUPUESTO.....	89
5.1 Retorno de inversión.....	92
6 CONCLUSIÓN.....	95
6.1 Económica.....	96
6.2 Ambiental.....	96
6.3 Mantenimiento	97

ÍNDICE

DE FIGURAS

Figura 1. Representación de las tendencias energéticas.....	11
Figura 2. Mix Energético.....	12
Figura 3. Plano de situación.....	19
Figura 4. Plano de emplazamiento.....	20
Figura 5 : Representación de la distancia mínima entre fila de paneles.....	24
Figura 6. Distribución de los paneles fotovoltaicos.....	24
Figura 7. Distribución de los paneles fotovoltaicos para optimizar mejor el espacio....	25
Figura 8. Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación.....	26
Figura 9. Diagrama de pérdidas por sombras.....	27
Figura 10. Captador solar plano protegido.....	45
Figura 11. Tubos de vacío.....	46
Figura 12. Captador solar cilindro-parabólico compuesto.....	47
Figura 13. Representación de captadores solares conectados en serie.....	50
Figura 14. Representación de captadores solares conectados en paralelo.....	50
Figura 15. Representación del funcionamiento del vaso de expansión.....	51
Figura 16. Representación de la localización y forma del purgador.....	53
Figura 17. Representación de la estratificación.....	54
Figura 18. Representación del funcionamiento de un intercambiador de carcasa y tubos	55
Figura 19. Representación del funcionamiento de un intercambiador de placas.....	56
Figura 20. Representación esquemática del funcionamiento de un intercambiador de tubo aleteado.....	57
Figura 21. Representación esquemática del funcionamiento de un intercambiador de calor regenerativo.....	57

Figura 22. Representación esquemática de un disipador solar.....	59
Figura 23. Representación esquemática de una instalación solar con circuito abierto....	61
Figura 24. Representación esquemática de una instalación solar con circuito cerrado...62	
Figura 25. Representación esquemática de una instalación solar con circulación natural.....	63
Figura 26. Representación esquemática de una instalación solar con circulación forzada.....	63
Figura 27. Esquema de una distribución tipo.....	79
Figura 28. Comparación esquemática de un sistemas con válvulas controladoras de caudal y un sistema con equilibrado hidráulico.....	81
Figura 29. Punto de funcionamiento de bomba de circulación para circuito primario...87	



ÍNDICE

DE TABLAS

Tabla 1. Irradiancia de la ubicación del trabajo.....	21
Tabla 2. Temperaturas de la ubicación del trabajo.....	21
Tabla 3. Estimación de consumo de la vivienda.....	23
Tabla 4. Table pérdidas máximas por inclinación y sombras.....	25
Tabla 5. Tabla de Intensidades máximas admisibles.....	30
Tabla 6. Tabla de cables seleccionados.....	31
Tabla 7. Tabla de especificaciones técnicas del inversor.....	32
Tabla 8. Tabla de selección de curvas de magnetotérmico.....	34
Tabla 9. Temperaturas medias de los módulos durante el año.....	36
Tabla 10. Aportación media de los módulos solares eléctricos.....	37
Tabla 11. Tipos de tarifa ATR.....	38
Tabla 12. Periodos de los precios de electricidad de la tarifa 3.0TD.....	39
Tabla 13. Tabla de consumos medios incluyendo el aporte fotovoltaico.....	40
Tabla 14. Tabla de costes medios de energía sin paneles.....	41
Tabla 15. Tabla de costes medios de energía con paneles.....	41
Tabla 16. Tabla Anexo F del HE (valores de ocupación).....	64
Tabla 17. Tabla Anexo F del HE (temperaturas media de agua de red).....	65
Tabla 18. Características del panel.....	68
Tabla 19. Parámetros para cálculo de energía térmica.....	68
Tabla 20. Parámetro D1.....	69
Tabla 21. Parámetro para el cálculo del parámetro D2.....	70
Tabla 22. Parámetro D2.....	71
Tabla 23. Fracción térmica cubierta por los módulos.....	72
Tabla 24. Energía mensual generada por los módulos.....	73

Tabla 25. Desglose horario de la estimación de consumo de ACS y suelo radiante.....	75
Tabla 26. Desglose horario de la estimación de aporte energético.....	76
Tabla 27. Tabla de costes medios de energía con paneles fotovoltaicos y híbridos.....	77
Tabla 28. Especificación de materiales para tuberías.....	84
Tabla 29 . Especificaciones de aislamiento del RITE para tuberías de agua caliente en el interior.....	85
Tabla 30 . Especificaciones de aislamiento del RITE para tuberías de agua caliente en el exterior.....	86
Tabla 31. Punto de funcionamiento de bomba de circulación para el circuito secundario.....	89
Tabla 32. Presupuesto de la opción de fotovoltaica y PVT.....	89
Tabla 33. Presupuesto de la opción de fotovoltaica.....	91
Tabla 34. Cuenta de resultados de la instalación mixta.....	93
Tabla 35. Cuenta de resultados de la instalación tradicional.....	94
Tabla 36. Tabla del retorno de la inversión del sistema PVT y fotovoltaico.....	94
Tabla 37. Tabla del retorno de la inversión del sistema fotovoltaico.....	95
Tabla 38. Tabla de resumen de inversión.....	95

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DEL TRABAJO

En este proyecto se realizará el cálculo, diseño y evaluación económica de una instalación solar fotovoltaica ubicada en Tarragona, Cataluña. El objetivo principal es estudiar la viabilidad de cubrir el consumo eléctrico de una vivienda unifamiliar mediante energía solar, comparando el retorno económico y la eficiencia energética de una instalación fotovoltaica convencional con una que integre paneles híbridos PVT, los cuales no solo aprovechan la energía eléctrica, sino también la térmica. Asimismo, se diseñará la instalación necesaria para conectar la vivienda a la red eléctrica, permitiendo la exportación de excedentes energéticos y generando una retribución económica adicional.

Este trabajo se enriquece con la experiencia adquirida durante mis prácticas en un estudio de arquitectura, donde participé en el diseño y ejecución de instalaciones para diversos proyectos. Como base para este estudio, he seleccionado un proyecto de vivienda unifamiliar en el que trabajé, ya que, al tratarse de una propiedad de grandes dimensiones, resulta especialmente adecuada para implementar y aprovechar al máximo una instalación de este tipo.

El diseño del proyecto será realizado sobre una vivienda unifamiliar utilizada como residencia habitual durante todo el año. La instalación estará dimensionada para cubrir parte de la demanda eléctrica de la vivienda. El diseño del proyecto contempla la reglamentación necesaria para realizar la conexión de la instalación a la red. Con este proyecto se persigue lograr un consumo energético más limpio, reducir en lo posible la factura de la luz y dar a conocer otros sistemas para el autoconsumo.

La conexión a red nos da un mayor aprovechamiento de la energía generada debido a que en horarios de sol que no estén en la residencia podremos vender esa energía extra aumentando su rentabilidad económica. En estas soluciones no utilizarán baterías, aunque mejorarían la instalación debido a su elevado costo y reducida vida útil en comparación con el resto del equipo.

Con la disminución del precio del kW solar y el aumento de las subvenciones para los sistemas de autoconsumo, la rentabilidad de disponer de estos dispositivos en nuestra casa se ha disparado. Además, esta situación ha dado la posibilidad a más población a elegir si quieren disponer de estas instalaciones, debido a que ahora pueden asumir ese coste.

Hoy en día, la integración de paneles solares fotovoltaicos en los hogares españoles es una tendencia en crecimiento, consolidándose como una solución eficiente y accesible. Esta tecnología ofrece a los ciudadanos la oportunidad de disminuir su impacto ambiental, reduciendo las emisiones de CO₂ y avanzando hacia las metas de sostenibilidad marcadas por la Unión Europea.

1.2 MOTIVACIÓN

La transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente es uno de los mayores desafíos de nuestro tiempo. En este contexto, la energía solar se ha posicionado como una de las soluciones más prometedoras, no solo por su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también por su versatilidad y adaptabilidad a distintas necesidades. Este trabajo se centra en dos tecnologías clave: los paneles solares eléctricos (fotovoltaicos) y los sistemas mixtos, que combinan la generación de electricidad y calor en un mismo dispositivo. La motivación para abordar este tema radica en su potencial para revolucionar el modo en que aprovechamos la energía solar, optimizando recursos y maximizando beneficios tanto económicos como ambientales.

En primer lugar, los paneles solares fotovoltaicos han experimentado un avance espectacular en las últimas décadas, convirtiéndose en una de las fuentes de energía más limpias y eficientes disponibles. Su capacidad para convertir la radiación solar directamente en electricidad los hace ideales para aplicaciones tanto a gran escala, como en plantas solares, como en pequeña escala, como en sistemas de autoconsumo doméstico. Sin embargo, a pesar de su éxito, aún existen desafíos que requieren investigación y desarrollo, como la mejora de la eficiencia de los paneles, la reducción de costes de producción y la integración en redes eléctricas inteligentes. Este trabajo busca profundizar en estos aspectos, explorando las últimas innovaciones tecnológicas y su impacto en la viabilidad económica y ambiental de esta tecnología.

Por otro lado, los sistemas mixtos, también conocidos como sistemas fotovoltaicos-térmicos (PV-T), representan una de las fronteras más interesantes de la investigación en energía solar. Estos sistemas combinan la generación de electricidad y calor en un mismo dispositivo, lo que permite maximizar el aprovechamiento de la radiación solar y optimizar el uso del espacio. A diferencia de los paneles fotovoltaicos convencionales, que solo aprovechan una parte del espectro solar para generar electricidad, los sistemas mixtos capturan el exceso de calor generado por los paneles, que de otro modo se perdería, y lo utilizan para aplicaciones térmicas, como el calentamiento de agua o la climatización de espacios.

Este trabajo pretende evaluar el estado actual de los sistemas mixtos, identificando sus ventajas frente a los sistemas convencionales y analizando su potencial para aplicaciones específicas, como en viviendas unifamiliares, complejos industriales o redes de distrito. Además, se explorarán casos de éxito en los que la implementación de sistemas mixtos ha permitido ahorros significativos en costes energéticos y reducciones en las emisiones de CO₂. También se analizarán los desafíos técnicos y económicos asociados a esta tecnología, como la complejidad de su instalación y mantenimiento, así como las oportunidades para su integración en el mercado energético actual.

La motivación para llevar a cabo este trabajo no solo se basa en el interés científico y técnico, sino también en su relevancia social y ambiental. La transición hacia un modelo energético más sostenible es una necesidad urgente y las tecnologías solares desempeñan un papel crucial en este proceso. A través de este estudio, se busca contribuir al avance del conocimiento en este campo, ofreciendo una visión integral de las distintas opciones disponibles y su potencial para transformar el sector energético.

Además, este trabajo tiene un componente práctico y aplicado, ya que sus conclusiones podrían servir de base para el diseño de políticas públicas, la toma de decisiones empresariales o la implementación de proyectos piloto en comunidades locales. En un mundo cada vez más consciente de la necesidad de actuar frente al cambio climático, la energía solar no es solo una opción técnica, sino también una oportunidad para construir un futuro más justo, equitativo y sostenible. La Figura 1 muestra las vertientes ambientales que se podrían llegar a tomar.



Figura 1. Representación de las tendencias energéticas

1.3 CONTEXTO NACIONAL

En las últimas décadas España ha experimentado una transformación radical en su modelo energético, y la energía solar ha emergido como uno de los pilares fundamentales de esta transición. Históricamente, el país dependía en gran medida de fuentes no renovables como el carbón y el gas natural, complementadas con la energía nuclear y la hidráulica. Sin embargo, desde la firma del Protocolo de Kioto en 1997 y, más recientemente, con el Pacto Verde Europeo (2019), España ha acelerado su apuesta por las energías renovables, situándose a la vanguardia en el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

La energía solar ha experimentado un crecimiento espectacular en los últimos años, impulsada por una combinación de factores tecnológicos, económicos y políticos. España, gracias a su privilegiada ubicación geográfica y a sus más de 2.500 horas de sol anuales en muchas regiones, cuenta con uno de los mayores potenciales solares de Europa. Este recurso natural, sumado a la caída drástica en los costes de los paneles fotovoltaicos y a las políticas de apoyo a las renovables, ha permitido que la energía

solar se consolide como una de las fuentes de generación eléctrica más competitivas y sostenibles del país.

En la última década, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en España ha crecido de manera exponencial. Según datos de Red Eléctrica de España (REE), en 2023 la potencia solar fotovoltaica superó los 20.000 MW, lo que representa un aumento significativo respecto a los apenas 4.000 MW registrados en 2015. Este crecimiento ha sido posible gracias a la instalación de grandes plantas solares, como las ubicadas en Extremadura, Andalucía y Castilla-La Mancha, regiones que se han convertido en auténticos referentes nacionales en la producción de energía solar. Llegando a un 8,1 % del total de la energía generada este 2024 como se muestra en la Figura 2.

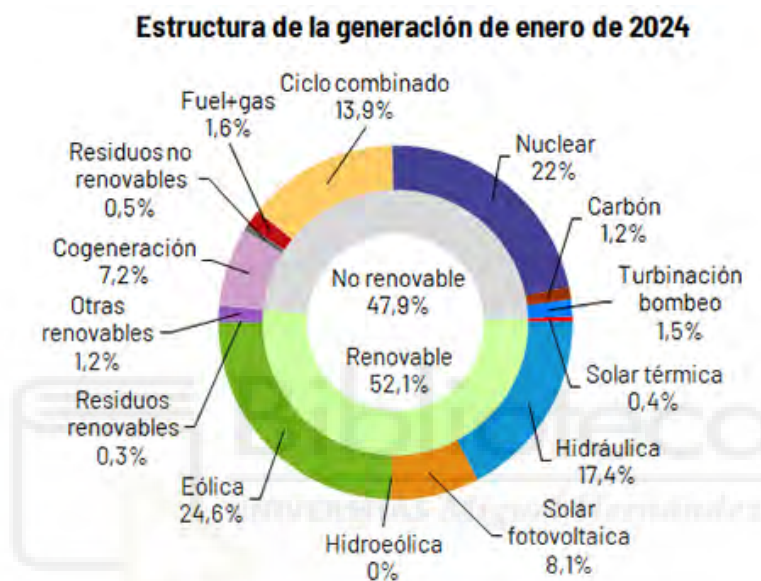


Figura 2. Mix Energético

Uno de los hitos más destacados en este ámbito fue la subasta de renovables celebrada en 2021, donde se adjudicaron más de 3.000 MW de energía solar fotovoltaica a precios récord, demostrando la competitividad de esta tecnología frente a las fuentes convencionales. Además, el auge del autoconsumo ha sido otro factor clave en la expansión de la energía solar. Gracias a la eliminación del llamado "impuesto al sol" y a la simplificación de los trámites administrativos, cada vez más hogares, empresas y comunidades optan por instalar paneles solares en sus tejados, reduciendo su dependencia de la red eléctrica y contribuyendo a la descentralización del sistema energético.

La innovación tecnológica también ha jugado un papel crucial en la mejora de la eficiencia y la rentabilidad de la energía solar. Los avances en el diseño de paneles fotovoltaicos, como los de doble cara o los que incorporan sistemas de seguimiento solar, han permitido maximizar la captación de radiación y aumentar la producción de energía. Asimismo, el desarrollo de sistemas de almacenamiento, como las baterías de ion-litio, está ayudando a resolver uno de los principales desafíos de la energía solar: su intermitencia. Estas soluciones permiten almacenar el exceso de energía generado

durante las horas de sol para utilizarlo durante la noche o en días nublados, mejorando la estabilidad del sistema eléctrico.

A nivel macro, la energía solar está contribuyendo de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en España. Según datos recientes, la generación solar fotovoltaica evitó la emisión de millones de toneladas de CO₂ en 2022, consolidándose como una herramienta clave para cumplir con los objetivos del Pacto Verde Europeo y alcanzar la neutralidad climática en 2050.

Sin embargo, el despliegue masivo de la energía solar no está exento de desafíos. Uno de los principales es la necesidad de adaptar la red eléctrica para gestionar la creciente aportación de esta fuente intermitente. Para ello, se están llevando a cabo inversiones en infraestructuras de transporte y distribución, así como en sistemas inteligentes de gestión de la demanda. Otro reto es la ocupación del territorio, ya que las grandes plantas solares requieren extensiones considerables de terreno, lo que puede generar conflictos con otros usos del suelo, como la agricultura o la conservación de la biodiversidad.

En este sentido, se están explorando soluciones innovadoras, como la agrovoltaica, que combina la producción agrícola con la generación de energía solar en una misma superficie, o la instalación de paneles solares en embalses y otras infraestructuras existentes. Estas iniciativas no solo optimizan el uso del espacio, sino que también contribuyen a la sostenibilidad del modelo energético.

1.4 MARCO REGULATORIO PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

La generación fotovoltaica en España está regulada por un conjunto de normativas y leyes que buscan fomentar el desarrollo de las energías renovables, garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico y facilitar la integración de esta tecnología tanto en grandes plantas como en pequeñas instalaciones de autoconsumo. A continuación, se detallan las legislaciones más relevantes y su impacto en el sector.

Real Decreto 244/2019: Regulación del Autoconsumo

Este decreto establece las bases para el autoconsumo de energía eléctrica, diferenciando entre modalidades de autoconsumo con excedentes y sin excedentes. Además, introduce el concepto de compensación de excedentes, que permite a los usuarios recibir descuentos en su factura eléctrica por la energía sobrante vertida a la red. Su impacto radica en facilitar la adopción de instalaciones fotovoltaicas en hogares y empresas al simplificar trámites administrativos y técnicos. También permite reducir los costes energéticos de los usuarios gracias al autoconsumo compartido y la compensación de excedentes, incentivando el uso de energía renovable y mejorando la independencia energética.

Real Decreto 413/2014: Régimen Jurídico de Producción de Energía Eléctrica

Este decreto define el marco jurídico para las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos, incluyendo la generación fotovoltaica. Detalla aspectos como la inscripción en los registros de régimen retributivo específico y los criterios para acceder a primas adicionales en proyectos renovables. Esto establece los requisitos técnicos y administrativos para operar instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, regula las retribuciones específicas que incentivan inversiones en energías renovables y fomenta la estabilidad del mercado renovable al garantizar un marco predecible para los promotores.

Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

Esta ley establece las bases del sistema eléctrico español, incluyendo la generación, distribución y comercialización de energía. Define las obligaciones de los generadores fotovoltaicos y los derechos de los consumidores. Su impacto incluye la regulación de las conexiones a la red eléctrica para garantizar la integración de la generación renovable, el establecimiento de tarifas y peajes de acceso relacionados con el transporte y distribución de la energía producida, y la aseguración de la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, equilibrando los intereses de todos los agentes del mercado.

Real Decreto-Ley 15/2018: Medidas Urgentes para la Transición Energética

Este decreto-ley eliminó el "impuesto al sol" y simplificó los procedimientos administrativos para instalaciones renovables. Además, impulsó medidas para acelerar la transición energética y el uso de energías limpias. Su impacto fue la reducción significativa de las barreras económicas y burocráticas para el autoconsumo fotovoltaico, incentivando a particulares y empresas a instalar paneles solares al eliminar cargas económicas como el peaje de respaldo, e impulsando la competitividad de las energías renovables en el mercado eléctrico español.

Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética

Esta ley establece objetivos nacionales vinculantes para la descarbonización de la economía, incluyendo un marco estratégico para el desarrollo de energías renovables. Obliga a las administraciones públicas a facilitar la integración de renovables en la planificación energética. Su impacto incluye la promoción de la instalación de fotovoltaica como parte esencial para alcanzar el objetivo de neutralidad climática en 2050, el incentivo al despliegue de renovables mediante planificación territorial y simplificación de procedimientos, y el aumento de la presión normativa sobre sectores no renovables, fomentando un mercado más favorable para las fotovoltaicas.

Normativa Europea: Directiva 2018/2001 (RED II)

Esta directiva europea, transpuesta al marco español, fomenta el uso de energías renovables y establece el derecho al autoconsumo y las comunidades energéticas. Obliga a los Estados miembros a garantizar un marco jurídico favorable para la generación renovable distribuida. Su impacto radica en la introducción del concepto de comunidades energéticas renovables, que fomenta la generación compartida entre

ciudadanos, el establecimiento de la obligación de reducir barreras administrativas para instalaciones renovables de pequeña escala, y el refuerzo de la sostenibilidad del sistema energético y la participación ciudadana.

Orden ITC/1559/2010 y otros Estándares Técnicos

Esta normativa define los procedimientos técnicos y de conexión para instalaciones fotovoltaicas, incluyendo requisitos de calidad, seguridad y operación en la red. Su impacto garantiza la seguridad y fiabilidad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, asegurando la integración eficiente de la generación renovable en el sistema eléctrico

1.5 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

Este documento se organizará en dos grandes bloques temáticos. En primer lugar, se abordará la instalación eléctrica, comenzando por el diseño de la instalación y la selección de sus componentes clave, para luego profundizar en el diseño de las protecciones necesarias y calcular el ahorro anual en comparación con no disponer de dicha instalación.

En el segundo apartado, se describirá y diseñará la parte térmica, exclusiva del sistema híbrido (PVT). Aquí se analizará la diferencia en la factura eléctrica entre ambos sistemas y se evaluará su impacto ecológico. Además, se detallará el diseño de la parte de fontanería requerida para la instalación térmica, incluyendo el dimensionado de tuberías, bombas de circulación y otros elementos necesarios.

Finalmente, se realizará una comparación económica entre las dos soluciones propuestas, evaluando su viabilidad financiera y su eficiencia tanto energética como ambiental. Esta estructura permitirá una comprensión clara y ordenada de las ventajas y desventajas de cada sistema, facilitando la toma de decisiones informada.

2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

2.1 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Para esta instalación fotovoltaica en particular, se dimensionará una potencia que cubra entre el 40% y el 50% de la demanda energética de la vivienda. Además, con el objetivo de garantizar una comparación justa y precisa entre los dos sistemas analizados (fotovoltaico convencional y PVT), se utilizará la misma marca de paneles tanto para los módulos fotovoltaicos como para los paneles híbridos fotovoltaico-térmicos (PVT).

En cuanto al inversor, se ha seleccionado la marca Huawei, reconocida como una de las mejores en el mercado debido a su innovación tecnológica, fiabilidad y alta eficiencia. Esta elección asegura un rendimiento óptimo y una integración adecuada con los paneles, maximizando la producción energética de la instalación.

2.2 COMPONENTES SELECCIONADOS

Módulo solar fotovoltaico

El módulo seleccionado para la instalación ha sido Panel solar DualSun FLASH 425 Shingle Black. Se trata de un módulo monocristalino compuesto por 320 células solares con unas dimensiones de 1899 x 1096 x 30 mm. La selección de dicho módulo se ha debido principalmente para hacer la comparación lo más justa posible debido a que no hay muchas marcas que produzcan paneles híbridos. Su eficiencia es de 20,4% la cual está dentro de la media (19-22%).

Los parámetros relevantes para el diseño del generador fotovoltaico son los siguientes:

- Potencia nominal (WP): 425 W.
- Tensión nominal (VMP): 36,0 V.
- Intensidad nominal (IMP): 11,81 A.
- Tensión de circuito abierto (VOC): 43,4 V.
- Intensidad de cortocircuito (ISC): 12,56 A.
- Fusible de serie máxima: 25 A.
- Máx. tensión del sistema: 1500 V VDC.
- Coef. potencia-temperatura: $-0,34\% / ^\circ\text{C}$.
- Coef. tensión-temperatura: $-0,27\% / ^\circ\text{C}$.
- Coef. intensidad-temperatura: $0,04\% / ^\circ\text{C}$.

-Módulo solar fotovoltaico y térmico

Los parámetros relevantes para el diseño del generador fotovoltaico son los siguientes:

- Potencia nominal (WP): 425 W.
- Tensión nominal (VMP): 36,0 V
- Intensidad nominal (IMP): 11,81 A.
- Tensión de circuito abierto (VOC): 43,4 V.
- Intensidad de cortocircuito (ISC): 12,56 A.
- Fusible de serie máxima: 25 A.
- Máx. tensión del sistema: 1500 V VDC.
- Coef. potencia-temperatura: $-0,34\% / ^\circ\text{C}$
- Coef. tensión-temperatura: $-0,27\% / ^\circ\text{C}$.
- Coef. intensidad-temperatura: $0,04\% / ^\circ\text{C}$.

Los parámetros relevantes para el diseño del generador térmico son los siguientes:

- Energía térmica: 418 Wth/m²
- Área del solar captor: 2,08 m²
- Volumen del intercambiador: 5 L
- Presión máxima de trabajo 1,5 bar

-Caída de presión

Retrato

Paisaje

(Pa mmH20)	a 60 L/h	186 19	441 45
	a 100 L/h	461 47	961 98

	No aislado	Aislado
Temperatura de estagnación	80°C	90°C
Eficiencia óptica a_0	40.5 %	39.07 %
Coefficiente a_1	15.9 W/K/m ²	8.6 W/K/m ²
Coefficiente a_2	0 W/(m ² .K ²)	0 W/(m ² .K ²)

Inversor

La selección del inversor se ha realizado una vez conocida la potencia pico mínima del generador fotovoltaico para cubrir la demanda bajo condiciones STC. Para la instalación que cubre el 100% de la demanda se ha seleccionado el SUN2000 -12KTL-M2 de Huawei. Los parámetros relevantes del inversor para el diseño de la instalación teniendo en cuenta las protecciones necesarias que se elegirán más adelante son los siguientes:

- Entrada (CC):
 - Potencia máxima del generador FV: 18 kWp.
 - Rango de tensión MPP: 160-950 V.
 - Tensión máxima de CC: 1080 V.
 - Número de MPP Trackers: 2
 - Corriente máxima nominal: 27 A para cada una de las dos entradas MPPT.
 - Corriente máxima de cortocircuito: 39 A para cada una de las dos entradas MPPT.

- Salida (CA):
 - Potencia nominal: 12 kW.
 - Máxima potencia de salida: 13,2 kW.
 - Corriente máxima nominal: 18,2 A/17,3A.
 - Corriente máxima: 20 A
 - Rango de voltaje de la red: 220/380 VAC, 230/400 VAC.
 - Frecuencia nominal de la red: 50-60 Hz.
 - Rendimiento máximo: 98.5%.
 - Rendimiento EU: 98,0%.
 - Grado de protección: IP65.
 - Intervalo de temperatura ambiente: -25 ~ +60°C.

Estructura y fijación de los módulos fotovoltaicos

Para reducir los costes de instalación se ha diseñado la instalación con una inclinación típica de 30° y no la óptima. El kit de estructura seleccionado ha sido el de estructura para soporte para tejados cuya inclinación es menor de 5° SUNFER 9v2-2FV. Las características principales de la estructura de soporte son las siguientes:

- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas.
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Medidas máximas de los paneles: 2279 x 1150mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.
- Inclinación estándar 15o y 30o.
- Viento: Hasta 150 km/h.
- Materiales:
- Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
- Tornillería de acero inoxidable A2-70
- Fijación: Correa metálica. Teja/Tablero de hormigón.

Las medidas del panel FLASH 425 W seleccionado cumple con los tamaños máximos del soporte. Serán necesarios tantos soportes como paneles se seleccionen más adelante. El fabricante ofrece la opción de kits desde 1 hasta 6 módulos.

Intercambiador de Calor

Para el sistema con paneles PVT necesitaremos un intercambiador de calor de baja potencia para poder aprovechar ese calor. He seleccionado SWEP B10T debido a que está diseñado para este tipo de instalaciones de bajo caudal y bajas presiones.

- Material: Acero inoxidable con soldadura de cobre.
- Presión máxima: Hasta 30 bar.
- Temperatura máxima: 150 °C.
- Caudal: Maneja caudales adecuados para sistemas pequeños y medianos, siendo su máximo 1000 L/h
- Dimensiones: Compactas, con variaciones según el modelo y el número de placas 10.
- Conexiones: Opciones de rosca de 1" y otros formatos, según la configuración elegida.

2.3 EMPLAZAMIENTO

El proyecto se llevará a cabo en la cubierta de una vivienda unifamiliar que será situada en Camarles en el municipio de Tarragona en Cataluña. Sus coordenadas son $40^{\circ}46'42''\text{N}$ $0^{\circ}40'40''\text{E}$. A continuación, se adjuntan el mapa extraído de Google Earth Pro:

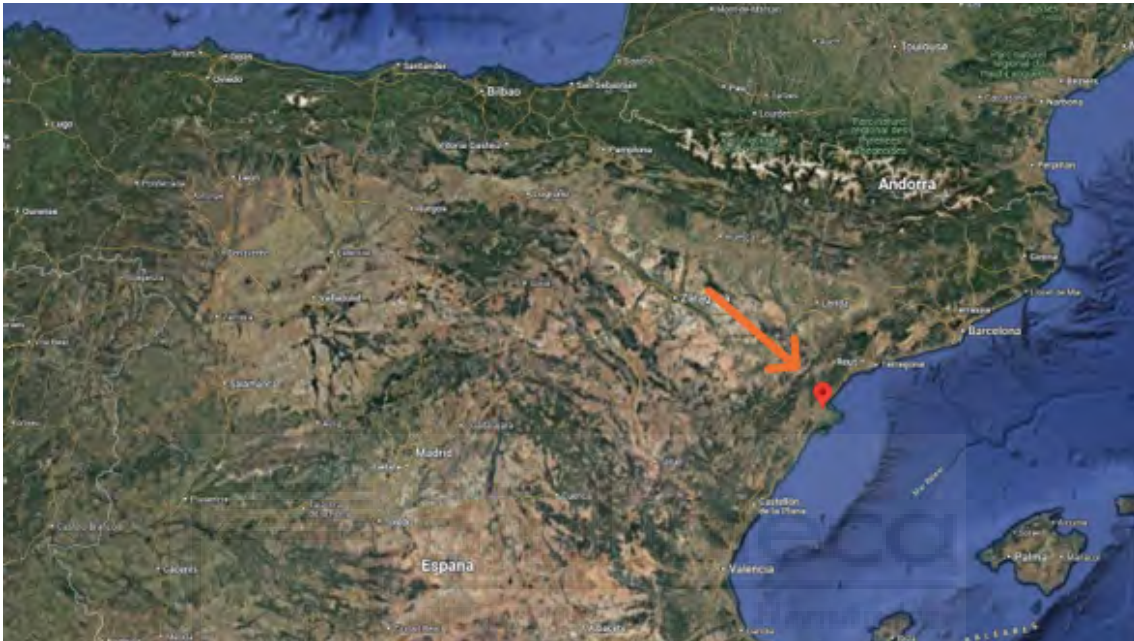


Figura 3. Plano de situación



Figura 4. Plano de emplazamiento

2.4 ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO

La provincia de Tarragona situada en el nordeste de España tiene un clima mediterráneo, las temperaturas son suaves en invierno, con medias de 8 °C a 14 °C, y cálidas en verano, oscilando entre 20 °C y 30 °C, aunque pueden superar los 35 °C en olas de calor. La humedad relativa, influida por la proximidad al mar, es elevada durante todo el año, situándose entre el 60 % y 80%. En los próximos apartados se tratarán las variables climatológicas que afectan a la estimación del consumo de la vivienda, las características del diseño y su dimensionamiento.

IRRADIANCIA

Esta instalación va a ser dimensionada por la irradiación incidente en la instalación. Para poder hacer un mejor ajuste del tamaño de la instalación se analizará el mayor número de datos posibles. Se han sacado los datos de irradiación medios de la base de datos PVGIS-SARAH3 para una inclinación de 30° y una orientación de -60° (Sur) aunque la orientación no sea la más óptima el cliente quiere intentar mantener la estética de su vivienda lo máximo posible.

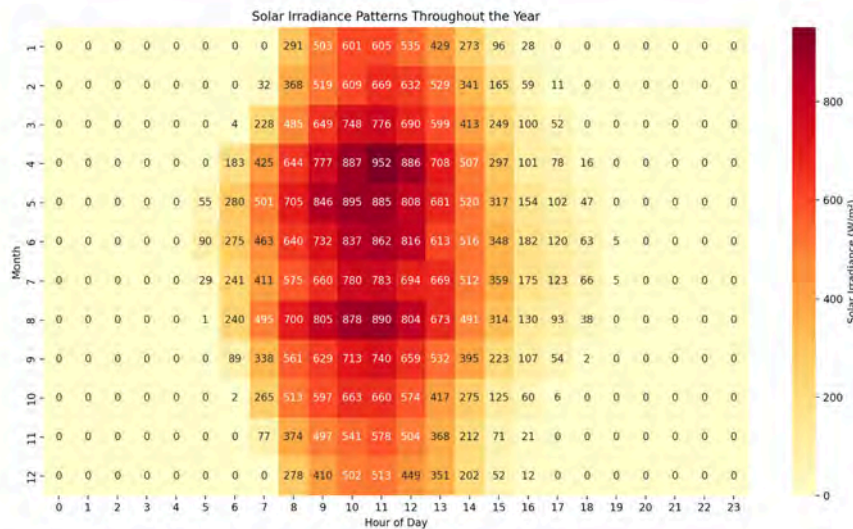


Tabla 1. Irradiancia de la ubicación del trabajo

TEMPERATURA

La temperatura es uno de los parámetros más importantes, debido a que el rendimiento de los paneles fotovoltaicos tiene una alta correlación con la temperatura. Por ello se ha extraído esta tabla del AEMET de la ciudad con la estación climatológica más cercana que en nuestro caso es la de Tortosa con número de serie 9981^a.

Mes	Tmedia	Tmax	Tmin	H	HdS	DD
Enero	8.3	13.3	3.4	82	152	5.9
Febrero	9.2	14.4	4.2	75	163	7.2
Marzo	11.4	16.7	5.9	71	189	9.1
Abril	13.9	19.9	8.2	64	202	10
Mayo	17.3	23.8	11.2	65	243	13.2
Junio	22.2	29.2	14.9	61	285	20.1
Julio	25.3	31.9	18.6	54	311	25.3
Agosto	25.1	31.5	17.9	60	299	22.9
Septiembre	21.7	28.6	14.7	63	231	16.3
Octubre	17.4	23.1	12.2	72	178	8.7
Noviembre	12.3	17.3	6.8	75	152	6.2
Diciembre	8.9	14.1	4.3	81	139	5.3

Tabla 2. Temperaturas de la ubicación del trabajo

Leyenda:

-T: Temperatura media mensual/anual (°C).

-Tmax: Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C).

-Tmin: Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C).

-H: Humedad relativa media (%).

-DD: Número medio mensual/anual de días despejados.

-I: Número medio mensual/anual de horas de sol

2.5 ANÁLISIS ENERGÉTICO

Al tratarse de una vivienda que aún no ha sido construida y que, por motivos de privacidad, ha sido trasladada a otra ubicación, es necesario realizar una estimación de consumo para poder hacer una comparación económica. Tarragona cuenta con inviernos suaves y veranos cálidos, lo que influye directamente en el uso de la calefacción y el aire acondicionado. Durante el invierno, aunque las temperaturas no suelen ser extremadamente bajas, es probable que se utilice la calefacción de forma moderada, especialmente por las mañanas y al atardecer. En los meses de verano, el uso del aire acondicionado puede ser considerable, sobre todo durante las horas centrales del día, cuando el calor es más intenso. En primavera y otoño, el clima tiende a ser más templado, lo que reduce significativamente la necesidad de utilizar estos sistemas. Este comportamiento climático tiene un impacto directo en el consumo eléctrico, que tiende a aumentar en invierno y verano, mientras que en las estaciones intermedias es probable que disminuya de manera notable.

Para adaptar la estimación, mantendremos la división del día en franjas horarias, pero ajustaremos los porcentajes de uso según la estacionalidad. Por ejemplo, en invierno se puede suponer un mayor uso de calefacción entre las 18:00 y las 22:00, aumentando el porcentaje de uso en estas horas al 80%-90%. En verano, el aire acondicionado puede representar un 70%-80% de la capacidad instalada durante las horas más calurosas, entre las 12:00 y las 18:00. Durante primavera y otoño, el consumo podría mantenerse estable, con una media del 50% de uso en las horas punta.

El consumo diario, por tanto, varía dependiendo del mes. Por ejemplo, en enero, con mayor uso de calefacción, y en julio o agosto, con un uso intensivo de aire acondicionado, el consumo diario promedio podría superar los 260 kWh estimados previamente. En contraste, en meses como abril y octubre, cuando el clima es más templado, el consumo podría reducirse a 200-220 kWh diarios. Estos ajustes estacionales pueden incorporarse al cálculo mensual y anual para obtener una estimación más precisa del consumo en Tarragona.

En la tabla 3 se mostrará la estimación horaria del consumo eléctrico, en kWh, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas. En la última fila se incluye el consumo total diario.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00-01:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
01:00-02:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
02:00-03:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
03:00-04:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
04:00-05:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
05:00-06:00	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0	2,3	2,5	2,5	2,3	2,0	2,3	2,3
06:00-07:00	15,9	15,1	13,6	12,9	11,3	10,6	12,9	12,9	11,3	12,9	15,1	15,9
07:00-08:00	15,9	15,1	13,6	12,9	11,3	10,6	12,9	12,9	11,3	12,9	15,1	15,9
08:00-09:00	15,9	15,1	13,6	12,9	11,3	10,6	12,9	12,9	11,3	12,9	15,1	15,9
09:00-10:00	6,8	6,4	6,0	5,7	4,5	4,5	6,8	6,8	6,0	5,7	6,4	6,8
10:00-11:00	6,8	6,4	6,0	5,7	4,5	4,5	6,8	6,8	6,0	5,7	6,4	6,8
11:00-12:00	6,8	6,4	6,0	5,7	4,5	4,5	6,8	6,8	6,0	5,7	6,4	6,8
12:00-13:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
13:00-14:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
14:00-15:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
15:00-16:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
16:00-17:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
17:00-18:00	11,3	10,6	10,2	9,8	9,1	11,3	15,9	15,9	11,3	9,8	10,6	11,3
18:00-19:00	20,4	19,3	18,1	17,0	15,9	15,9	20,4	20,4	18,1	17,0	19,3	20,4
19:00-20:00	20,4	19,3	18,1	17,0	15,9	15,9	20,4	20,4	18,1	17,0	19,3	20,4
20:00-21:00	20,4	19,3	18,1	17,0	15,9	15,9	20,4	20,4	18,1	17,0	19,3	20,4
21:00-22:00	20,4	19,3	18,1	17,0	15,9	15,9	20,4	20,4	18,1	17,0	19,3	20,4
22:00-23:00	6,8	6,4	6,0	5,7	4,5	4,5	6,8	6,8	6,0	5,7	6,4	6,8
23:00-00:00	6,8	6,4	6,0	5,7	4,5	4,5	6,8	6,8	6,0	5,7	6,4	6,8
	244,9	231,7	218,5	206,0	186,7	199,6	264,6	264,6	218,5	206,0	231,7	244,9

Tabla 3. Estimación de consumo eléctrico de la vivienda en kWh

2.6 ESTUDIO DE LA CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA DE LOS MÓDULOS

Ahora se va a hacer un análisis del espacio disponible en la cubierta de la vivienda, la cual está orientada hacia el sureste con un ángulo de -60° . Lo primero es calcular la distancia mínima entre las filas de los módulos, esto nos dará el número máximo de paneles que la cubierta puede disponer.

Distancia mínima entre módulos

Para poder conectarnos a Red deberemos seguir las directrices del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Este pliego se recomienda que se garantice por los menos 4h de sol durante el solsticio de invierno y para cumplir esta condición se deberá garantizar una distancia mínima igual al producto de proyección del panel sobre el plano vertical por un factor adimensional dependiente de la latitud de la instalación. Esto se puede ver representado en la Figura 5.

- Cálculo del factor adimensional k:

$$k = 1/\tan(61^{\circ} - \text{latitud}) = 2,7475$$

- Cálculo de la distancia mínima d:

$$d = k \cdot h = 2,7475 \cdot 1,69 \cdot \text{sen}(30^{\circ}) = 2,32 \text{ m}$$

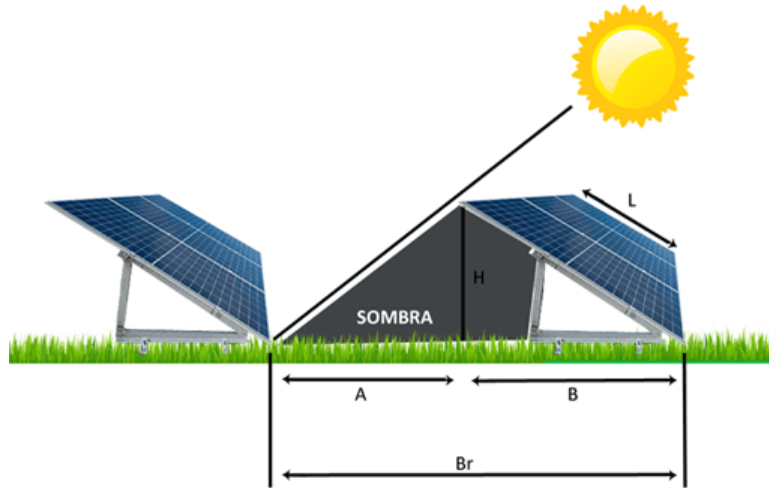


Figura 5 : Representación de la distancia mínima entre fila de paneles

Número máximo de paneles

Las dos tipologías de paneles seleccionados tienen las mismas dimensiones 1899 x 1096 mm. Por demanda del cliente los paneles van a seguir la orientación del edificio que aunque tengan una mayor pérdida se puede hacer una mejor distribución. La distribución final va a ser de 28 paneles como se muestra en la Figura 6.

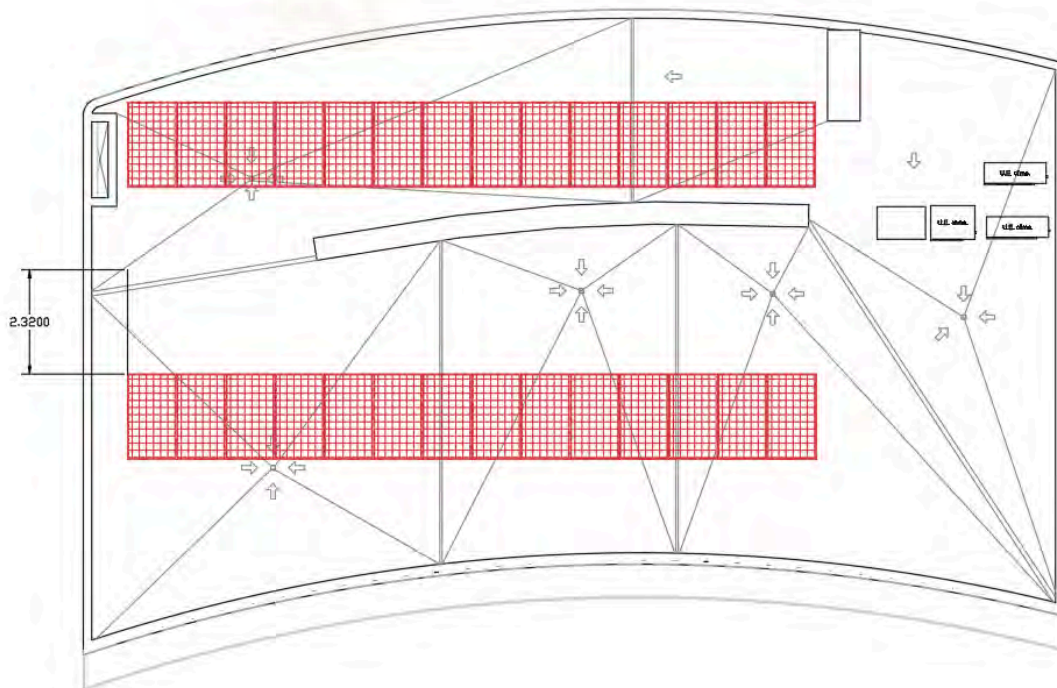


Figura 6. Distribución de los paneles fotovoltaicos

Pero la máxima cantidad de paneles para este tejado, con esta orientación sería de 31 paneles con una potencia de 13175 W eléctrica. Con la distribución que se muestra en la Figura 7.

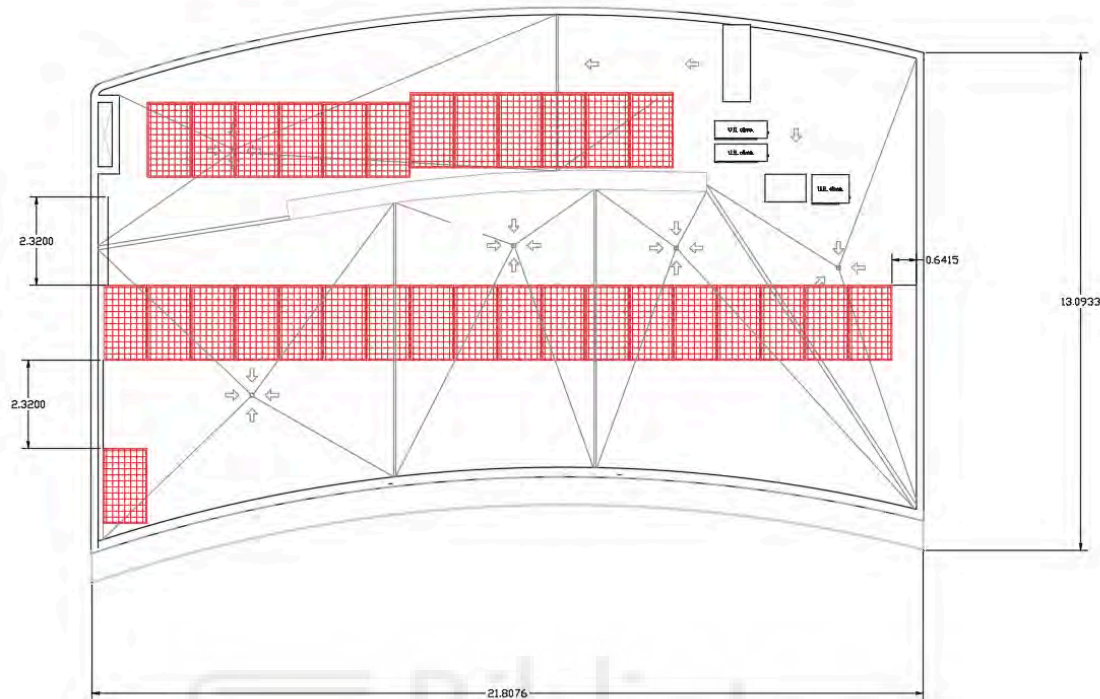


Figura 7. Distribución de los paneles fotovoltaicos para optimizar mejor el espacio

2.7 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN

Al no estar en la orientación o inclinación óptima el IDAE nos marca unos valores máximos de pérdidas que podemos alcanzar. En nuestro caso tendremos que usar la gráfica para una latitud de 41°. Nuestro caso se encuentra en el caso general que tiene como máximo un 10% de pérdidas.

Caso	Orientación e Inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración Arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 4. Tabla de pérdidas máximas por inclinación y sombras

Como muestra la Figura 8 nos encontramos en el borde que cambia de 95%-90% y 90%-80% es decir que estamos justo en el límite de pérdidas. Por lo tanto la distribución anterior es válida.

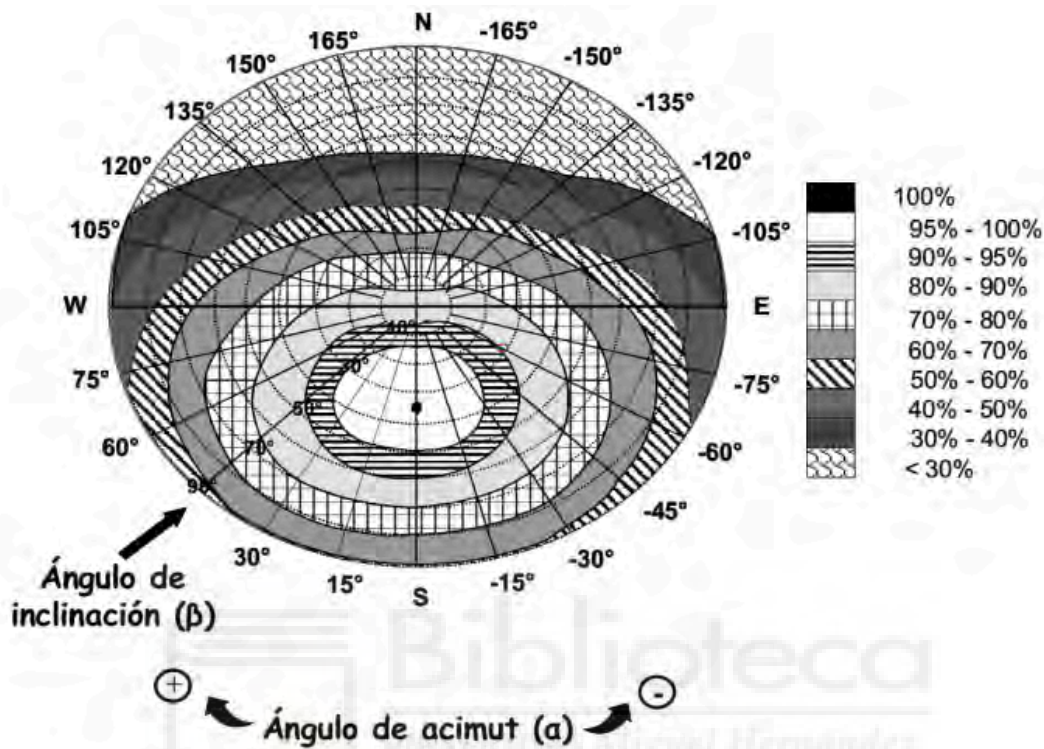


Figura 8. Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación

2.8 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Esta vivienda tiene la cubierta a 7,79 m de altura sobre la cota de suelo debido a que es una vivienda de 3 plantas (1 por debajo de la cota de suelo y 2 por encima). Además, al ser una vivienda alejada de la ciudad, no tiene problemas en relación con la generación de sombras de edificios contiguos. Por lo tanto, dado que no hay obstáculos que interfieran con la radiación solar, se considera que el porcentaje de pérdidas por sombra es del 0%.

Estas pérdidas se expresan como un porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la superficie de los paneles en condiciones ideales, es decir, sin la presencia de sombras. Para calcularlas, es necesario comparar el perfil de obstáculos que podrían afectar a la superficie con el diagrama de trayectorias del sol. A continuación, se detallan los pasos para realizar este análisis:

1. Localización de obstáculos:
 En primer lugar, se identifican los principales obstáculos que podrían afectar a la superficie de los paneles. Estos se definen en términos de sus coordenadas de

posición acimut (ángulo de desviación respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación respecto al plano horizontal).

2. Representación del perfil de obstáculos:

Una vez identificados, se representa el perfil de obstáculos en un diagrama que muestra la trayectoria del sol a lo largo del año. Este diagrama es válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Para las Islas Canarias, el diagrama debe ajustarse desplazándose 12° en sentido vertical ascendente.

La trayectoria del sol se divide en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después). Cada porción se identifica con una letra y un número (A1, A2, ..., D14) y representa el recorrido del sol durante un período de tiempo específico (una hora a lo largo de varios días). Cada una de estas porciones contribuye de manera diferente a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Un ejemplo de este diagrama se puede ver en la Figura 9.

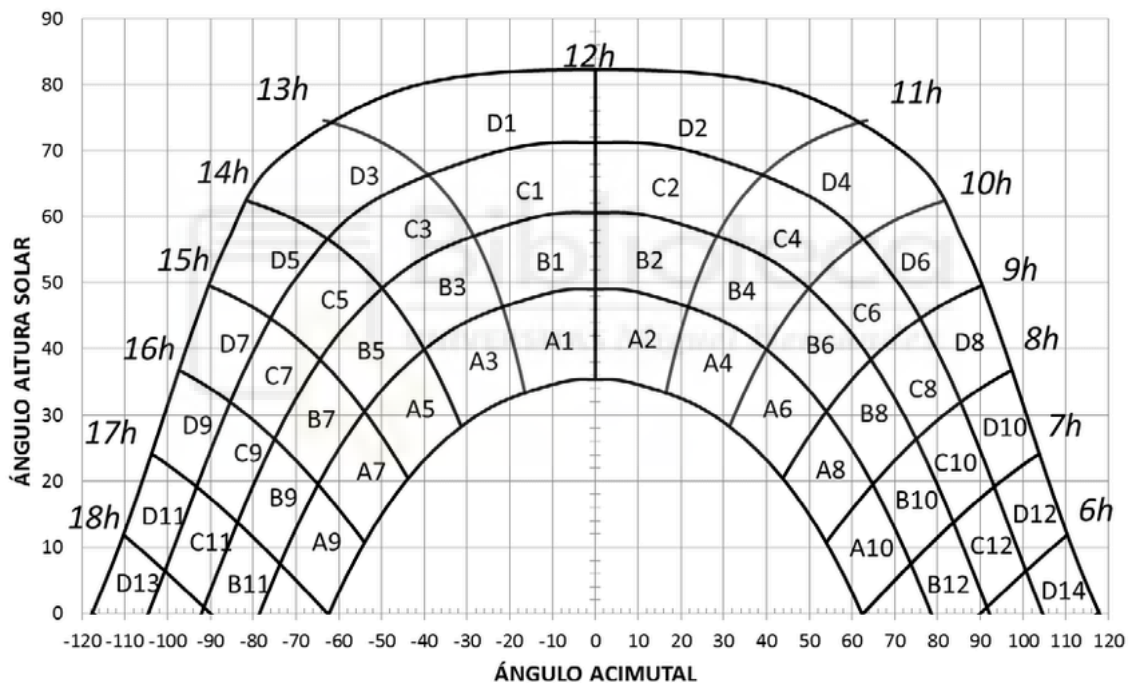


Figura 9. Diagrama de pérdidas por sombras

3. Cálculo de las pérdidas por sombreado:

Si un obstáculo cubre total o parcialmente una de estas porciones, se produce una pérdida de irradiación solar. Para calcular esta pérdida, se suman las contribuciones de las porciones que resultan ocultas por el perfil de obstáculos. En caso de ocultación parcial, se utiliza un factor de llenado (fracción oculta respecto al total de la porción) que puede ser 0,25, 0,50, 0,75 o 1, dependiendo de la magnitud de la sombra proyectada.

4. Selección de la tabla de referencia:

El Código Técnico de la Edificación (CTE) incluye tablas de referencia en su anexo B, que corresponden a superficies con diferentes ángulos de inclinación (β) y orientación (α). Es necesario seleccionar la tabla que más se ajuste a las características de la superficie en estudio. Cada casilla de la tabla indica el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente fuera interceptada por un obstáculo.

2.9 DIMENSIONADO DE CABLEADO

En este apartado se va a decidir el conexionado de la instalación fotovoltaica. Este paso es crucial para determinar la sección de cableado adecuada que debe llevar la instalación, asegurando que los cables puedan manejar la corriente generada por los paneles sin sobrecalentamiento y minimizando las pérdidas de energía.

1. Configuración de Strings

El inversor Huawei SUN2000-12KTL-M2 tiene:

- Máx. potencia fotovoltaica recomendada: 18.000 Wp
- Máx. voltaje de entrada: 1.080 V
- Rango MPPT: 360 - 850 V
- Máx. corriente por MPPT: 27 A
- Número de MPPT: 2

El panel solar DualSun FLASH 425 Shingle Black tiene:

- Potencia nominal (WP): 425 W.
- Tensión nominal (VMP): 36,0 V
- Intensidad nominal (IMP): 11,81 A.
- Tensión de circuito abierto (VOC): 43,4 V.
- Intensidad de cortocircuito (ISC): 12,56 A.

Con 28 paneles 425 W:

Potencia total: $28 \times 425 \text{ W} = 11.900 \text{ W}$ (dentro del límite del inversor).

Se pueden hacer dos strings de 14 paneles cada uno.

Cálculos por string (14 paneles en serie):

- Voc total = $14 \times 43,4 \text{ V} = 607,6 \text{ V}$ (dentro del límite de 1,080 V).
- Vmpp total = $14 \times 36,0 \text{ V} = 504 \text{ V}$ (dentro del rango MPPT).
- Imp por string = 11,81 A.
- Isc por string = 12,56 A.

Según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40, en España se establecen límites específicos para la caída

de tensión en instalaciones fotovoltaicas. En el lado de corriente continua (CC), que abarca desde los paneles solares hasta el inversor, la caída de tensión no debe superar el 1.5%. De igual manera, en el lado de corriente alterna (CA), comprendido entre el inversor y el punto de conexión a la red, se permite una caída máxima del 1.5%. Estos valores garantizan una eficiencia adecuada y el cumplimiento normativo en el diseño de las instalaciones.

Criterio térmico CC:

Para seleccionar correctamente un cable para la instalación, es necesario conocer primero la intensidad máxima que el cable debe soportar. En el caso de una instalación fotovoltaica, aunque la mayor parte del cableado está expuesto a la intemperie, existe un tramo que ingresa a la vivienda a través de tubo empotrado en obra. Dado que esta condición es más restrictiva, se tomará como referencia para el dimensionado del cable. Se muestran las formas de llevar un cableado en la Figura 5.

La intensidad máxima sería la de cortocircuito pero habría que aplicarle 1.25 como factor de seguridad.

$$I_b = I_{sc} = 12,56 \text{ A}$$

$$I_b' = I_b \times 1,25 = 15,7 \text{ A}$$

Sabiendo la intensidad máxima que va a soportar el cable nos vamos a la tabla facilitada por la ITC 19 del Reglamento de baja tensión a la B2 que es nuestra casuística. Se va a probar si el cable PV1-F de 4mm² que es un cable especializado para este tipo de instalación.

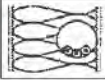
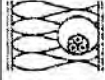






A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes.		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.						3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D.								3x PVC		3x XLPE o EPR	
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35	77	86	96	104	110	119	131	144	154	205	
		50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
		70			149	160	171	188	202	224	244	321	
		95			180	194	207	230	245	271	296	391	
		120			208	225	240	267	284	314	348	455	
		150			236	260	278	310	338	363	404	525	
		185			268	297	317	354	386	415	464	601	
		240			315	350	374	419	455	490	552	711	
		300			360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 5. Tabla de Intensidades máximas admisibles

El cable es un XLPE y como se puede observar la intensidad máxima admisible es de 38A

$$I_z \geq I_{b'}$$

Caída de tensión en CC:

$$\Delta V = (2 \times L \times I \times \rho) / S$$

- L = Longitud del cable (ida y vuelta en metros).
- I = Corriente en amperios (A).
- ρ = Resistividad del material del cable ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$). Para cobre: $\rho=0.0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- S = Sección del cable en mm^2 .
- L = 26m
- I = $12,56 \times 1,25 = 15,7$
- S = 4 mm^2

$$\Delta V = (2 \times 26 \times 15,7 \times 0,0172) / 4 = 3,51V$$

$$\Delta V/V_{mpp} \times 100 = 3,51/504 \times 100 = 0,7\%$$

La caída de tensión con 4 mm² es 0,7%, dentro del límite.

Criterio térmico CA:

Para el cableado de alterna que va a ir todo en tubo corrugado de obra y cuya intensidad máxima es la que puede generar el inversor. Como cable seleccionado va a ser el RZ1-K de 4 mm²

$$I_b = 20 A$$

$$I_b' = I_b \times 1,25 = 25$$

$$I_z = 34 A$$

$$I_z \geq I_b'$$

Caída de tensión en CA:

$$\Delta V = (\sqrt{3} \times L \times I \times \rho) / S$$

- L = 2m
- I = 27A (máxima del inversor)
- S = 4 mm²
- Tensión de salida: 400V trifásico

$$\Delta V = (\sqrt{3} \times 2 \times 20 \times 0,0172) / 4 = 0,3V$$

$$\Delta V/V_{mpp} \times 100 = 0,3/400 \times 100 = 0,075\%$$

La caída de tensión con 4 mm² es 0,075%, dentro del límite.

Corriente	Cable seleccionado	Sección seleccionada
Continua	PV1-F	4 mm ²
Alterna	RZ1-K	4 mm ²

Tabla 6. Tabla de cables seleccionados

2.10 CÁLCULO DE PROTECCIONES

En el diseño de una instalación fotovoltaica, es fundamental realizar un cálculo preciso de las protecciones tanto en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA). En el lado de corriente continua, las protecciones deben dimensionarse para garantizar la seguridad y eficiencia de los strings fotovoltaicos, que consisten en conjuntos de paneles solares conectados en serie y dispuestos en paralelo. Por otro lado, en el lado de corriente alterna, las protecciones deben asegurar una conexión segura y confiable con

la red eléctrica o la instalación receptora, cumpliendo con los estándares y normativas aplicables. Ambos aspectos son críticos para garantizar la integridad del sistema y su correcto funcionamiento

- **Protecciones de corriente continua**

Para dimensionar correctamente la protección en corriente continua, que generalmente consiste en fusibles, es necesario calcular la corriente generada por los strings fotovoltaicos. Si la corriente total de los strings supera la corriente máxima admisible del inversor, es obligatorio instalar fusibles entre los strings y el inversor. Esto garantiza la protección del sistema frente a sobrecorrientes y asegura que el inversor opere dentro de sus límites técnicos, manteniendo la integridad y eficiencia de la instalación fotovoltaica

Para calcular la intensidad de los strings se utilizará la siguiente fórmula:

$$I_{sc} \text{ Strings} = (N_p - 1) \times 1.25 \times I_{sc}$$

- N_p (Número de Strings) = 2
- I_{sc} (Corriente de Cortocircuito) = 12,56 A.

$$I_{sc} \text{ strings} = 15 \text{ A}$$

Sabiendo la intensidad máxima de cortocircuitos de los strings vamos a la ficha técnica de inversor y comprobamos si es mayor a la admisible.

	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Max. input voltage ²			1,080 V	
Operating voltage range ³			160 V – 950 V	
Start-up voltage			200 V	
Rated input voltage			600 V	
Max. input current per MPPT			27 A ⁴	
Max. short-circuit current			39 A	
Number of MPPT trackers			2	
Max. number of inputs			4	

Tabla 7. Tabla de especificaciones técnicas del inversor

Como se puede observar que la máxima corriente de cortocircuito que aguante el inversor es de 39A no es necesario añadir a nuestro sistema fusibles.

Aparte de las protecciones para sobrecorrientes también es necesario proteger nuestra instalación contra sobretensiones. Esta aparatamenta funciona desviando las tensiones elevadas mediante un cable a tierra. Se recomienda instalar un SPD (descargador de sobretensión) en cada seguidor MPPT del inversor. Para este propósito, un modelo como el descargador de sobretensión PV II 3 1000 1100V/40KA es una opción adecuada, ya que está diseñado para soportar tensiones de hasta 1100V. Este dispositivo garantiza la protección del inversor frente a sobretensiones, incluso cuando opera en su máxima tensión de funcionamiento, evitando así posibles daños en el equipo.

- **Protecciones de corriente alterna**

Para una instalación de 12 kW en corriente alterna trifásica (400V), necesitas calcular la corriente para seleccionar correctamente el magnetotérmico y el diferencial.

En una instalación trifásica, la corriente se calcula con la siguiente fórmula:

$$I = P / (\sqrt{3} \times V \times \cos(\phi))$$

Donde:

- P = 12 kW
- V = 400 V
- $\cos(\phi) = 0,9$ (condiciones normales de funcionamiento es 1 aunque se puede ajustar a 0,8 inductivo - 0,8 capacitivo)

$$I = 12.000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,9) = 19,27 A$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito (I_{cc}) en el punto de instalación

La corriente de cortocircuito depende de la impedancia de la línea y del transformador de la compañía. La fórmula general es:

$$I_{cc} = V / Z_{total}$$

Para una red de baja tensión con un transformador de distribución típico (por ejemplo, 250 kVA con una impedancia del 4%) y considerando que la instalación está cerca del punto de suministro, podemos estimar:

$$I_{cc} = 250.000 / (1,732 \times 400 \times 0,04) = 8,97 kA$$

El poder de corte tiene que ser 9 kA o mayor

$$I_{ccmin} = V / Z_{total}$$

Donde:

- V = 400 V
- $Z_{total} = Z_{tarfo} + Z_{linea}$

$$Z_{linea} = \rho \times L / S$$

- ρ (resistividad del cobre) = $0,0225 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L = 50m (ida y vuelta)
- S = 6mm

$$Z_{\text{linea}} = 0,0225 \times 50/6 = 0,1875 \Omega$$

$$Z_{\text{total}} = 0,04 + 0,1875 = 0,2275 \Omega$$

$$I_{\text{ccmin}} = 400/0,2275 = 1.758A$$

Tipo	Margen Inferior	Margen Superior
B	3 In	5 In
C	5 In	10 In
D	10 In	20 In
Tiempo límite	$t \geq 0,1s$	$t \leq 0,1s$

Tabla 8. Tabla de selección de curvas de magnetotérmico

Para un magnetotérmico de 25A:

- Curva B : $I_{\text{disparo}} = 3 \times 25 = 75 \text{ A}$
- Curva C : $I_{\text{disparo}} = 5 \times 25 = 125 \text{ A}$
- Curva D : $I_{\text{disparo}} = 10 \times 25 = 250 \text{ A}$

Verificación

$$I_{\text{ccmin}}/I_n = 1.758/25 = 70,32$$

Como 70,32 es mayor que 10, se recomienda una curva C o D. Además al ser uso residencial que no dispone de demasiados motores con una carga inductiva muy elevada se recomienda ir con la curva C para reducir costes.

- **Protección para mantenimiento**

Aparte de las protecciones antes nombradas se aconseja disponer de un seccionador para evitar accidentes en momentos que sea necesaria manipular algún elemento de la instalación.

Un seccionador es un dispositivo mecánico utilizado en sistemas eléctricos para aislar físicamente una parte del circuito, asegurando que no haya flujo de corriente en esa sección. A diferencia de un interruptor, no está diseñado para operar bajo carga, es decir, no debe abrir o cerrar el circuito mientras circula corriente. Su función principal es garantizar la seguridad durante el mantenimiento o reparación, proporcionando una separación visible y verificable del circuito. Está compuesto por cuchillas móviles que se conectan o desconectan de contactos fijos, y su operación suele ser manual o motorizada, dependiendo de la aplicación.

2.11 RENTABILIDAD ECONÓMICA

Funcionamiento de los excedentes en instalaciones de autoconsumo solar y su regulación en España

Las instalaciones de autoconsumo solar permiten generar energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Cuando la producción de energía supera el consumo instantáneo de la vivienda o negocio, este excedente de energía se vierte a la red eléctrica general. Por ello, se establecen sistemas de compensación o venta para retribuir al propietario de la instalación por esa energía.

Compensación de excedentes

En España, la normativa regula que las instalaciones de autoconsumo con excedentes pueden acogerse al mecanismo de "compensación simplificada". Este sistema permite que los excedentes de energía sean valorados económicamente y deducidos de la factura eléctrica del usuario. Sin embargo, la compensación no puede superar el costo de la energía consumida de la red, lo que significa que no genera beneficios económicos directos.

Normativa vigente

El marco legal que regula esta actividad se encuentra en el **Real Decreto 244/2019**, que detalla:

1. **Tipos de autoconsumo:** Diferencia entre autoconsumo sin excedentes (sin vertido a la red) y con excedentes (con posibilidad de vender o compensar la energía sobrante).
2. **Compensación simplificada:** Aplicable a instalaciones de hasta 100 kW, que permite restar el valor de los excedentes directamente en la factura eléctrica.
3. **Requisitos administrativos:** Incluye la legalización de la instalación, la inscripción en el registro autonómico y la firma de contratos con comercializadoras para gestionar los excedentes.
4. **Exención de peajes y cargos:** Los autoconsumidores no pagan peajes adicionales por la energía auto consumida, eliminando el conocido "impuesto al sol".

Estrategias de compensación

Actualmente, las compañías eléctricas ofrecen precios variables por cada kWh vertido a la red, que pueden oscilar entre los 0,05 €/kWh y los 0,11 €/kWh. Además, algunas compañías ofrecen sistemas como baterías virtuales, donde los excedentes se acumulan en forma de crédito para futuras facturas.

En resumen, los excedentes de energía solar no solo permiten un uso eficiente de la generación renovable, sino que también contribuyen a una red más sostenible y colaborativa bajo un marco regulatorio que incentiva el autoconsumo.

Energía generada

Datos del panel (según ficha técnica)

- **Potencia nominal:** 425 W (bajo condiciones STC: 1000 W/m² y 25°C)
- **Eficiencia:** 20,4%
- **Coefficiente de temperatura de potencia:** -0,34 %/K
- **NMOT (Temperatura nominal de operación del módulo):** 45°C ±2°C

Fórmula básica para la producción diaria

$$E = Pst \times (G/1000) \times f$$

donde:

- E = Energía generada por el panel en kWh/día
- Pst = Potencia nominal del panel (425 W = 0.425 kW)
- G = Irradiancia
- f = Factor de corrección por temperatura.

Corrección por temperatura

$$f = 1 + \mu \times (T_{panel} - 25)$$

- $\mu = -0,34\%/K$
- $T_{panel} = Tamb + [(G \times (TONC-20^\circ))/800]$

La temperatura ambiente seleccionada será la máxima del mes debido a que la franja de tiempo con mayor irradiancia coincide con las horas de mayor temperatura del día.

Temperatura Media Mensual por Horas (°C)													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
0:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
1:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
2:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
3:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
4:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
5:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	32,2	32,1	28,8	23,1	17,3	14,1	
6:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	30,3	33,6	33,2	30,1	24,6	17,9	14,1	
7:00	13,3	14,4	16,7	20,1	25,2	31,9	35,0	34,4	31,2	26,2	19,4	15,8	
8:00	15,1	16,2	18,5	22,2	26,8	33,2	36,3	35,5	32,2	27,5	20,8	17,3	
9:00	16,4	17,5	19,8	23,1	27,9	34,1	37,2	36,1	32,7	28,1	21,2	17,8	
10:00	17,1	18,2	20,5	23,7	28,5	34,7	37,5	36,7	33,5	28,6	21,8	18,2	
11:00	17,1	18,2	20,5	24,1	28,6	35,1	37,4	36,9	33,5	28,7	21,9	18,2	
12:00	16,6	17,7	20,0	23,8	28,1	34,7	36,9	36,6	32,9	28,1	21,4	17,7	
13:00	16,0	17,1	19,4	23,2	27,5	33,6	36,2	35,3	32,8	27,3	20,6	16,7	
14:00	15,0	16,1	18,4	22,0	26,4	32,4	35,2	34,7	31,8	26,2	19,8	15,8	
15:00	13,9	15,0	17,3	20,9	25,4	31,1	33,9	33,7	30,8	25,1	18,7	14,9	
16:00	13,5	14,6	16,9	20,3	24,4	29,8	32,9	32,6	29,7	23,9	18,0	14,5	
17:00	13,3	14,4	16,7	20,0	24,1	29,7	32,5	32,2	29,4	23,7	17,6	14,1	
18:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,3	32,2	31,9	29,0	23,3	17,3	14,1	
19:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
20:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
21:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
22:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	
23:00	13,3	14,4	16,7	19,9	23,8	29,2	31,9	31,5	28,6	23,1	17,3	14,1	

Tabla 9. Temperaturas medias de los módulos durante el año

Con la temperatura promedio del panel y la irradiancia se puede estimar el aporte generado por los paneles fotovoltaicos. En la siguiente tabla se muestra esa estimación de generación en Wh.

En la tabla 10 se mostrará la estimación horaria de la generación fotovoltaica, en Wh, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas.

	Generación fotovoltaica promedio (Wh)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	633	1067	349	9	0	0	0
6:00	0	0	40	2094	3250	3260	2897	2879	1052	25	0	0
7:00	0	355	2586	4874	5845	5528	4961	5952	4021	3103	878	0
8:00	3279	4166	5535	7438	8272	7669	6964	8457	6706	6028	4299	3163
9:00	5698	5894	7433	9008	9961	8794	8012	9742	7534	7036	5725	4661
10:00	6821	6942	8585	10299	10559	10083	9477	10645	8553	7830	6240	5724
11:00	6864	7618	8909	11064	10450	10401	9512	10793	8884	7791	6665	5849
12:00	6060	7185	7914	10288	9522	9837	8422	9745	7893	6766	5810	5109
13:00	4844	6002	6847	8210	8007	7354	8104	8125	6373	4906	4231	3978
14:00	3076	3853	4708	5849	6097	6166	6177	5910	4718	3220	2427	2283
15:00	1082	1858	2828	3419	3699	4143	4313	3774	2649	1460	815	588
16:00	319	668	1132	1163	1795	2155	2097	1550	1264	692	243	132
17:00	0	123	585	895	1189	1420	1469	1110	643	69	0	0
18:00	0	0	0	188	551	751	786	455	18	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	55	59	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 10. Aportación media de los módulos solares eléctricos

Ahorro económico

En España, los precios de la electricidad varían según la franja horaria y el tramo de tarifa en el que te encuentres. Estos precios se pueden consultar en tu factura eléctrica o en la web de tu comercializadora. En este caso, al tratarse de una vivienda con una potencia contratada entre 15 kW y 50 kW y suministrada en baja tensión, estás bajo la tarifa 3.0. Esta tarifa está diseñada para consumos más elevados y tiene una estructura de precios diferenciada por franjas horarias.

Tarifa 2.0TD

La tarifa 2.0TD está dirigida a suministros con una potencia contratada de hasta 15 kW, generalmente aplicable a viviendas y pequeños negocios. Su estructura tarifaria se divide en tres periodos horarios para la facturación de la energía:

- **Periodo Punta:** el más caro, en horas de mayor demanda.
- **Periodo Llano:** con un precio intermedio.
- **Periodo Valle:** el más económico, en horarios nocturnos y fines de semana.

Además, permite contratar dos niveles de potencia distintos, lo que brinda cierta flexibilidad en la gestión del consumo.

Tarifa 3.0TD

Por otro lado, la tarifa 3.0TD es obligatoria para suministros con una potencia superior a 15 kW, utilizada en grandes viviendas, comunidades de vecinos, empresas e industrias. Su principal característica es la existencia de seis periodos horarios (P1 a P6), donde el precio de la energía y de la potencia varía de forma escalonada, siendo P1 el más caro y P6 el más barato.

A diferencia de la tarifa 2.0TD, en la 3.0TD se pueden contratar seis niveles de potencia distintos, lo que permite optimizar los costes ajustando la potencia a los momentos de mayor consumo.

Tipo Tensión	Tensión (kV)	Potencia contratada (la máxima en cualquier periodo)	Estructura actual			Estructura nueva		
			Tarifa ATR	Periodos Potencia	Periodos Energía	Tarifa ATR	Periodos Potencia	Periodos Energía
Baja Tensión	≤ 1 kV	Pc ≤ 10kW	2.0A	1	1	2.0TD	2	3
			2.0DHA		2			
			2.0DHS		3			
		10 kW < Pc ≤ 15kW	2.1A	1				
			2.1DHA	2				
			2.1DHS	3				
15 kW < Pc ≤ 50kW	3.0A	3	3	3.0TD / 3.0TDVE				
50 kW < Pc								
Alta Tensión	1kV < Tensión ≤ 30kV	450 kW < Pc	6.1A	6	6	6.1TD / 6.1TDVE	6	6
		15 kW < Pc ≤ 50kW	3.1A	3	3			
	50 kW < Pc ≤ 450kW							
	30kV < Tensión ≤ 36kV	15 kW < Pc ≤ 50kW	6.2	6	6	6.2TD		
		50 kW < Pc ≤ 450kW						
	36kV < Tensión ≤ 72,5kV	450 kW < Pc	6.3	6	6	6.3TD		
	72,5kV < Tensión ≤ 145kV	-						
	145kV < Tensión	-	6.4			6.4TD		

Tabla 11. Tipos de tarifa ATR

Para este proyecto voy a tomar de referencia unos valores de Naturgy:

- **P1 (más caro):** ~0,188 €/kWh
- **P2:** ~0,158 €/kWh
- **P3:** ~0,138 €/kWh
- **P4:** ~0,119 €/kWh
- **P5:** ~0,110 €/kWh
- **P6 (más barato):** ~0,099 €/kWh
- **Excedentes:** 0,11 €/kWh

En la Tabla 12 se muestran las franjas horarias correspondientes a cada periodo tarifario, donde se puede observar que cada mes tiene un máximo de tres periodos diferenciados. Esto se debe a que, en los meses con mayor demanda energética, la red eléctrica busca equilibrar los consumos incentivando un uso más eficiente de la energía. Por ello, en los meses con menor consumo, la electricidad tiende a ser más económica, lo que se refleja en la variación de los periodos y sus precios asociados. Esta estrategia ayuda a gestionar mejor la carga de la red y a optimizar los costes para los consumidores.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 24:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 12. Periodos de los precios de electricidad de la tarifa 3.0TD

Para calcular la energía eléctrica ahorrada, se debe restar al consumo eléctrico total la energía generada. En los periodos en los que esta diferencia resulta negativa, es decir, cuando la generación supere al consumo, se aplicará lo mencionado previamente sobre la compensación, teniendo en cuenta las condiciones y limitaciones establecidas para la misma.

En la Tabla 13 se muestra la estimación horaria de los consumos medios, en Wh, incluyendo el aporte fotovoltaico, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas. En la penúltima fila se encuentra el total diario y en la última fila el total mensual.

Consumo Medio Mensual por Horas (Wh)													
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
00:00-01:00	2268	2268	2268	2016	2016	2268	2520	2520	2268	2016	2268	2268	
01:00-02:00	2268	2268	2268	2016	2016	2268	2520	2520	2268	2016	2268	2268	
02:00-03:00	2268	2268	2268	2016	2016	2268	2520	2520	2268	2016	2268	2268	
03:00-04:00	2268	2268	2268	2016	2016	2268	2520	2520	2268	2016	2268	2268	
04:00-05:00	2268	2268	2268	2016	2016	2268	2520	2520	2268	2016	2268	2268	
05:00-06:00	2268	2268	2268	2016	1383	1201	2171	2511	2268	2016	2268	2268	
06:00-07:00	15876	15120	13568	10758	8090	7324	9955	9973	10288	12827	15120	15876	
07:00-08:00	15876	14765	11022	7978	5495	5056	7891	6900	7319	9749	14242	15876	
08:00-09:00	12597	10954	8073	5414	3068	2915	5888	4395	4634	6824	10821	12713	
09:00-10:00	1106	532	-1385	-3338	-5425	-4258	-1208	-2938	-1486	-1366	701	2143	
10:00-11:00	-17	-516	-2537	-4629	-6023	-5547	-2673	-3841	-2505	-2160	186	1080	
11:00-12:00	-60	-1192	-2861	-5394	-5914	-5865	-2708	-3989	-2836	-2121	-239	955	
12:00-13:00	5280	3399	2292	-460	-450	1503	7454	6131	3447	3062	4774	6231	
13:00-14:00	6496	4582	3359	1618	1065	3986	7772	7751	4967	4922	6353	7362	
14:00-15:00	8264	6731	5498	3979	2975	5174	9699	9966	6622	6608	8157	9057	
15:00-16:00	10258	8726	7378	6409	5373	7197	11563	12102	8691	8368	9769	10752	
16:00-17:00	11021	9916	9074	8665	7277	9185	13779	14326	10076	9136	10341	11208	
17:00-18:00	11340	10461	9621	8933	7883	9920	14407	14766	10697	9759	10584	11340	
18:00-19:00	20412	19278	18144	16822	15325	15125	19626	19957	18126	17010	19278	20412	
19:00-20:00	20412	19278	18144	17010	15876	15821	20353	20412	18144	17010	19278	20412	
20:00-21:00	20412	19278	18144	17010	15876	15876	20412	20412	18144	17010	19278	20412	
21:00-22:00	20412	19278	18144	17010	15876	15876	20412	20412	18144	17010	19278	20412	
22:00-23:00	6804	6426	6048	5670	4536	4536	6804	6804	6048	5670	6426	6804	
23:00-00:00	6804	6426	6048	5670	4536	4536	6804	6804	6048	5670	6426	6804	
Día	206900	187049	161383	131221	106903	120902	191001	185452	158176	157084	194381	213458	
Mes	6413906	5237373	5002882	3936625	3313989	3627057	5921036	5749019	4745282	4869595	5831431	6617213	

Tabla 13. Tabla de consumos medios incluyendo el aporte fotovoltaico

Se va a comparar el coste anual de electricidad de la vivienda con y sin la instalación de paneles fotovoltaicos. Esta comparación solo tendrá en cuenta el precio horario de la energía, excluyendo impuestos y el término de potencia, ya que este último se mantiene constante. La razón es que, aunque los picos de consumo podrían reducirse en días soleados, en días nublados o con menor generación fotovoltaica, la demanda de potencia podría seguir siendo similar, lo que justifica mantener el mismo término de potencia contratado.

1. Sin paneles

En la Tabla 14 se muestra la estimación horaria del coste eléctrico, en euros, sin la aportación de los paneles fotovoltaicos, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas. En la penúltima fila se encuentra el total diario y en la última fila el total mensual.

Sin Fotovoltaica(€)														
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		
00:00-01:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
01:00-02:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
02:00-03:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
03:00-04:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
04:00-05:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
05:00-06:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
06:00-07:00	1,572	1,497	1,347	1,272	1,123	1,048	1,272	1,272	1,123	1,272	1,497	1,572		
07:00-08:00	1,572	1,497	1,347	1,272	1,123	1,048	1,272	1,272	1,123	1,272	1,497	1,572		
08:00-09:00	2,508	2,389	1,878	1,414	1,247	1,259	2,031	1,529	1,349	1,414	2,087	2,508		
09:00-10:00	1,279	1,208	0,956	0,675	0,540	0,626	1,279	0,939	0,835	0,675	1,015	1,279		
10:00-11:00	1,279	1,208	0,956	0,675	0,540	0,626	1,279	0,939	0,835	0,675	1,015	1,279		
11:00-12:00	1,279	1,208	0,956	0,675	0,540	0,626	1,279	0,939	0,835	0,675	1,015	1,279		
12:00-13:00	2,132	1,990	1,613	1,170	1,080	1,565	2,985	2,191	1,565	1,170	1,672	2,132		
13:00-14:00	2,132	1,990	1,613	1,170	1,080	1,565	2,985	2,191	1,565	1,170	1,672	2,132		
14:00-15:00	1,792	1,672	1,408	1,081	0,998	1,349	2,508	1,889	1,349	1,081	1,461	1,792		
15:00-16:00	1,792	1,672	1,408	1,081	0,998	1,349	2,508	1,889	1,349	1,081	1,461	1,792		
16:00-17:00	1,792	1,672	1,408	1,081	0,998	1,349	2,508	1,889	1,349	1,081	1,461	1,792		
17:00-18:00	1,792	1,672	1,408	1,081	0,998	1,349	2,508	1,889	1,349	1,081	1,461	1,792		
18:00-19:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
19:00-20:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
20:00-21:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
21:00-22:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
22:00-23:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075		
23:00-00:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075		
Total Diario	39,77	37,55	30,78	23,19	21,02	25,17	43,41	33,21	27,43	23,19	32,62	39,77		
Total Mensual	1232,78	1051,41	954,22	695,63	651,47	754,99	1345,79	1029,61	822,85	718,82	978,53	1232,78		
													ANUAL	11468,90

Tabla 14. Tabla de costes medios de energía sin paneles

2. Con paneles

En la Tabla 15 se muestra la estimación horaria del coste eléctrico, en euros, con la aportación de los paneles fotovoltaicos, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas. En la penúltima fila se encuentra el total diario y en la última fila el total mensual.

Con Fotovoltaica (€)														
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		
00:00-01:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
01:00-02:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
02:00-03:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
03:00-04:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
04:00-05:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
05:00-06:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,137	0,119	0,215	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225		
06:00-07:00	1,572	1,497	1,343	1,065	0,801	0,725	0,986	0,987	1,018	1,270	1,497	1,572		
07:00-08:00	1,572	1,462	1,091	0,790	0,544	0,501	0,781	0,683	0,725	0,965	1,410	1,572		
08:00-09:00	1,990	1,731	1,114	0,596	0,337	0,347	0,930	0,523	0,551	0,751	1,493	2,009		
09:00-10:00	0,208	0,100	-0,152	-0,367	-0,597	-0,468	-0,133	-0,323	-0,163	-0,150	0,111	0,403		
10:00-11:00	-0,002	-0,057	-0,279	-0,509	-0,663	-0,610	-0,294	-0,422	-0,276	-0,238	0,029	0,203		
11:00-12:00	-0,007	-0,131	-0,315	-0,593	-0,651	-0,645	-0,298	-0,439	-0,312	-0,233	-0,026	0,179		
12:00-13:00	0,993	0,639	0,362	-0,055	-0,054	0,207	1,401	0,846	0,476	0,364	0,754	1,172		
13:00-14:00	1,221	0,861	0,531	0,193	0,127	0,550	1,461	1,070	0,685	0,586	1,004	1,384		
14:00-15:00	1,306	1,063	0,759	0,438	0,327	0,616	1,532	1,186	0,788	0,727	1,126	1,431		
15:00-16:00	1,621	1,379	1,018	0,705	0,591	0,856	1,827	1,440	1,034	0,920	1,348	1,699		
16:00-17:00	1,741	1,567	1,252	0,953	0,800	1,093	2,177	1,705	1,199	1,005	1,427	1,771		
17:00-18:00	1,792	1,653	1,328	0,983	0,867	1,369	2,276	1,757	1,273	1,073	1,461	1,792		
18:00-19:00	3,837	3,624	2,867	2,002	1,824	2,087	3,690	2,754	2,501	2,024	3,046	3,837		
19:00-20:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,183	3,826	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
20:00-21:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
21:00-22:00	3,837	3,624	2,867	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	3,046	3,837		
22:00-23:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075		
23:00-00:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075		
Total Diario	32,85	29,64	22,54	14,72	12,06	15,51	31,45	23,33	19,80	17,58	26,94	34,03		
Total Mensu	1018,46	829,88	698,61	441,49	373,73	465,42	974,98	723,31	593,96	545,04	808,14	1055,02		
													ANUAL	8528,02

Tabla 15. Tabla de costes medios de energía con paneles

Se puede observar que el ahorro anual obtenido con la instalación fotovoltaica es de 2.941,88 €/año en comparación con un sistema sin paneles solares. Sin embargo, esta aproximación no tiene en cuenta los fines de semana ni los días festivos, periodos en los que el consumo energético suele variar y, en muchos casos, disminuir. Por este motivo, el ahorro real es ligeramente inferior al valor calculado inicialmente. Para ajustar esta estimación, se aplica un factor de corrección del 10%, lo que reduce el ahorro anual a 2.647,69 €/año.

Este ajuste refleja de manera más precisa el comportamiento real del consumo energético a lo largo del año, considerando tanto los días laborables como los no laborables. A pesar de esta reducción, el ahorro sigue siendo significativo, lo que refuerza la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica. No obstante, es importante tener en cuenta que este valor puede variar en función de factores como los hábitos de consumo.



3 INSTALACIÓN MIXTA

3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS

Una manera efectiva de mejorar la eficiencia energética de un edificio es aprovechar la energía solar para convertir la radiación en energía térmica. Esto se logra mediante el aumento de la temperatura de un fluido utilizando colectores o captadores solares.

Las instalaciones de energía solar térmica se clasifican según el uso o no de elementos mecánicos en la captación:

- Instalaciones pasivas: Funcionan mediante principios físicos y se utilizan para climatizar espacios habitados (calefacción o refrigeración) sin necesidad de equipos mecánicos.
- Instalaciones activas: Sirven para calentar fluidos, como agua, o enfriar aire mediante la concentración de radiación solar.

El colector solar es el dispositivo que, al exponerse a la radiación solar, absorbe su energía y la transfiere a un fluido en forma de calor. Según la temperatura que alcanzan, existen tres tipos de captadores:

- Baja temperatura: El fluido no supera el punto de ebullición.
- Media temperatura: El fluido alcanza temperaturas superiores a 100 °C.
- Alta temperatura: El fluido puede llegar a temperaturas entre 500 y 600 °C.

Captadores de baja temperatura

- Captador solar plano: Consiste en una caja metálica plana que contiene un fluido que se calienta al circular por ella. Se divide en:
 - Protegido: Incluye un vidrio que reduce las pérdidas de calor.
 - No protegido: Más económico y de menor eficiencia, usado principalmente para climatizar piscinas.
- Panel de tubos de vacío: El sistema de captación está aislado mediante un doble tubo de vidrio que genera una cámara de vacío. Existen dos tipos:
 - Flujo directo: El fluido circula por los tubos expuestos al sol y se calienta durante el recorrido.
 - Flujo indirecto o Heat Pipe: Utiliza un fluido que se evapora al calentarse, sube hacia un intercambiador de calor donde transfiere energía al fluido principal y se condensa nuevamente.

Captadores de media y alta temperatura

- Cilindro-parabólicos y discos parabólicos: Utilizan espejos parabólicos para calentar un fluido a altas temperaturas. Se clasifican en:
 - Sistemas lineales: Concentran la radiación en un receptor ubicado en la línea focal de la parábola.

- Sistemas puntuales: Utilizan un disco parabólico como concentrador y un sistema orientador que dirige la radiación al receptor. Ideal para instalaciones de menor escala.
- Sistema de receptor central: Funciona a temperaturas entre 400 y 1000 °C. Consiste en una torre central de 60 a 100 metros de altura con un horno solar en su parte superior. En la base, un campo de helióstatos redirige la radiación hacia el receptor.
- Chimenea solar: Combina una gran superficie captadora con una chimenea alta. La radiación solar calienta el aire bajo la cubierta, generando una corriente de aire caliente que asciende por la chimenea debido a la convección natural, creando un flujo de alta velocidad.

Captadores de baja temperatura

Los captadores solares son dispositivos que transforman la radiación solar en calor. Los modelos de baja temperatura incluyen:

- Placas planas: Se componen de una caja metálica con tubos oscuros que calientan el fluido en su interior. Están protegidas por un vidrio que mejora el rendimiento gracias al efecto invernadero, reteniendo el calor y protegiendo la instalación.

Estos captadores generalmente tienen:

- Una carcasa de aluminio resistente a ambientes marinos.
- Un marco de aluminio anodizado.
- Aislante de lana de roca ecológico.
- Una cubierta de vidrio solar de alta transparencia.
- Tubos soldados mediante ultrasonidos.

Son mayoritariamente utilizados para la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

3.2 TIPOS DE CAPTADORES DE BAJA TEMPERATURA

1. Captador Solar Plano Protegido

Descripción: Los captadores solares planos protegidos son los más utilizados debido a su excelente relación coste-producción de calor. Este tipo de captador está compuesto por:

- Una cubierta superior de vidrio fino, que protege la superficie absorbente y reduce las pérdidas de calor por convección.
- Cinco caras aisladas térmicamente, lo que minimiza las pérdidas energéticas incluso en condiciones de baja temperatura ambiente.
- Una placa metálica absorbente en su interior, tratada con materiales selectivos o pintada de negro para maximizar la captación de calor, aumentando la absorción de radiación solar y reduciendo las pérdidas por emisión.

- Conductos unidos a la placa absorbente por donde circula un fluido caloportador (agua, glicol o una mezcla de ambos) que transfiere el calor hacia el sistema de almacenamiento o consumo.

Ventajas:

- Alta eficiencia en condiciones de buena radiación solar.
- Diseño robusto que permite una larga vida útil y bajo mantenimiento.
- Protección contra pérdidas térmicas gracias al aislamiento y al vidrio protector.

Limitaciones:

- Su rendimiento puede disminuir en climas extremadamente fríos o con baja radiación solar, aunque siguen siendo efectivos con diseños optimizados.



Figura 10. Captador solar plano protegido

2. Colector Plano No Protegido

Descripción: Este tipo de captador es una versión económica del captador solar plano protegido. Las principales diferencias radican en:

- La eliminación del vidrio protector y del aislamiento perimetral, dejando la placa absorbente expuesta al ambiente.
- Su diseño simple, que puede consistir en una manguera pintada de negro o una placa metálica directamente expuesta al ambiente.

Ventajas:

- Bajo coste de fabricación e instalación, ideal para aplicaciones donde el presupuesto es limitado.
- Simplicidad estructural, lo que facilita su implementación en proyectos de bajo presupuesto o en entornos donde la durabilidad no es una prioridad.

Limitaciones:

- Baja eficiencia debido a mayores pérdidas de calor por convección y radiación.

- Requiere mayor superficie para alcanzar las prestaciones deseadas, lo que puede limitar su uso en espacios reducidos.

3. Tubos de Vacío

Descripción: Los captadores de tubos de vacío representan un diseño avanzado que minimiza las pérdidas de calor mediante:

- Láminas absorbentes ubicadas dentro de tubos al vacío, que actúan como aislantes térmicos altamente eficientes al reducir las pérdidas por convección y conducción.
- Estructuras modulares formadas por varios tubos montados en un soporte, similares en apariencia a un tubo fluorescente oscuro. Cada tubo funciona de manera independiente, lo que mejora la fiabilidad del sistema.

Ventajas:

- Alta eficiencia térmica, incluso en climas fríos o con baja radiación solar.
- Mayor flexibilidad en la instalación, ya que permite desviaciones de hasta 20° respecto a la inclinación ideal sin pérdida significativa de rendimiento.
- Mantenimiento simplificado: si un tubo se daña, se puede reemplazar individualmente sin necesidad de sustituir todo el panel.

Limitaciones:

- Coste inicial más elevado en comparación con los captadores planos.
- Requiere mayor cuidado en el transporte e instalación debido a la fragilidad de los tubos de vidrio.
-



Figura 11. Captador solar de tubos de vacío instalado sobre un tejado a dos aguas.

4. Concentrador Solar CPC (Cilindro-Parabólico Compuesto)

Descripción: Este captador combina elementos de los tubos de vacío con reflectores parabólicos externos para concentrar la radiación solar. Su diseño incluye:

- Tubos de vidrio de doble pared, con una superficie absorbente cilíndrica colocada en el tubo interior para optimizar la captación de calor.
- Reflectores parabólicos que aumentan la captación de radiación solar directa, aprovechando al máximo la energía solar incidente.

Ventajas:

- Reducción de pérdidas de vacío al eliminar conexiones metálicas externas, mejorando la durabilidad del sistema.
- Adecuado para climas soleados y aplicaciones que requieren mayores temperaturas dentro del rango de baja temperatura.

Limitaciones:

- Los reflectores requieren mantenimiento regular, ya que su eficacia puede disminuir debido a la acumulación de suciedad o la intemperie.
- Rendimiento inferior al de otros tipos de tubos de vacío en condiciones de baja radiación.

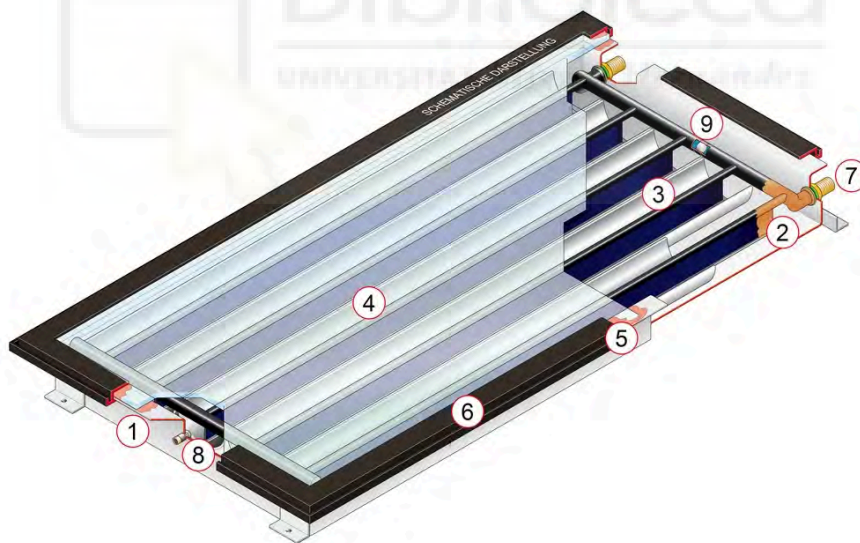


Figura 12. Captador solar cilindro-parabólico compuesto

3.3 TIPOS DE PANELES HÍBRIDOS

Los paneles solares híbridos combinan dos tecnologías en un único dispositivo: fotovoltaica para generar electricidad y solar térmica para producir calor. Este diseño permite aprovechar mejor la radiación solar, maximizando la producción energética en un espacio reducido.

Existen varios tipos de paneles híbridos según su configuración y tecnología:

1. Híbridos Fotovoltaico-Térmicos (PVT) de Placa Plana

Estos paneles tienen una estructura similar a los captadores solares planos protegidos, pero con células fotovoltaicas integradas en la superficie absorbente. Mientras las células generan electricidad, el calor residual es captado por un fluido caloportador que circula en la parte trasera.

- Ventajas:
 - Aprovechan al máximo el espacio disponible.
 - El enfriamiento de las células mejora su eficiencia eléctrica.
- Ideal para: Viviendas y proyectos donde se necesita electricidad y agua caliente en un espacio reducido.

2. Híbridos con Tubos de Vacío

En esta configuración, las células fotovoltaicas se integran en captadores de tubos de vacío. Este diseño ofrece un aislamiento térmico superior, permitiendo trabajar en climas fríos o con baja radiación solar.

- Ventajas:
 - Alta eficiencia térmica incluso en condiciones difíciles.
 - Producción combinada de electricidad y calor.
- Desventajas: Su coste inicial es mayor.
- Ideal para: Climas extremos o zonas con necesidades térmicas más exigentes.

3. Híbridos con Concentradores Solares (CPVT)

Utilizan espejos o reflectores parabólicos para concentrar la radiación solar en un punto donde se ubican las células fotovoltaicas y el sistema térmico. Esto permite generar altas temperaturas, además de electricidad.

- Ventajas:
 - Mayor densidad de energía captada.
- Desventajas:
 - Más complejidad técnica y costes elevados.
- Ideal para: Grandes instalaciones o proyectos industriales.

Se ha optado por un panel solar híbrido de panel plano protegido, que es ideal por su capacidad para combinar la generación de electricidad y calor en un solo dispositivo. Este tipo de panel es eficiente tanto en la conversión de energía solar en electricidad como en la captación de calor, lo que lo hace una excelente opción para cubrir las necesidades energéticas de una vivienda moderna. Además, el diseño protegido de los paneles asegura su durabilidad y una mayor eficiencia, optimizando el espacio disponible en el hogar. Dado que en verano las temperaturas en Tarragona pueden ser altas, he considerado necesario añadir un sistema para disipar el calor de manera efectiva, lo cual se logra mediante un disipador de calor solar, mejorando así el rendimiento térmico y eléctrico del panel

3.4 CONSIDERACIONES PARA INSTALACIONES DE BAJA TEMPERATURA

Las instalaciones de baja temperatura se caracterizan por su eficiencia energética y sostenibilidad. Son ideales para aplicaciones residenciales e industriales que no requieren temperaturas superiores a 80 °C. Además, su alto rendimiento energético (70-80%) las hace una opción óptima frente a alternativas como los sistemas fotovoltaicos.

Para maximizar su eficacia, es fundamental considerar:

- Condiciones climáticas locales: Los captadores planos protegidos y los tubos de vacío son especialmente útiles en climas con radiación moderada o baja. Es importante ajustar la orientación e inclinación para optimizar la captación solar según la latitud de la instalación.
- Mantenimiento: Los sistemas con reflectores o tubos al vacío requieren revisiones periódicas para garantizar su correcto funcionamiento. Esto incluye la limpieza de superficies y la comprobación de la hermeticidad de los tubos.
- Diseño de la instalación: La configuración debe incluir un dimensionamiento adecuado del área colectora y del sistema de almacenamiento para asegurar un suministro continuo y eficiente de energía térmica.

3.5 CONEXIONADO DE LOS PANELES

En la conexión en serie, el fluido térmico pasa consecutivamente por cada uno de los paneles solares antes de regresar al sistema de acumulación. Este diseño permite que el calor se acumule progresivamente, alcanzando temperaturas más altas en el fluido al final del recorrido. No obstante, esta configuración presenta ciertas limitaciones. A medida que el fluido avanza, se incrementan las pérdidas de presión en el circuito, lo que puede requerir el uso de bombas más potentes para mantener un flujo adecuado. Además, un fallo en uno de los paneles puede afectar el funcionamiento de toda la serie, reduciendo la eficiencia del sistema. Por estas razones, aunque es adecuada para sistemas que necesitan temperaturas elevadas, su uso en aplicaciones residenciales es menos común. Esta conexión está representada en la Figura 13.



Figura 13. Representación de captadores solares conectados en serie

En la conexión en paralelo, el fluido térmico se distribuye entre varios paneles solares al mismo tiempo y se reúne nuevamente antes de retornar al sistema de acumulación. Este tipo de configuración permite que los paneles funcionen de manera independiente, evitando que un fallo en uno de ellos afecte al resto del sistema. Una de las principales ventajas de esta conexión es la reducción de pérdidas de presión, lo que disminuye la necesidad de utilizar bombas más potentes, resultando en un sistema más eficiente desde el punto de vista energético. Además, la conexión en paralelo facilita el mantenimiento y permite una mayor adaptabilidad en la operación del sistema, ya que cada panel contribuye de manera uniforme al calentamiento del fluido. Esta conexión está representada en la Figura 14.

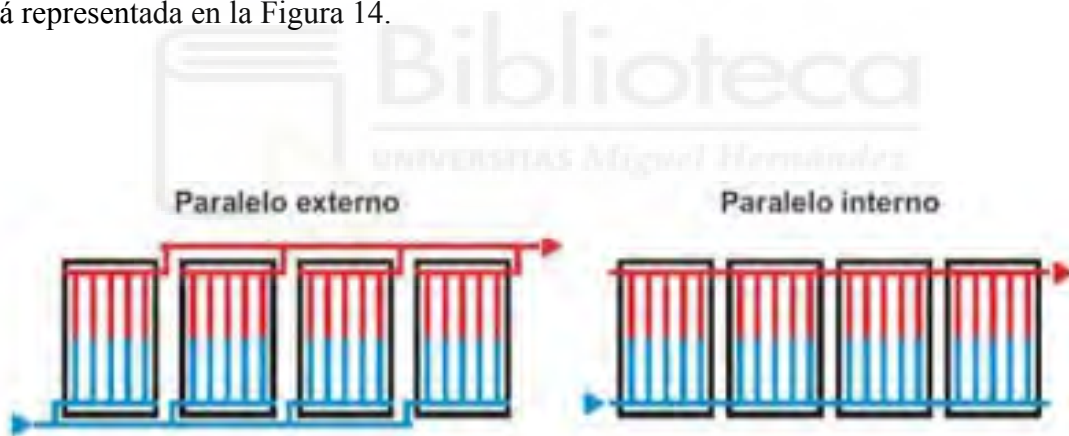


Figura 14. Representación de captadores solares conectados en paralelo

En sistemas residenciales, la conexión en paralelo es generalmente la más recomendada debido a su eficiencia y fiabilidad. Las instalaciones en viviendas suelen tener requerimientos moderados de temperatura y espacio, donde la conexión en paralelo destaca por su capacidad de adaptarse a estas condiciones. Este diseño garantiza un funcionamiento continuo incluso si uno de los paneles presenta algún problema, lo que es fundamental para sistemas que dependen de un suministro constante de agua caliente sanitaria o calefacción. Además, al minimizar las pérdidas de presión, reduce los costos operativos y simplifica el mantenimiento, aspectos clave en aplicaciones residenciales.

3.6 VASO DE EXPANSIÓN

El vaso de expansión es un elemento fundamental en sistemas de circuitos cerrados, diseñado para compensar las variaciones de volumen del fluido de trabajo causadas por la dilatación térmica. Su principal función es evitar que el fluido, al expandirse debido al aumento de temperatura, supere los límites de presión del sistema y sea liberado a través de la válvula de seguridad. De esta manera, se garantiza la estabilidad y seguridad de la instalación.

Cuando el circuito primario se calienta, una parte del fluido es desplazada hacia el interior del vaso de expansión. Este fluido retorna al circuito cuando la temperatura descende, manteniendo la presión dentro de un rango admisible y siempre por encima de la presión atmosférica. Este mecanismo no solo asegura un funcionamiento estable, sino que también previene la entrada de aire en el circuito durante el enfriamiento, lo que podría afectar negativamente al rendimiento del sistema.

En cuanto a su construcción, el vaso de expansión utilizado en instalaciones de circuito cerrado está compuesto por un recipiente hermético formado por dos semi cuerpos fabricados mediante embutición y unidos mediante soldadura. En la parte inferior del recipiente se ubica una válvula que permite regular la presión interna. Entre los dos hemisferios se instala una membrana interna, generalmente fabricada de caucho sintético, que actúa como separación entre el aire y el líquido. Esta membrana es un componente crítico, ya que asegura la estanqueidad y el correcto funcionamiento del sistema.

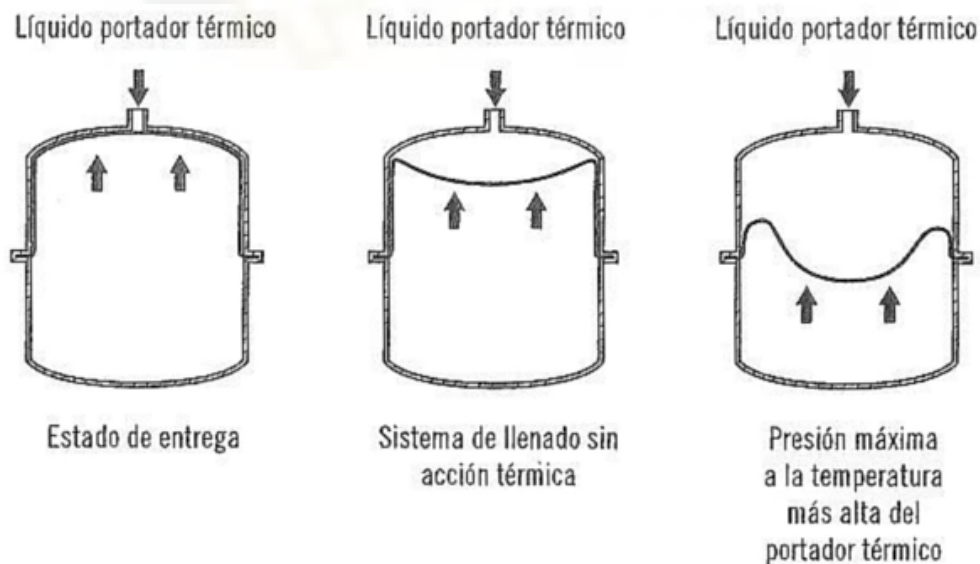


Figura 15. Representación del funcionamiento del vaso de expansión

La selección adecuada del vaso de expansión es un aspecto crucial para el correcto funcionamiento del sistema. Es necesario dimensionarlo en función del volumen del fluido y las condiciones específicas de la instalación, ya que un tamaño insuficiente o excesivo puede derivar en problemas como presiones inadecuadas, fugas o fallos en el sistema. Además, es recomendable realizar un mantenimiento periódico para verificar el estado de la membrana y la presión interna, asegurando así la durabilidad y eficiencia del equipo. La membrana, en particular, debe ser revisada regularmente, ya que su degradación puede comprometer la separación entre el aire y el líquido, afectando el rendimiento del vaso de expansión.

3.7 PURGADOR

Los purgadores son dispositivos esenciales en sistemas térmicos y de vapor, diseñados para eliminar el aire y otros gases no condensables, así como el condensado, sin permitir la fuga de vapor vivo. Su correcto funcionamiento es crucial para garantizar la eficiencia energética y el rendimiento óptimo de las instalaciones, ya que la acumulación de aire o condensado puede reducir la transferencia de calor y aumentar el consumo de energía.

Existen diversos tipos de purgadores, cada uno adaptado a condiciones específicas de operación. Los más comunes son los purgadores termostáticos, que funcionan basándose en cambios de temperatura; los purgadores mecánicos, que operan según las diferencias de densidad entre el vapor y el condensado; y los purgadores termodinámicos, que utilizan las propiedades dinámicas del fluido para su funcionamiento. La elección del tipo de purgador depende de factores como la presión, la temperatura, la carga de condensado y las características del sistema.

En términos generales, el purgador se instala en puntos estratégicos del sistema, como en los extremos de las tuberías o en equipos intercambiadores de calor, donde es más probable que se acumule aire o condensado. Al abrirse de manera automática, permite la salida de estos elementos, cerrándose posteriormente para evitar la pérdida de vapor. Este ciclo se repite de forma continua, asegurando que el sistema opere de manera eficiente y sin pérdidas innecesarias. En la Figura 16 se observa uno de esos puntos estratégicos, ubicado justo a la salida de los paneles, donde se alcanza la mayor temperatura.

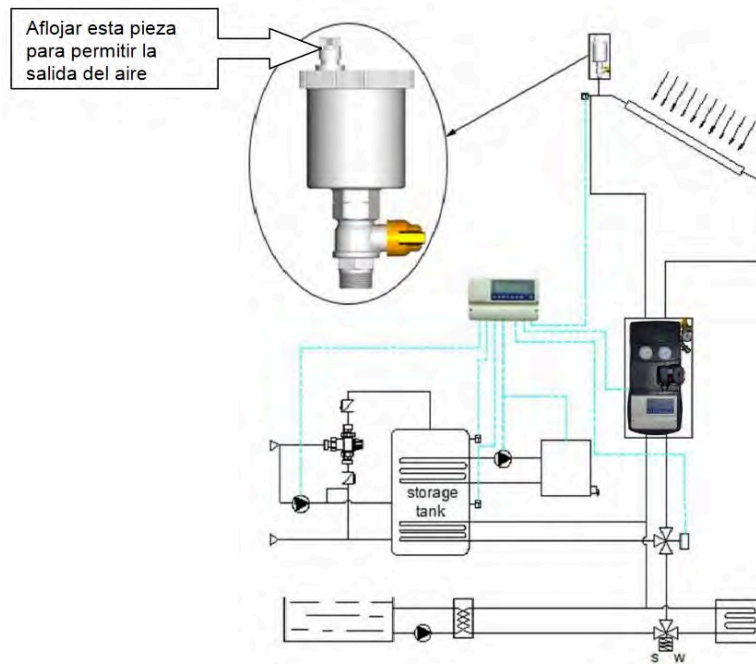


Figura 16. Representación de la localización y forma del purgador

3.8 ACUMULACIÓN

La generación de energía solar y su demanda no suelen coincidir en el tiempo, lo que hace imprescindible contar con un sistema de almacenamiento capaz de cubrir las necesidades en momentos de baja o nula insolación. Una solución eficaz es el almacenamiento térmico mediante depósitos acumuladores de agua caliente, diseñados para optimizar el aprovechamiento energético.

En cuanto a los materiales utilizados para su fabricación, los más comunes son el acero, el acero inoxidable, el aluminio y la fibra de vidrio reforzada. Entre ellos, el acero inoxidable destaca como la opción más adecuada debido a su resistencia a la corrosión, durabilidad y bajo mantenimiento, aunque su costo es significativamente mayor en comparación con otras alternativas.

La forma de estos depósitos suele ser cilíndrica, ya que este diseño simplifica la construcción y mejora la resistencia estructural. Además, se recomienda que la altura del depósito sea superior a su diámetro, lo que favorece el fenómeno de estratificación térmica. Este efecto ocurre debido a la disminución de la densidad del agua al aumentar su temperatura, creando una diferencia notable entre la temperatura en la parte superior y la inferior del depósito.

La estratificación térmica es un aspecto clave en el diseño de estos sistemas, ya que el agua caliente, acumulada en la parte superior, se utiliza para el consumo, mientras que el agua fría, ubicada en la parte inferior, regresa al sistema colector para ser recalentada. Esto permite un mayor rendimiento del sistema, maximizando la eficiencia en la

captación y utilización de la energía solar. Este suceso se encuentra representado en la Figura 17.

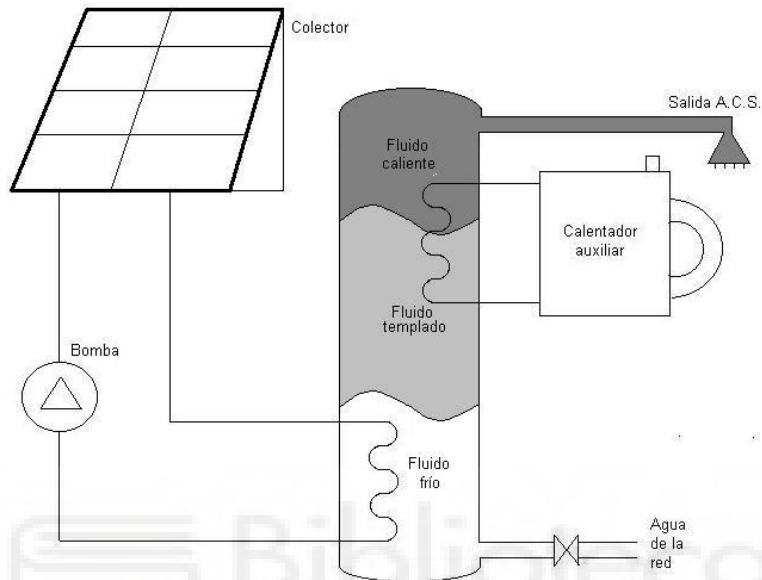


Figura 17. Representación de la estratificación

Existen acumuladores que integran el intercambiador de calor en su interior. Si bien este diseño presenta ventajas en cuanto a capacidad y eficiencia térmica, tiene una desventaja importante: en caso de avería, el acumulador completo queda inutilizado. Además, cuando se trabaja con aguas con alto contenido de cal, la limpieza y el mantenimiento del intercambiador se tornan especialmente complicados.

El dimensionamiento del volumen del depósito acumulador es un aspecto crítico en el diseño de la instalación y está influenciado por tres factores principales:

- Superficie de colectores instalada: Los estudios teóricos y prácticos indican que el volumen de acumulación óptimo se sitúa alrededor de 70 litros por cada metro cuadrado de colector instalado.
- Temperatura de utilización: Si se requiere agua a temperaturas elevadas, se optará por un almacenamiento de menor volumen, ya que el agua permanecerá más tiempo cerca de la temperatura deseada.
- Desfase entre captación y consumo: En situaciones donde el desfase entre la captación de energía solar y el consumo no supere las 24 horas, el volumen de acumulación óptimo oscila entre 60 y 90 litros por metro cuadrado de colector.

Un diseño adecuado del acumulador no solo garantiza la eficiencia del sistema, sino también su fiabilidad y capacidad para satisfacer la demanda energética con un equilibrio óptimo entre tamaño y rendimiento.

3.9 INTERCAMBIADOR DE CALOR

Los intercambiadores de calor son dispositivos fundamentales en numerosos procesos industriales, ya que permiten transferir energía térmica entre dos fluidos, ya sean líquidos o gases, sin que estos entren en contacto directo. Su diseño y funcionamiento varían en función de las necesidades específicas de cada aplicación, lo que ha dado lugar a una amplia variedad de tipos y configuraciones.

1. Intercambiadores de calor de carcasa y tubo

Este es uno de los diseños más comunes y versátiles. Consiste en un haz de tubos encerrados dentro de una carcasa cilíndrica. Un fluido circula a través de los tubos, mientras que el otro fluido se desplaza por el espacio entre los tubos y la carcasa. Su diseño modular facilita la limpieza y el mantenimiento, por lo que es ampliamente utilizado en industrias como la petroquímica y la generación de energía. Pueden ser configurados como de paso único o de múltiples pasos, dependiendo del flujo requerido.

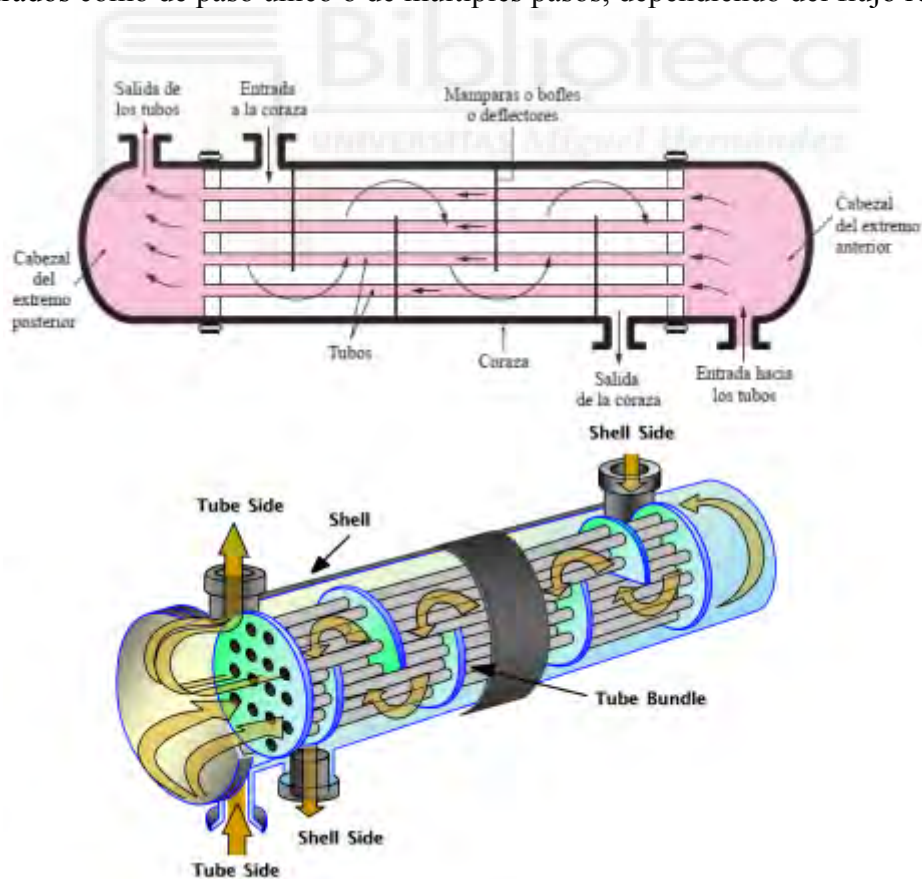


Figura 18. Representación del funcionamiento de un intercambiador de carcasa y tubos

2. Intercambiadores de calor de placas

Estos intercambiadores están formados por una serie de placas metálicas corrugadas que crean canales de flujo para los fluidos. Son conocidos por su alta eficiencia térmica, ya que las placas proporcionan una gran superficie de intercambio en un espacio compacto. Además, la disposición de las placas permite un flujo en contracorriente, mejorando la transferencia de calor. Suelen utilizarse en sistemas HVAC, procesos alimentarios y aplicaciones donde el espacio es limitado.

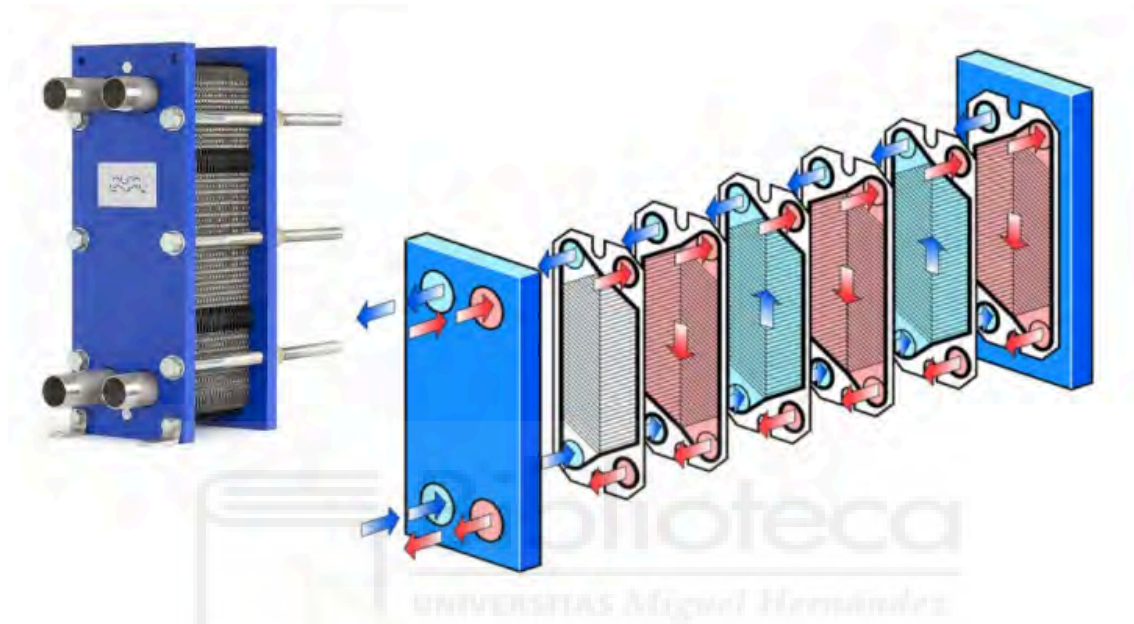


Figura 19. Representación del funcionamiento de un intercambiador de placas

3. Intercambiadores de calor de tubo aleteado

En este diseño, uno de los fluidos circula por un tubo liso o aleteado, mientras que el otro fluido pasa por el exterior del tubo. Las aletas incrementan significativamente la superficie de transferencia de calor, lo que las hace ideales para aplicaciones donde un fluido tiene una capacidad térmica mucho menor que el otro, como en sistemas de refrigeración y en la industria automotriz.

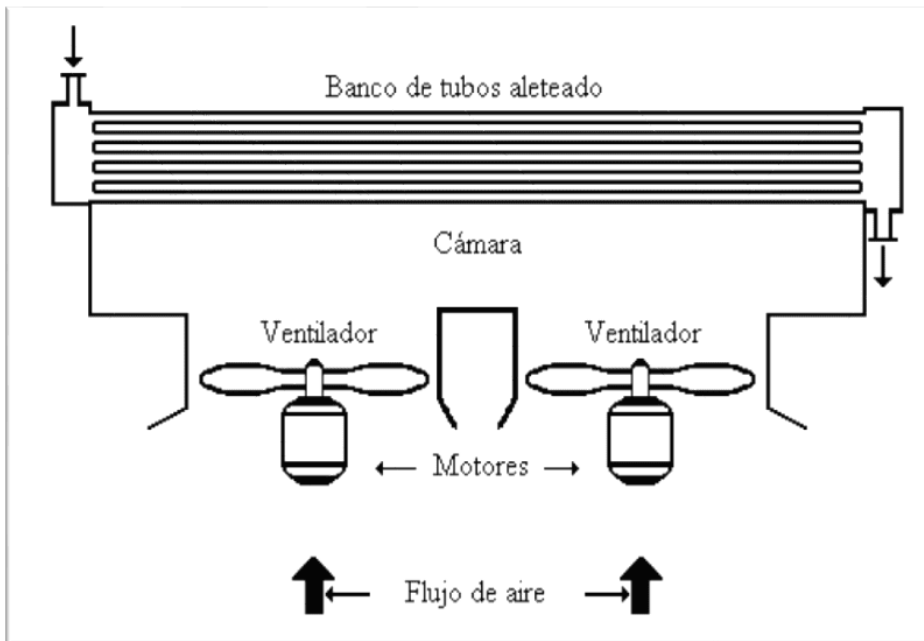


Figura 20. Representación esquemática del funcionamiento de un intercambiador de tubo aleteado

4. Intercambiadores de calor regenerativos

En estos dispositivos, un material sólido almacena temporalmente el calor del fluido caliente y luego lo transfiere al fluido frío. Se utilizan comúnmente en procesos cíclicos, como en hornos industriales, donde la eficiencia energética es clave. Un ejemplo característico son los regeneradores utilizados en las turbinas de gas.

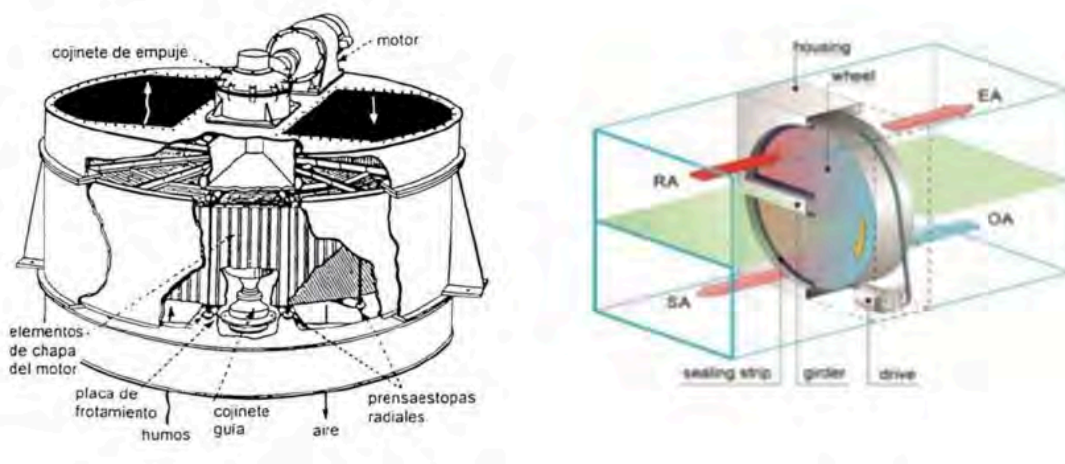


Figura 21. Representación esquemática del funcionamiento de un intercambiador de calor regenerativo

En el caso de aplicaciones residenciales, como la transferencia de calor desde paneles solares híbridos a un circuito de suelo radiante, los intercambiadores de calor juegan un papel crítico para garantizar la eficiencia del sistema y el confort del hogar. Para este tipo de uso, un intercambiador de placas suele ser la opción más adecuada, ya que su alta eficiencia térmica permite maximizar el aprovechamiento de la energía generada por los paneles solares. Además, su diseño compacto facilita la instalación en espacios reducidos, mientras que la configuración de flujo en contracorriente asegura una óptima transferencia de calor. Elegir el tipo correcto de intercambiador de calor en este contexto no solo optimiza el rendimiento del sistema, sino que también contribuye a la sostenibilidad energética del hogar.

3.10 DISIPADORES SOLARES

Los disipadores solares son dispositivos diseñados para evitar el sobrecalentamiento en instalaciones solares térmicas, especialmente en periodos de alta radiación solar o cuando la demanda de agua caliente sanitaria (A.C.S.) es baja. Su función principal es disipar el exceso de energía térmica generada por los captadores solares, protegiendo así los componentes del sistema y garantizando su correcto funcionamiento.

El disipador solar actúa como un mecanismo de seguridad que evita que la temperatura del fluido caloportador en el circuito primario alcance niveles críticos. Cuando la temperatura supera un umbral preestablecido, el disipador entra en funcionamiento, liberando el exceso de calor al ambiente. Esto se logra mediante diferentes métodos, como la circulación del fluido a través de un intercambiador de calor o la evaporación controlada del fluido en un depósito de expansión.

En sistemas más avanzados, los disipadores pueden estar integrados con sistemas de control automatizados que regulan la temperatura del fluido en función de las condiciones de operación. Esto no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también prolonga la vida útil de los componentes.

Tipos de Disipadores Solares

1. Disipadores por Intercambio de Calor: Utilizan un intercambiador de calor para transferir el exceso de energía térmica al ambiente. Este tipo de disipador es común en instalaciones de mediana y gran escala.
2. Disipadores por Evaporación: Liberan el calor mediante la evaporación controlada del fluido caloportador. Son ideales para instalaciones pequeñas o en zonas con altas temperaturas ambientales.
3. Disipadores Activos: Incorporan ventiladores o bombas para aumentar la eficiencia de la disipación. Estos sistemas son más complejos pero ofrecen un control preciso de la temperatura.
4. Disipadores Pasivos: No requieren energía adicional para funcionar, ya que dependen de procesos naturales como la convección o la radiación térmica. Son más simples y económicos, pero menos eficientes en condiciones extremas.

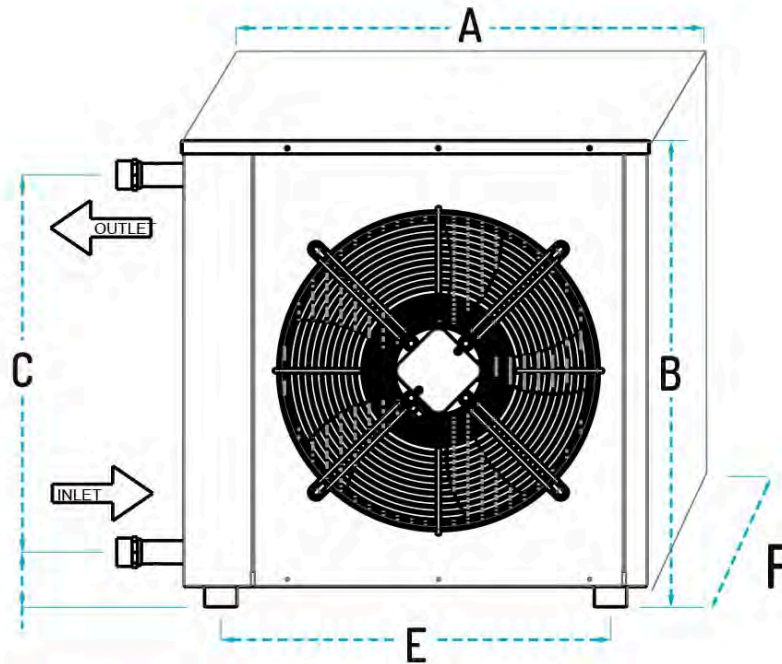


Figura 22. Representación esquemática de un disipador solar

3.11 SISTEMA DE CONTROL

El sistema de regulación y control es un componente fundamental en las instalaciones solares térmicas para Agua Caliente Sanitaria (ACS), tal como se establece en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) complementa estas exigencias, asegurando que los sistemas cumplan con los requisitos de eficiencia energética, seguridad y protección necesarios.

El objetivo principal del sistema de control es garantizar el funcionamiento óptimo de la instalación, maximizando el aprovechamiento de la energía solar captada y actuando como mecanismo de protección frente a situaciones adversas, como sobrecalentamientos, riesgos de congelación u otros factores que puedan comprometer la integridad y eficiencia del sistema.

Funciones del Sistema de Control

Las funciones del sistema de control están orientadas a asegurar un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación. Entre ellas, destacan las siguientes:

1. Optimización del funcionamiento: El sistema debe garantizar un uso eficiente de la energía solar captada y gestionar de manera adecuada la energía auxiliar cuando sea necesaria, tal como exige el RITE en sus instrucciones técnicas.
2. Protección y seguridad: El sistema de control debe incluir mecanismos para prevenir sobrecalentamientos, heladas y otros riesgos que puedan dañar los componentes de la instalación, cumpliendo con los requisitos de seguridad establecidos tanto en el CTE como en el RITE.

3. Control diferencial en circulación forzada: En sistemas con circulación forzada, el control de las bombas del circuito de captadores debe ser de tipo diferencial. Este sistema actuará en función de la diferencia de temperatura entre el fluido portador en la salida de los captadores y la temperatura del depósito de acumulación. Las bombas deben entrar en funcionamiento cuando la diferencia de temperaturas supere los 7 °C y detenerse cuando sea inferior a 2 °C. Además, la diferencia entre los puntos de arranque y parada del termostato diferencial no debe ser menor de 2 °C.
4. Ubicación de las sondas de temperatura: Las sondas de temperatura para el control diferencial deben situarse en la parte superior de los captadores, donde se registra la temperatura máxima del circuito de captación. Por otro lado, el sensor de temperatura del acumulador debe colocarse preferentemente en la parte inferior, en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador, si este está presente.
5. Límites de temperatura: El sistema de control debe garantizar que no se superen las temperaturas máximas soportadas por los materiales y componentes de la instalación, tal como establece el RITE. Asimismo, debe evitar que la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de un valor tres grados superior a su punto de congelación.
6. Alternativas al control diferencial: En lugar del control diferencial, pueden emplearse sistemas de control basados en la radiación solar, siempre que cumplan con los requisitos de eficiencia y seguridad establecidos tanto en el CTE como en el RITE.

3.12 TIPO DE INSTALACIONES

La tecnología de baja temperatura se caracteriza por su versatilidad en diversos ámbitos. Entre sus aplicaciones principales se encuentran:

- Producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS).
- Climatización de piscinas.
- Sistemas de calefacción y suelo radiante.
- Generación de frío.

Para su funcionamiento, estas instalaciones se estructuran en tres subsistemas principales:

1. Subsistema de captación
Este subsistema se encarga de captar la radiación solar y transferir el calor generado al fluido térmico que circula por los colectores solares.
2. Subsistema de almacenamiento
Su función es acumular la energía térmica en forma de agua caliente, permitiendo su disponibilidad en los momentos necesarios.

3. Subsistema de distribución

Este componente distribuye el agua caliente generada hacia los puntos de consumo. Además, incluye una fuente energética de apoyo para garantizar la continuidad del servicio.

Entre el subsistema de captación y el subsistema de almacenamiento, puede incluirse un intercambiador de calor según el tipo de circuito empleado, diferenciándose dos configuraciones básicas:

Circuito abierto

En este tipo de instalación, no se utiliza intercambiador de calor. El circuito primario está directamente conectado al acumulador, por lo que el agua que circula por los colectores es la misma que se destina al consumo.

- Ventajas:
 - Mayor simplicidad en el diseño.
 - Mayor rendimiento térmico, ya que se eliminan las pérdidas asociadas al intercambio de calor.
- Limitaciones:
 - Restricciones en el uso de materiales que puedan ser tóxicos o contaminantes.
 - Imposibilidad de emplear anticongelantes, limitando su aplicación en climas fríos.

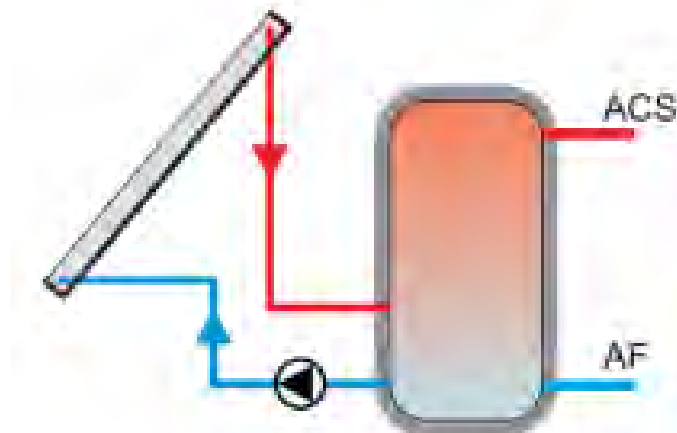


Figura 23. Representación esquemática de una instalación solar con circuito abierto

Circuito cerrado

Este tipo de circuito incorpora un intercambiador de calor, que puede situarse en el interior o exterior del acumulador. El intercambiador separa el circuito primario (de captación) del circuito secundario (de consumo).

- Ventajas:
 - Permite el uso de fluidos con propiedades específicas, como anticongelantes, en el circuito primario.
 - Aumenta la durabilidad de los componentes al protegerlos del agua de consumo.
- Limitaciones:
 - Incremento en la complejidad y en el coste de instalación.
 - Disminución del rendimiento térmico debido a las pérdidas en el proceso de intercambio de calor.

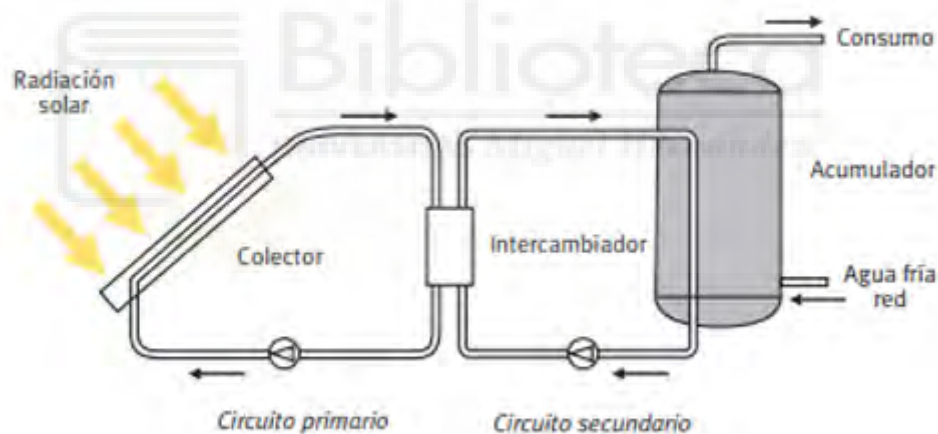


Figura 24. Representación esquemática de una instalación solar con circuito cerrado

Sistemas de circulación

El fluido térmico puede circular por el sistema mediante dos métodos principales:

1. Circulación natural (termosifón)

En este sistema, el movimiento del fluido se produce de manera pasiva, aprovechando la diferencia de densidad entre el agua caliente y fría. Para su correcto funcionamiento, el depósito debe instalarse al menos 30 cm por encima de los colectores.

- Características principales:
 - Simplicidad constructiva y bajo mantenimiento.
 - No requiere de electricidad ni de sistemas de regulación.
 - Limitaciones en el caudal circulante y reducción del rendimiento en comparación con otros sistemas.

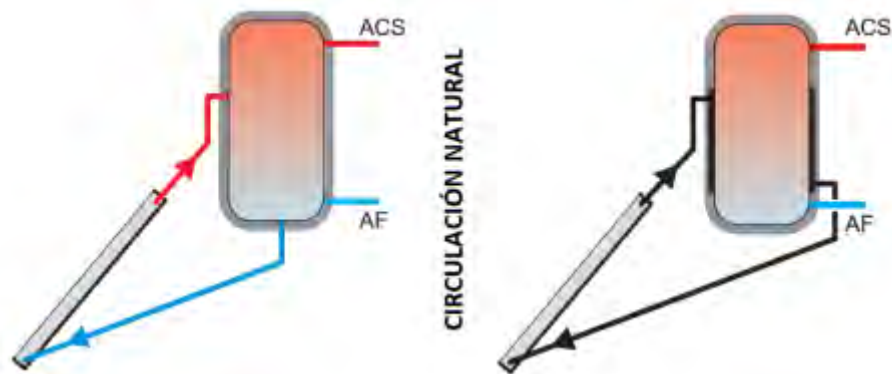


Figura 25. Representación esquemática de una instalación solar con circulación natural

2. Circulación forzada

En este caso, el movimiento del fluido es impulsado por una bomba eléctrica, lo que permite mayor flexibilidad en la ubicación de los componentes del sistema y un incremento en el rendimiento global de la instalación.

- Características principales:
 - Mayor eficiencia térmica.
 - Necesidad de energía eléctrica y sistemas de regulación electrónica.
 - Requiere la instalación de una válvula antirretorno para evitar pérdidas de calor por efecto termosifónico durante las horas nocturnas.

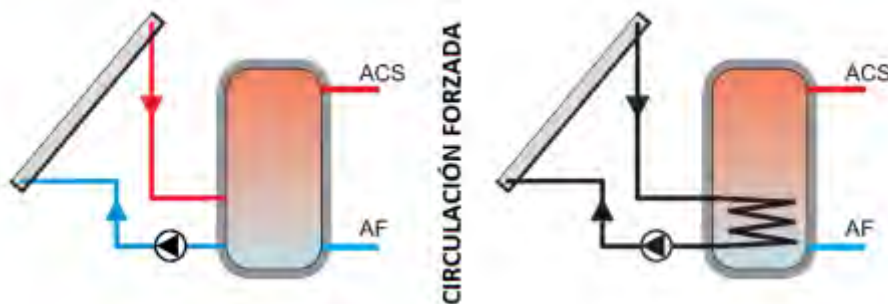


Figura 26. Representación esquemática de una instalación solar con circulación forzada

3.13 ESTIMACIÓN DE CONSUMO TÉRMICO

Este sistema de solar térmica va a alimentar dos sistemas el ACS y el suelo radiante para saber cuánto porcentaje del consumo va a proporcionar las placas.

Para el consumo de ACS voy a seguir el HE Anexo F que dice que cada persona consume en torno a los 28 L/ día persona. Y como la vivienda tiene 4 dormitorios va a tener una ocupación de 5 personas. Es decir que el consumo de ACS diario va a ser de 140 L/ día.

Tabla a-Anexo F. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla 16. Tabla Anexo F del HE (valores de ocupación)

Para transformar la demanda en demanda térmica hay que usar el calor específico del fluido en este caso el agua y la diferencia de temperaturas promedio (en Tarragona el año pasado la temperatura media fue de 16°C) .

-Calor específico del agua: 1.16 kWh/ m³ °C

-Temperatura media anual:
 $(10 + 11 + 12 + 14 + 16 + 18 + 20 + 20 + 19 + 16 + 12 + 11)/12 = 14,91$

-Diferencia de temperatura típica para ACS: $\Delta T = (60 - 14,91) \text{ °C} = 45,09 \text{ °C}$

Tabla a-Anejo G. Temperatura diaria media mensual de agua fría (°C)

Capital de provincia	Altitud	EN	FE	MA	AB	MY	JN	JL	AG	SE	OC	NO	DI
A Coruña	26	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11
Albacete	686	7	8	9	11	14	17	19	19	17	13	9	7
Alicante/Alacant	8	11	12	13	14	16	18	20	20	19	16	13	12
Almería	16	12	12	13	14	16	18	20	21	19	17	14	12
Ávila	1131	6	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Badajoz	186	9	10	11	13	15	18	20	20	18	15	12	9
Barcelona	12	9	10	11	12	14	17	19	19	17	15	12	10
Bilbao/Bilbo	6	9	10	10	11	13	15	17	17	16	14	11	10
Burgos	929	5	6	7	9	11	13	16	16	14	11	7	6
Cáceres	459	9	10	11	12	14	18	21	20	19	15	11	9
Cádiz	14	12	12	13	14	16	18	19	20	19	17	14	12
Castellón/Castelló	27	10	11	12	13	15	18	19	20	18	16	12	11
Ceuta	40	11	11	12	13	14	16	18	18	17	15	13	12
Ciudad Real	628	7	8	10	11	14	17	20	20	17	13	10	7
Córdoba	106	10	11	12	14	16	19	21	21	19	16	12	10
Cuenca	999	6	7	8	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Girona	70	8	9	10	11	14	16	19	18	17	14	10	9
Granada	683	8	9	10	12	14	17	20	19	17	14	11	8
Guadalajara	685	7	8	9	11	14	17	19	19	16	13	9	7
Huelva	30	12	12	13	14	16	18	20	20	19	17	14	12
Huesca	488	7	8	10	11	14	16	19	18	17	13	9	7
Jaén	568	9	10	11	13	16	19	21	21	19	15	12	9
Las Palmas de Gran Canaria	13	15	15	16	16	17	18	19	19	19	18	17	16
León	838	6	6	8	9	12	14	16	16	15	11	8	6
Lleida	182	7	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	7
Logroño	385	7	8	10	11	13	16	18	18	16	13	10	8
Lugo	454	7	8	9	10	11	13	15	15	14	12	9	8
Madrid	655	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
Málaga	11	12	12	13	14	16	18	20	20	19	16	14	12
Melilla	15	12	13	13	14	16	18	20	20	19	17	14	13
Murcia	39	11	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Ourense	139	8	10	11	12	14	16	18	18	17	13	11	9
Oviedo	232	9	9	10	10	12	14	15	16	15	13	10	9
Palencia	734	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	9	6
Palma de Mallorca	15	11	11	12	13	15	18	20	20	19	17	14	12
Pamplona/Iruña	490	7	8	9	10	12	15	17	17	16	13	9	7
Pontevedra	27	10	11	11	13	14	16	17	17	16	14	12	10
Salamanca	800	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	8	6
San Sebastián	12	9	9	10	11	12	14	16	16	15	14	11	9
Santa Cruz de Tenerife	5	15	15	16	16	17	18	20	20	20	18	17	16
Santander	11	10	10	11	11	13	15	16	16	16	14	12	10
Segovia	1002	6	7	8	10	12	15	18	18	15	12	8	6
Sevilla	11	11	11	13	14	16	19	21	21	20	16	13	11
Soria	1063	5	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Tarragona	69	10	11	12	14	16	18	20	20	19	16	12	11
Teruel	912	6	7	8	10	12	15	18	17	15	12	8	6
Toledo	629	8	9	11	12	15	18	21	20	18	14	11	8
Valencia	13	10	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Valladolid	698	6	8	9	10	12	15	18	18	16	12	9	7
Vitoria-Gasteiz	540	7	7	8	10	12	14	16	16	14	12	8	7
Zamora	649	6	8	9	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Zaragoza	199	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8

Tabla 17. Tabla Anexo F del HE (temperaturas media de agua de red)

$$EACS = 140 \text{ L/dia} \times 1.16 \text{ kWh/m}^3 \text{ } ^\circ\text{C} \times 45.09 \text{ } ^\circ\text{C} = 7,323 \text{ kWh/dia}$$

Para el consumo de suelo radiante no hay ninguna normativa para poder hacer una estimación de consumo así que voy a usar ASHRAE Handbook ellos diferencian entre consumo de suelo radiante en viviendas antiguas mal aisladas y modernas bien aisladas.

-Edificios modernos o bien aislados: 20–50 W/ m²

-Edificios antiguos o con bajo aislamiento: 70–120 W/ m²

En mi caso al situarnos en una zona mediterránea (el clima es bastante cálido) y en un edificio moderno bien aislado voy a suponer un consumo de 30 W/ m² . Esta vivienda consta de tres plantas las tres van a disponer de suelo radiante haciendo un área total de 558,02 m².

$$Demanda\ Térmica\ Diaria = 30\ W/m^2 \times 558,02\ m^2 \times 8h = 133,925\ kWh/dia$$

$$E_{total} = 7,146\ kWh/dia + 133,925\ kWh/dia = 141,071\ kWh/dia.$$

3.14 MÉTODO DE CÁLCULO F - CHART

El método F-Chart es una herramienta simplificada ampliamente utilizada para calcular la contribución de los sistemas solares térmicos en la producción de calor para aplicaciones como agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción. Este método es particularmente efectivo en estimaciones a largo plazo y es aceptado como un procedimiento suficientemente exacto para evaluar el rendimiento de sistemas solares con captadores planos. No obstante, no es adecuado para análisis de períodos cortos, como semanales o diarios.

Pasos del Método F-Chart

1. Valoración de las cargas caloríficas
Es necesario estimar las cargas térmicas mensuales asociadas al calentamiento de agua para ACS o calefacción. Este cálculo debe basarse en las demandas energéticas específicas del proyecto y el perfil de consumo de los usuarios.
2. Valoración de la radiación solar incidente
Se calcula la radiación diaria media mensual que incide sobre la superficie inclinada del captador solar. Este dato se obtiene de fuentes meteorológicas fiables y es crucial para el dimensionamiento del sistema.
3. Cálculo del parámetro D1
El parámetro D1 representa la relación entre la energía absorbida por los captadores solares y la carga calorífica total del mes. Se define como:

$$D1 = \text{Energía absorbida por el captador (Ea)} / \text{Carga calorífica mensual}$$

La energía absorbida por el captador (Ea) se calcula mediante la fórmula:

$$Ea = Sc \cdot Fr'(\tau\alpha) \cdot R1 \cdot N$$

Donde:

- Sc: Superficie del captador (m²).
- Fr'(τ α): Factor combinado de eficiencia del captador.

- R1: Radiación solar diaria media mensual incidente sobre el captador (kWh/m²).
- N: Número de días del mes.

Para calcular $Fr'(\tau\alpha)$, se utiliza la siguiente expresión:

$$Fr'(\tau\alpha) = Fr(\tau\alpha)n \cdot (\tau\alpha/\tau\alpha n) \cdot (Fr'/Fr)$$

Donde:

- $Fr(\tau\alpha)n$: Factor de eficiencia óptica del captador, también conocido como la ordenada en el origen de la curva característica del captador.
 - $\tau\alpha/\tau\alpha n$: Modificador del ángulo de incidencia. Valores típicos recomendados son:
 - 0,96: Superficie transparente sencilla.
 - 0,94: Superficie transparente doble.
 - Fr'/Fr : Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda un valor de 0,95.
4. Cálculo del parámetro D2
Este parámetro evalúa la relación entre las pérdidas térmicas y las necesidades de carga calorífica del sistema. Su cálculo depende del balance térmico y las características específicas de los captadores.
 5. Determinación del factor de cobertura solar (f)
Una vez calculados D1 y D2, se determina el factor de cobertura solar mediante la fórmula:
$$f = 1,029D1 - 0,065D2 - 0,245D1^2 + 0,0018D2^2 + 0,0215D1^3$$
 6. Valoración de la cobertura solar mensual
Multiplica el factor f por la carga calorífica mensual para determinar la energía aportada por el sistema solar durante ese período.
 7. Valoración de la cobertura solar anual
Se suman las coberturas solares mensuales para obtener el rendimiento anual del sistema. Estos resultados se deben tabular para facilitar su interpretación y análisis.

Hay que tener en cuenta los valores límites de D_2 ($0 < D_2 < 18$) e D_1 ($0 < D_1 < 3$) que establecen el rango de validez de la función fi.

Marca	DualSun
Modelo	SPRING
Superficie del captador	2,08
Factor de eficiencia óptica	0,3907
Coefficiente de pérdidas de 1 orden	8,6
Coefficiente de pérdidas de 2 orden	0

Tabla 18. Características del panel

Mes	Radiación inclinada (kWh/m^2)	Días	Factor adimensional $Fr'(\tau\alpha)$
Enero	148,62	31	0,36
Febrero	133,91	28	0,36
Marzo	194,93	31	0,36
Abril	213,66	30	0,36
Mayo	202,11	31	0,36
Junio	200,68	30	0,36
Julio	211,17	31	0,36
Agosto	221,32	31	0,36
Septiembre	168,07	30	0,36
Octubre	153,84	31	0,36
Noviembre	133,07	30	0,36
Diciembre	124,36	31	0,36
Anual	175,48	30	0,36

Tabla 19. Parámetros para cálculo de energía térmica

Factor de corrección por orientación:

$$K_{orientación} = 1 - (3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2)$$

Siendo:

α = la orientación con respecto al sur; siendo positivo hacia el oeste y negativo hacia el este.

Como los paneles están orientados 60° grados dirección suroeste, el factor corrector por orientación sería igual a:

$$K_{orientación} = 1 - (3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2) = 1 - (3,5 \times 10^{-5} \times 60^2) = 0,874$$

Mes	Parámetro D ₁
Enero	0,50
Febrero	0,45
Marzo	0,65
Abril	13,7
Mayo	13
Junio	12,9
Julio	13,6
Agosto	14,2
Septiembre	10,8
Octubre	9,9
Noviembre	0,44
Diciembre	0,41
Anual	1,3

Tabla 20. Parámetro D₁

Cálculo del parámetro D₂

El parámetro D₂ representa la relación entre las pérdidas energéticas del captador solar, para una temperatura determinada, y la carga calorífica necesaria para el calentamiento durante un mes. Se calcula mediante la fórmula:

$$D_2 = \text{Energía perdida por el captador} / \text{Carga calorífica mensual.}$$

La energía perdida por el captador (E_p) se expresa como:

$$E_p = S_c \times Fr' \times UL \times (100 - t_a) \times \Delta t \times K_1 \times K_2$$

Donde:

- Sc: Superficie del captador (m²).
- ta: Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas.
- Δt: Período de tiempo considerado, en segundos (s).
- Fr' UL: Producto del coeficiente global de pérdidas del captador y una corrección del factor Fr, dado por:

$$Fr' UL = Fr UL \times (Fr'/Fr)$$

Adicionalmente, se aplican dos factores de corrección:

1. K₁: Factor de corrección por almacenamiento, que se calcula con la fórmula:

$$K_1 = [kg \text{ acumulación} / (75 \times Sc)]^{-0.25}$$

Con la restricción:

$$37,5 < (kg \text{ acumulación}) / (m^2 \text{ captación}) < 300$$

2. K₂: Factor de corrección específico para A.C.S. (Agua Caliente Sanitaria), que ajusta la relación entre la temperatura mínima del A.C.S., la temperatura del agua de red y la temperatura ambiente media mensual. Se calcula como:

$$K_2 = (11,6 + 1,18 \text{ tac} + 3,86 \text{ tr} - 2,32 \text{ ta}) / (100 - \text{ta})$$

Donde:

- tac: Temperatura mínima requerida para el A.C.S.
- tr: Temperatura del agua de red.
- ta: Temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas.

Los valores iniciales para el cálculo de D₂ se encuentran detallados en la tabla, donde se especifican las condiciones de partida necesarias para aplicar estas fórmulas.

Este parámetro es fundamental para evaluar el rendimiento y las pérdidas del sistema solar térmico en función de las condiciones específicas del mes considerado.

Mes	T ^a mínima A.C.S. (°C)	T ^a media ambiente diurna (°C)	T ^a media red (°C)	Período tiempo (seg.)	Factor K1	Factor K2
Enero	60	14	10	2,68 x 10 ⁶	1,02	1,03
Febrero	60	15	11	2,42 x 10 ⁶	1,02	1,06
Marzo	60	17	12	2,68 x 10 ⁶	1,02	1,07
Abril	60	19	14	2,59 x 10 ⁶	1,02	1,14

Mayo	60	22	16	$2,68 \times 10^6$	1,02	1,19
Junio	60	26	18	$2,59 \times 10^6$	1,02	1,24
Julio	60	29	20	$2,68 \times 10^6$	1,02	1,3
Agosto	60	29	20	$2,68 \times 10^6$	1,02	1,3
Septiembre	60	26	19	$2,59 \times 10^6$	1,02	1,29
Octubre	60	22	16	$2,68 \times 10^6$	1,02	1,19
Noviembre	60	17	12	$2,59 \times 10^6$	1,02	1,08
Diciembre	60	15	11	$2,68 \times 10^6$	1,02	1,06
Anual	60	21	15	$2,63 \times 10^6$	1,02	1,16

Tabla 21. Parámetro para el cálculo del parámetro D2

Mes	Parámetro D ₂
Enero	0,49
Febrero	0,50
Marzo	0,50
Abril	9,94
Mayo	10
Junio	9,85
Julio	9,94
Agosto	9,94
Septiembre	10,27
Octubre	10,02
Noviembre	0,50
Diciembre	0,50
Anual	1,14

Tabla 22. Parámetro D2

Fracción solar

Tras haber obtenido los parámetros D_1 y D_2 , aplicando la ecuación previamente mencionada se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

La ecuación utilizada para hallar la fracción solar mensual es la siguiente:

$$f = 1,029D_1 - 0,065 D_2 - 0,245 D_1^2 + 0,0018 D_2^2 + 0,0215 D_1^3$$

Debido a que en algunos meses la demanda de energía térmica es significativamente menor en comparación con la generación solar térmica, estos períodos superan los límites establecidos por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Para identificar estos casos, los meses que exceden dichos límites en la Tabla 23 están representados con un símbolo "#", lo que indica que los valores obtenidos no son realistas.

Mes	Fracción solar f
Enero	0,54
Febrero	0,48
Marzo	0,75
Abril	#
Mayo	#
Junio	#
Julio	#
Agosto	#
Septiembre	#
Octubre	#
Noviembre	0,48
Diciembre	0,44
Anual	1,74

Tabla 23. Fracción térmica cubierta por los módulos

Energía mensual captada por los paneles

Mes	Energía captada (kWh)
Enero	4341,89
Febrero	3533,55
Marzo	5694,82
Abril	6040,66
Mayo	5904,58
Junio	5673,68
Julio	6169,27
Agosto	6465,80
Septiembre	4751,72
Octubre	4494,39
Noviembre	3762,19
Diciembre	3633,14
Media Anual	4961,22

Tabla 24. Energía mensual generada por los módulos

3.15 NORMATIVA VIGENTE PARA INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS

En este apartado, se consideran las recomendaciones y obligaciones recogidas en la normativa de aplicación relacionada con las instalaciones de energía solar térmica. La normativa y reglamentación utilizada como referencia es la siguiente:

1. Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE): Actualmente, el RITE está regulado por el Real Decreto 1027/2007, que deroga el anterior Real Decreto 1751/1998. Este reglamento establece los requisitos de eficiencia energética, seguridad y mantenimiento de las instalaciones térmicas, incluyendo las solares térmicas. Las ITE proporcionan directrices técnicas específicas para el diseño, instalación y puesta en marcha de estos sistemas.

2. Código Técnico de la Edificación (CTE): En particular, el Documento Básico DB-HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, que forma parte del CTE, establece las exigencias mínimas de contribución solar para cubrir la demanda de ACS en edificios. Este documento ha sido actualizado en el Real Decreto 314/2006 y sus posteriores modificaciones, como el Real Decreto 732/2019, que refuerza los requisitos de eficiencia energética.
3. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Térmicas de Baja Temperatura del IDAE: Este documento, elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), proporciona especificaciones técnicas detalladas para el diseño y ejecución de instalaciones solares térmicas. Aunque no tiene carácter reglamentario, es ampliamente utilizado como referencia técnica.
4. Normas UNE: Las normas UNE, desarrolladas por la Asociación Española de Normalización (UNE), ofrecen estándares técnicos para la fabricación, instalación y mantenimiento de componentes y sistemas solares térmicos. Algunas de las más relevantes son:
 - UNE 94002: Requisitos para la instalación de sistemas solares térmicos.
 - UNE-EN 12976: Sistemas solares térmicos y sus componentes.
 - UNE-EN ISO 9806: Ensayos de rendimiento de captadores solares.

3.16 DIMENSIONADO DE VOLUMEN DE ACUMULACION

Además de lo especificado en los apartados anteriores, a la hora de tratar con agua caliente sanitaria (A.C.S.), hay que tener en cuenta que la instalación solar se debe diseñar y dimensionar en función de la energía que aportará a lo largo del día, y no en función de la potencia de los paneles solares (generador). Por consiguiente, se debe prever una acumulación acorde con la demanda y el aporte, ya que esta no es simultánea con la generación.

Para esta aplicación, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

donde:

- A es el área total de los captadores, expresada en m².
- V es el volumen del depósito de acumulación solar, expresado en litros, cuyo valor recomendado es aproximadamente la carga de consumo diaria (M): $V = M$.

En el caso de esta instalación, se ha considerado un volumen de acumulación de 300 litros y un área de captación de 4,16 m². Tomando la consideración anterior, la carga de consumo diaria corresponde con unos 300 litros de A.C.S y suelo radiante., lo que equivale a aproximadamente 300 kilos, considerando la densidad del agua.

Además, para aquellas instalaciones solares cuya fracción solar sea baja, se deberá considerar el uso de relaciones V/A pequeñas, mientras que para aquellas con fracciones solares elevadas, se procederá a aumentar dicha relación.

Para el caso particular de esta instalación, al aplicar la expresión anterior, se obtiene una

relación V/A igual a:

$$V/A = 300 \text{ L} / 4,16 \text{ m}^2 = 72,11 \text{ L/m}^2.$$

Este resultado se encuentra ligeramente por debajo del rango recomendado por el Código Técnico de la Edificación (CTE), que establece un límite mínimo de 50 L/m² y un límite máximo de 180 L/m². Sin embargo, es importante destacar que esta relación puede variar en función de las condiciones específicas de la instalación, como la radiación solar disponible, la orientación e inclinación de los captadores, y las necesidades de consumo.

3.17 RENTABILIDAD ECONÓMICA

Para calcular el ahorro económico con este sistema, lo primero es convertir la energía térmica generada por el panel en energía eléctrica. Luego, es clave dividir y medir el consumo eléctrico según las franjas horarias, ya que el precio de la electricidad cambia según la tarifa contratada, la cual se divide en 3 periodos mensuales y 6 periodos anuales. Para esto, se desglosan los consumos por horas del día y, conociendo el porcentaje que aporta la energía solar térmica, se determina el aporte térmico final. Además, se implementará disipación pasiva (disipador solar pasivo DS2K) para aumentar el ahorro eléctrico durante los periodos en los que el suelo radiante no esté en uso, aprovechando la liberación natural de calor acumulado.

En la Tabla se muestra la estimación horaria de los consumos medios de ACS y suelo radiante, en Wh, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas.

Consumos Térmicos en Energía Eléctrica (Wh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00-01:00												
01:00-02:00												
02:00-03:00												
03:00-04:00												
04:00-05:00												
05:00-06:00												
06:00-07:00	5914	5914	3473	2441	2441	2441	2441	2441	2441	2441	5914	5914
07:00-08:00	3473	3473	3473								3473	3473
08:00-09:00												
09:00-10:00												
10:00-11:00												
11:00-12:00												
12:00-13:00												
13:00-14:00												
14:00-15:00												
15:00-16:00												
16:00-17:00	3473	3473	3473								3473	3473
17:00-18:00	3473	3473	3473								3473	3473
18:00-19:00	8355	8355	8355	4882	4882	4882	4882	4882	4882	4882	8355	8355
19:00-20:00	3473	3473	3473								3473	3473
20:00-21:00	3473	3473	3473								3473	3473
21:00-22:00	3473	3473	3473								3473	3473
22:00-23:00												
23:00-00:00												

Tabla 25. Desglose horario de la estimación de consumo de ACS y suelo radiante

Con los consumos, el aporte promedio mensual que se ha calculado previamente con el F-Chart y el rendimiento del intercambiador de calor conseguimos el aporte térmico en W eléctricos.

En la Tabla 26 se muestra la estimación horaria de aportación térmica de los paneles en Wh, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas.

Aporte Térmico (Wh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00-01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00-02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00-03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00-04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00-05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00-06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00-07:00	3034	2697	2475	2441	2441	2441	2441	2441	2441	2441	2697	2475
07:00-08:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
08:00-09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00-10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00-11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00-12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00-13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00-14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00-15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00-16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00-17:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
17:00-18:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
18:00-19:00	4286	3810	5953	4882	4882	4882	4882	4882	4882	4882	3810	3492
19:00-20:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
20:00-21:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
21:00-22:00	1782	1584	2475	0	0	0	0	0	0	0	1584	1452
22:00-23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00-00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 26. Desglose horario de la estimación de aporte energético

Tomando el consumo del sistema con paneles solares analizado en apartados anteriores, le restamos el aporte térmico proporcionado por los paneles mixtos para obtener el consumo hipotético de la vivienda. Con este consumo calculado, aplicamos los precios correspondientes a cada tramo horario y determinamos el coste de la factura eléctrica. Este resultado es el que se refleja en la Tabla 27.

En la Tabla 27 se muestra la estimación horaria del coste eléctrico, en euros, con la aportación de los paneles fotovoltaicos y los paneles PVT, de un día representativo de cada mes del año para la vivienda. Los meses del año se indican en las columnas, mientras que las horas del día se reflejan en las filas. En la penúltima fila se encuentra el total diario y en la última fila el total mensual.

Con Fotovoltaica y PVT (€)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00-01:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
01:00-02:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
02:00-03:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
03:00-04:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
04:00-05:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,200	0,225	0,249	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
05:00-06:00	0,225	0,225	0,225	0,200	0,137	0,119	0,215	0,249	0,225	0,200	0,225	0,225
06:00-07:00	1,271	1,230	1,098	0,823	0,559	0,483	0,744	0,746	0,777	1,028	1,230	1,327
07:00-08:00	1,395	1,305	0,846	0,790	0,544	0,501	0,781	0,781	0,725	0,965	1,253	1,428
08:00-09:00	1,990	1,731	1,114	0,596	0,337	0,347	0,930	0,523	0,551	0,751	1,493	2,009
09:00-10:00	0,208	0,100	-0,152	-0,367	-0,597	-0,468	-0,133	-0,323	-0,163	-0,150	0,111	0,403
10:00-11:00	-0,002	-0,057	-0,279	-0,509	-0,663	-0,610	-0,294	-0,422	-0,276	-0,238	0,029	0,203
11:00-12:00	-0,007	-0,131	-0,315	-0,593	-0,651	-0,645	-0,298	-0,439	-0,312	-0,233	-0,026	0,179
12:00-13:00	0,993	0,639	0,362	-0,051	-0,054	0,207	1,401	0,846	0,476	0,364	0,754	1,172
13:00-14:00	1,221	0,861	0,531	0,193	0,127	0,550	1,461	1,070	0,685	0,586	1,004	1,384
14:00-15:00	1,306	1,063	0,759	0,438	0,327	0,616	1,532	1,186	0,788	0,727	1,126	1,431
15:00-16:00	1,621	1,379	1,018	0,705	0,591	0,856	1,827	1,440	1,034	0,920	1,348	1,699
16:00-17:00	1,460	1,316	0,911	0,953	0,800	1,093	2,177	1,705	1,199	1,005	1,208	1,542
17:00-18:00	1,510	1,403	0,986	0,983	0,867	1,369	2,276	1,757	1,273	1,073	1,242	1,562
18:00-19:00	3,032	2,908	1,926	1,421	1,243	1,414	2,772	2,080	1,828	1,443	2,444	3,181
19:00-20:00	3,502	3,327	2,476	2,024	1,889	2,183	3,826	2,817	2,504	2,024	2,796	3,565
20:00-21:00	3,502	3,327	2,476	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	2,796	3,565
21:00-22:00	3,502	3,327	2,476	2,024	1,889	2,191	3,837	2,817	2,504	2,024	2,796	3,565
22:00-23:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075
23:00-00:00	1,075	1,015	0,835	0,624	0,499	0,540	1,075	0,810	0,720	0,624	0,887	1,075
Total Diario	30,00	27,10	19,25	13,90	11,23	14,60	30,29	22,42	18,88	16,76	24,72	31,71
Total Mensu	930,10	758,93	596,72	416,93	348,23	437,96	939,04	694,93	566,50	519,54	741,73	983,02
											ANUAL	7933,62

Tabla 27. Tabla de costes medios de energía con paneles fotovoltaicos e híbridos

Tras analizar la factura del sistema mixto en comparación con el sistema convencional fotovoltaico, se observa una mejora en el ahorro de 594,40 €/año. Este incremento significativo podría hacer que la instalación mixta resulte interesante desde el punto de vista económico. Sin embargo, la viabilidad final dependerá del coste asociado a la implementación de este sistema, ya que será necesario evaluar si la inversión inicial se justifica con los ahorros anuales obtenidos.

3.18 IMPACTO AMBIENTAL

Para evaluar el impacto ambiental de las distintas alternativas energéticas, es fundamental convertir el ahorro eléctrico en emisiones evitadas de CO₂, expresadas en kgCO₂/kWh. Para ello, se toma como referencia el factor de emisiones del mix energético actual, que en el último año alcanzó un valor promedio de 0,108 kgCO₂/kWh.

Además, es necesario considerar las pérdidas de energía durante su transporte y distribución. Según Red Eléctrica de España (REE), estas pérdidas suelen oscilar entre el 7% y el 10%, lo que implica que el factor de emisiones real debe ajustarse en función de dicha merma:

Factor de Emisiones Ajustado = Factor de Emisiones / 1 - Pérdidas en transporte

Aplicando un valor medio del 9% para las pérdidas:

Factor de Emisiones Ajustado = 0,108 / 1 - 0,09 = 0,119 kgCO₂/kWh

-Comparativa de emisiones

Sistema Fotovoltaico y PVT

Producción = 24.921 kWh/año

Emisiones evitadas:

$$\text{kgCO}_2/\text{año} = 24.921 \text{ kWh/año} \times 0,119 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh} = 2.965,60 \text{ kgCO}_2/\text{año}$$

Sistema Fotovoltaico

Producción = 21.436 kWh/año

Emisiones evitadas:

$$\text{kgCO}_2/\text{año} = 21.436 \text{ kWh/año} \times 0,119 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh} = 2.550,88 \text{ kgCO}_2/\text{año}$$

Equivalencia en Consumo de Combustible

Cada litro de gasolina emite aproximadamente 2,35 kgCO₂ al ser quemado. La diferencia en emisiones evitadas entre ambos sistemas es:

$$2.965,60 \text{ kgCO}_2/\text{año} - 2.550,88 \text{ kgCO}_2/\text{año} = 414,72 \text{ kgCO}_2/\text{año}$$

Por lo tanto, al optar por el sistema mixto (fotovoltaico + PVT) en lugar de solo fotovoltaico, se evita el equivalente a 176.5 litros de gasolina al año en términos de emisiones de CO₂.

4 DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

Para poder aprovechar la energía térmica del sol se centralizará la captación, acumulación y apoyo, con intercambiador independiente, porque son más económicas, fáciles de integrar y tienen buenos rendimientos.

-El circuito primario: Se encarga de captar la radiación solar mediante los captadores y transformarla en energía térmica, que se transfiere mediante un fluido caloportador hasta el intercambiador, donde se realiza el intercambio de calor con el circuito secundario.

-El circuito secundario: Está compuesto por el intercambiador, del acumulador y el sistema de apoyo además de una válvula de tres vías para poder repartir el agua caliente entre el ACS y el suelo radiante.

En la Figura 27 se puede observar esta distribución de circuitos, con la diferencia de que la válvula de tres vías está ubicada después del intercambiador de calor y el acumulador de ACS no incluye el intercambiador de calor.

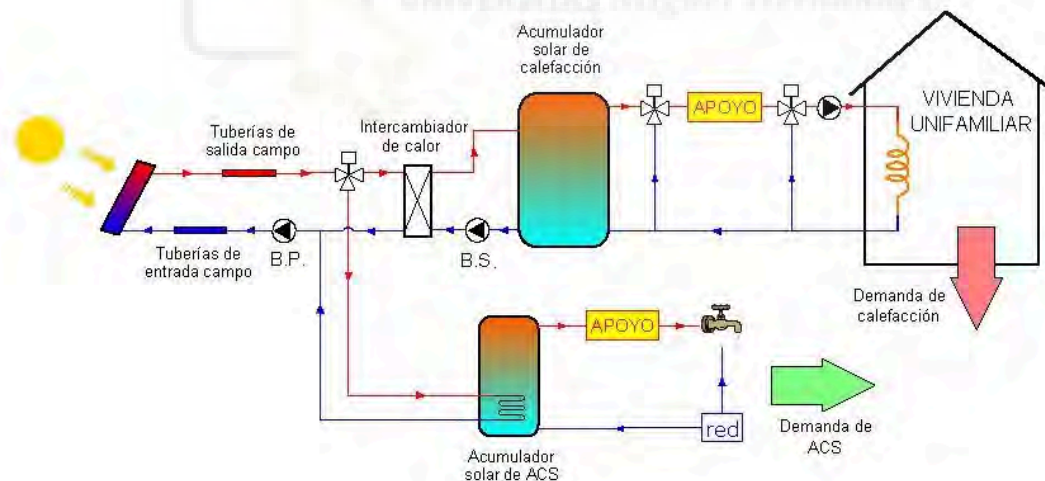


Figura 27. Esquema de una distribución tipo

4.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN

- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE): En España, el RITE es la normativa principal que regula las instalaciones térmicas, incluidas las solares térmicas. Establece los requisitos para el diseño, dimensionamiento y ejecución de estas instalaciones.
- Código Técnico de la Edificación (CTE): El Documento Básico HE4 del CTE establece las exigencias para el aprovechamiento de la energía solar térmica en edificios.
- Normas UNE: Las normas UNE (Una Norma Española) también son relevantes, como la UNE-EN 12976 para sistemas prefabricados y la UNE-EN 12975 para captadores solares.

Criterio

- Caudal de Diseño: El diámetro de las tuberías debe seleccionarse en función del caudal de fluido caloportador (generalmente agua o una mezcla de agua y anticongelante) que circula por el sistema. Este caudal depende de la potencia térmica requerida y del salto térmico (diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del captador).
- Velocidad del Fluido: La velocidad del fluido en las tuberías debe estar dentro de un rango recomendado para evitar ruidos, erosión y pérdidas de carga excesivas. Generalmente, se recomienda una velocidad entre 0,5 y 2 m/s.
- Pérdidas de Carga: Las pérdidas de carga (pérdidas de presión) deben calcularse para asegurar que la bomba seleccionada pueda mover el fluido a través del sistema sin problemas. Las pérdidas de carga dependen del diámetro de la tubería, la longitud, las singularidades (codos, válvulas, etc.) y el caudal.
- Material de las tuberías: Las tuberías deben ser resistentes a las temperaturas y presiones del sistema, así como a la corrosión. Los materiales comunes son el cobre, el acero inoxidable y los polímeros reforzados.

4.3 EQUILIBRIO HIDRÁULICO

Para garantizar el correcto funcionamiento de un sistema solar térmico, es fundamental mantener el equilibrio hidráulico en los circuitos. De lo contrario, pueden surgir diversos problemas, como un reparto desigual de caudales, un aumento de las pérdidas energéticas, la generación de ruidos en las tuberías terminales, una sobrecarga en la bomba de circulación e, incluso, un mayor riesgo de fallos prematuros en los componentes del sistema.

Para evitar estas complicaciones, existen dos métodos principales: el retorno invertido y la instalación de válvulas reguladoras de caudal.

El retorno invertido se basa en igualar la longitud total de tubería que llega a cada bancada de colectores. Esto se logra compensando las distancias, de modo que la tubería de ida más corta tenga un retorno más largo, y viceversa. De esta manera, la suma de la longitud de ida y retorno será la misma para todos los grupos de colectores, asegurando un reparto uniforme del caudal.

En la Figura 28 se comparan las dos configuraciones posibles del sistema: una con válvulas reguladoras de caudal y otra con retorno invertido.

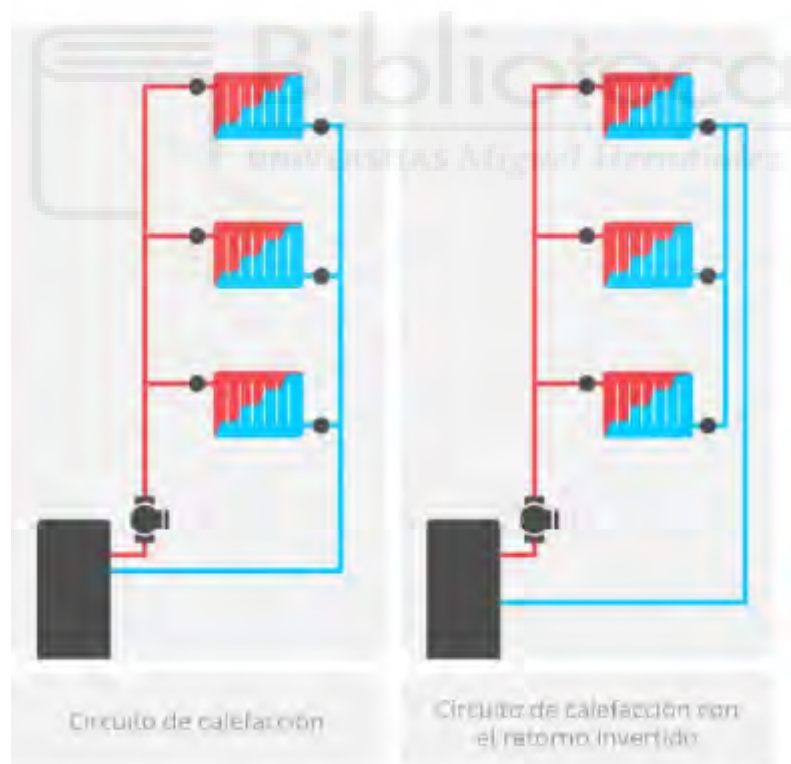


Figura 28. Comparación esquemática de un sistemas con válvulas controladoras de caudal y un sistema con equilibrado hidráulico

4.4 CÁLCULO DEL DIÁMETRO

Ecuación básica: Caudal (Q)

El caudal (Q) es el volumen de fluido que pasa por una sección de la tubería por unidad de tiempo. Se expresa matemáticamente como:

$$Q = A \cdot v$$

Donde:

- Q: Caudal (en m³/s).
- A: Área transversal de la tubería (en m²).
- v: Velocidad del fluido (en m/s).

Área transversal de una tubería circular

Para una tubería circular, el área transversal (A) se calcula en función del diámetro (D) usando la fórmula del área de un círculo:

$$A = \pi \cdot D^2 / 4$$

Donde:

- D: Diámetro de la tubería (en metros).
- π : Constante pi (aproximadamente 3,1416).

Si sustituimos el área transversal (A) en la ecuación del caudal (Q=A · v), obtenemos y despejamos el diámetro:

$$D = \sqrt{(4 \times Q) / (\pi \times V)}$$

Para el circuito primario ya disponemos de los datos para hacer el cálculo

- Caudal (Q): 0,2 m³/h
- Velocidad del fluido (v): Entre 0,5 m/s y 2,5 m/s (debido a restricciones de ruido)

$$Q = 0,2 \text{ m}^3/\text{h} \times 1\text{h}/3600\text{s} = 5,56 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$$

- Velocidad mínima (0,5 m/s)

$$D = \sqrt{(4 \times 5,56 \times 10^{-5}) / (\pi \times 0,5)} = 0,0119 \text{ m} = 11,9 \text{ mm}$$

- Velocidad mínima (2,5 m/s)

$$D = \sqrt{(4 \times 5,56 \times 10^{-5}) / (\pi \times 2,5)} = 0,0053 \text{ m} = 5,3 \text{ mm}$$

El diámetro de la tubería debe estar en el rango de 5,3 mm a 11,9 mm para seguir la recomendación del idae y no tener problemas de ruido.

Para el circuito secundario primero debemos calcular el caudal para poder acumular agua a 60°C.

- **Temperaturas del circuito primario:**

- Entrada = 90 °C
- Salida = 32 °C

- **Temperaturas del circuito secundario:**

- Entrada = 10 °C
- Salida = 60 °C

- **Densidad del agua (ρ): 983 kg/m³**

- **Calor específico del agua (c_p): 4186 J/kg·K**

$$Q_{\text{prim}} \times \rho \times c_p \times (T_{\text{prim},e} - T_{\text{prim},s}) = Q_{\text{sec}} \times \rho \times c_p \times (T_{\text{sec},e} - T_{\text{sec},s})$$

$$Q_{\text{sec}} = 0,232 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q = 0,232m^3/h \times 1h/3600s = 6,44 \times 10^{-5} m^3/s$$

- Velocidad mínima (0,5 m/s)

$$D = \sqrt{(4 \times 6,44 \times 10^{-5})/(\pi \times 0,5)} = 0,0128 m = 12,8 mm$$

- Velocidad mínima (2,5 m/s)

$$D = \sqrt{(4 \times 6,44 \times 10^{-5})/(\pi \times 2,5)} = 0,0057 m = 5,7 mm$$

El diámetro de la tubería debe estar en el rango de 5,7 mm a 12,8 mm para seguir la recomendación del idae y no tener problemas de ruido.

4.5 MATERIALES

El cobre es el material más utilizado y recomendado para las tuberías en sistemas solares térmicos debido a su resistencia a altas temperaturas, durabilidad y facilidad de instalación. Sin embargo, si el presupuesto es limitado, el polipropileno (PP-R) puede ser una alternativa viable, siempre que se asegure que las temperaturas del sistema no superen los límites del material.

Material	Tª max	P max
Cobre	>200 °C	Alta
Acero Inoxidable	>200 °C	Muy alta
PP-R	90-95 °C	Moderada
PEX	90 °C	Moderada
PVC	60-70 °C	Baja

Tabla 28. Especificación de materiales para tuberías

1. Tubería de cobre (Norma UNE-EN 1057)

Las tuberías de cobre se utilizan en instalaciones de fontanería y calefacción. Los diámetros comerciales más comunes son:

- Diámetros nominales (DN): 8, 10, 12, 15, 18, 22, 28, 35, 42, 54, 66.7, 76.1, 108 mm.

2. Tubería de polietileno (PE) (Norma UNE-EN 12201)

Las tuberías de polipropileno se usan en instalaciones de agua caliente y fría. Los diámetros comerciales más comunes son:

- Diámetros nominales (DN): 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 90, 110 mm.

El cobre es la opción más común y recomendada para las tuberías en sistemas solares térmicos, ya que soporta altas temperaturas, es duradero y fácil de instalar. No obstante, si el presupuesto es ajustado, el polipropileno (PP-R) puede ser una alternativa viable, siempre que se verifique que las temperaturas del sistema no excedan su límite de resistencia. Por esta razón y que no disponen de diámetros comerciales de PP-R voy a selección para el circuito primario una tubería de 10 mm de cobre y para el secundario una de 12 mm.

4.6 AISLAMIENTO

De acuerdo con el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), específicamente en su Documento Básico HE Ahorro de Energía, se establece como obligatorio el aislamiento térmico de las tuberías que transportan fluidos calientes. Esta normativa exige que todas las conducciones por las que circulen líquidos a temperaturas superiores a 40 °C deben contar con un aislamiento adecuado, cuyo espesor se determinará en función de la temperatura del fluido, el diámetro de la tubería y las condiciones ambientales. Esta medida no solo tiene como objetivo minimizar las pérdidas de energía, sino también garantizar la eficiencia energética de la instalación, mejorar la seguridad y cumplir con los requisitos legales en materia de sostenibilidad y ahorro energético.

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Tabla 29 . Especificaciones de aislamiento del RITE para tuberías de agua caliente en el interior

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60
$140 < D$	45	50	60

Tabla 30 . Especificaciones de aislamiento del RITE para tuberías de agua caliente en el exterior

Dado que nuestro circuito primario cuenta con una tubería de 10 mm ubicada en el exterior y alcanza una temperatura máxima de 100 °C, el espesor de aislamiento que utilizamos es de 35 mm. Por otro lado, el circuito secundario, que se encuentra en el interior con una tubería de 12 mm y una temperatura que no supera los 65 °C, lleva un aislamiento de 25 mm, en cumplimiento con la normativa del RITE.

4.7 DIMENSIONADO DE BOMBA

Para seleccionar la bomba adecuada en un sistema de circulación de fluidos, es fundamental determinar su punto de funcionamiento, el cual está definido por dos parámetros clave: el caudal y la presión. El caudal representa el volumen de fluido que debe circular por el sistema en un tiempo determinado, mientras que la presión corresponde a la energía necesaria para vencer las pérdidas de carga en la instalación, incluyendo las provocadas por la fricción en las tuberías, los accesorios y los cambios de altura. Con estos dos valores, se puede identificar la curva característica de la bomba que mejor se adapte a las necesidades del sistema, asegurando un funcionamiento eficiente y evitando sobre dimensionamientos que podrían incrementar el consumo energético o reducir la vida útil del equipo.

Calculamos las pérdidas de presión (ΔP) usando la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$\Delta P = f \times L/D \times (\rho \times v^2) / 2$$

Donde:

- Factor de fricción ($f = 0,03$ para flujo turbulento en tuberías de cobre)
- L = Longitud de la tubería
- D = Diámetro de la tubería
- ρ (Densidad del agua) = 983 kg/m³

- v (Velocidad del fluido)

1. Circuito Primario

Primero debemos sacar a la velocidad que va nuestro fluido para el diámetro que he seleccionado:

$$D = \sqrt{(4 \times Q) / (\pi \times v)}$$

$$v = 4 \times Q / \pi D^2$$

$$v = 4 \times 5,56 \times 10^{-5} / \pi \times 0,01^2 = 0,708 \text{ m/s}$$

-La tubería del circuito primario tiene una longitud de 14,2 m :

$$\Delta P_{\text{tubería}} = 0,03 \times 14,2 / 0,01 \times (983 \times 0,708^2) / 2 = 104.954 \text{ Pa} = 10,7 \text{ m.c.a}$$

-A estas pérdidas y hay que sumarle las de dentro del panel :

$$\Delta P_{\text{panels}} = \Delta P_{\text{panel}} \times N^{\circ} \text{ paneles} = 961 \times 2 = 1.922 \text{ Pa} = 0,20 \text{ m.c.a}$$

$$\Delta P = \Delta P_{\text{tubería}} + \Delta P_{\text{panels}} = 10,9 \text{ m.c.a}$$

Con estos dos datos ya podemos buscar una bomba con ese punto de funcionamiento. En este caso he seleccionado la bomba Alpha Solar 25-145 180 porque está diseñada para aguantar estas temperaturas. En la Figura 29 se puede ver representado ese punto de funcionamiento para el caudal.

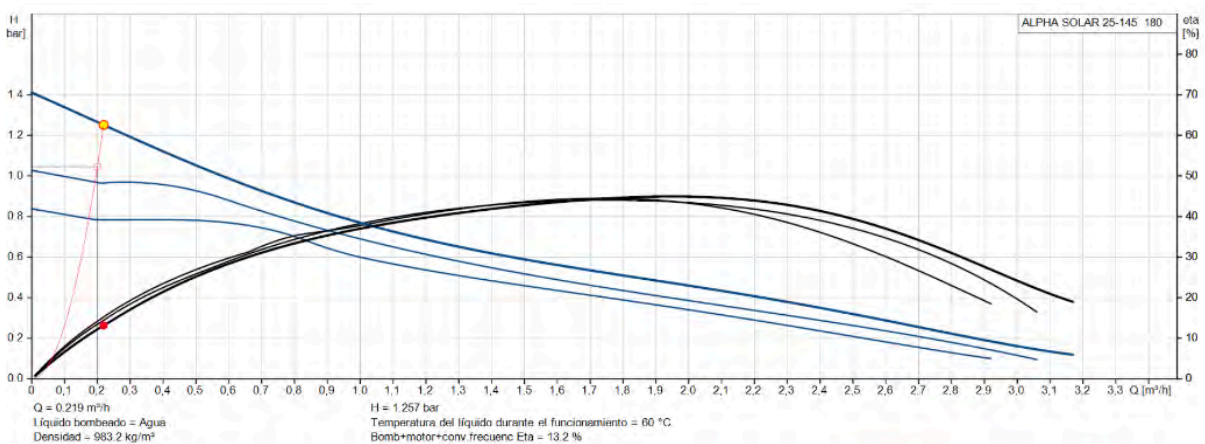


Figura 29. Punto de funcionamiento de bomba de circulación para circuito primario

2. Circuito secundario

$$D = \sqrt{(4 \times Q) / (\pi \times v)}$$

$$v = 4 \times Q / \pi D^2$$

$$v = 4 \times 6.44 \times 10^{-5} / \pi \times 0.012^2 = 0.57 \text{ m/s}$$

-La tubería del circuito secundario tiene una longitud de 11 m de los cuales 6m verticales :

- ρ (Densidad del agua) = 999,7 kg/m³

$$\Delta Pf = 0.03 \times 11 / 0.012 \times (999.7 \times 0.57^2) / 2 = 44.914 \text{ Pa} = 4.48 \text{ m. c. a}$$

-A estas pérdidas y hay que sumarle las que tiene que vencer por la gravedad :

$$\Delta Ph = \rho \times g \times h = 999.7 \times 9.81 \times 10 = 98.071 \text{ Pa} = 10 \text{ m. c. a}$$

$$\Delta P = \Delta Pf + \Delta Ph = 14.48 \text{ m. c. a}$$

Con estos dos datos ya podemos buscar una bomba con ese punto de funcionamiento. En este caso he seleccionado la bomba Stratos MAXO 32/0,5-16 PN 16. En la Tabla 31 está el punto de funcionamiento para ese caudal

Caudal Q	0,23 m ³ /h
Altura de impulsión (unidad de presión)	14,50 m (1,42 bar)
Fluido	Agua 100 %
Temperatura del fluido T	20,00 °C
Caudal suministrado	0,23 m ³ /h
Altura de impulsión (unidad de presión) en el punto de trabajo	14,50 m (1,42 bar)
Velocidad en el punto de funcionamiento	4.675 l/min
Consumo de potencia eléctrica total en el punto de funcionamiento	0,20 kW
Potencia en el eje total en el punto de funcionamiento	0,16 kW
Rendimiento hidráulico en el punto de funcionamiento	5,43 %
Rendimiento total en el punto de funcionamiento	4,29 %
Altura de impulsión	14,50 m
Setpoint dp-v	14,5

Tabla 31. Punto de funcionamiento de bomba de circulación para el circuito secundario

5 PRESUPUESTO

- Sistema Fotovoltaico y PVT

Elemento	Precio Partida	Unidades	Precio Final (€)
Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico	153,83	2	307,66
Módulo solar fotovoltaico y térmico	797,10	2	1.594,20
Módulo solar fotovoltaico	156,8	26	4.076,8
Inversor trifásico	2.567,56	1	2.567,56
Cable unipolar RZ1-K (AS) de 4mm ²	3,57	2 m	7,14

Cable unipolar PV1-F (AS) de 4mm ²	3,34	25 m	83,50
Canalización de tubo curvable de PVC de 32 mm ²	1,42	2 m	2,84
Canalización de tubo curvable de PVC de 16 mm ²	1,25	19 m	23,75
Interruptor automático magnético, tripolar (3P), intensidad nominal 25 A	288,03	1	288,03
Interruptor diferencial instantáneo superinmunizado, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 30 mA, clase A	530,22	1	530,22
SPD (descargador de sobretensión)	521,45	2	1042,9
Seccionador manual 1000 V / 32 A	324,20	1	324,20
Punto de vaciado	29,23	1	29,23
Tubería de distribución de A.C.S 10/12 mm ² cobre	27,5	35,2 m	968,00
Purgador automático	25,63	1	25,63
Acumulador de 300L	995,68	1	995,68
Electrobomba centrífuga	943,77	2	1.887,54
Electrobomba centrífuga Solar	998,40	1	998,40
Vaso de expansión, capacidad 5 l	156,82	1	156,82

Disipador pasivo de energía solar	1.023,06	1	1.023,06
Válvula de 3 vías	53,83	3	161,49
Control centralizado para sistema solar térmico	753,92	1	753,92

Tabla 32. Presupuesto de la opción de fotovoltaica y PVT

Total presupuesto parcial nº 1 Instalación Fotovoltaica y PVT : 17.848,57€

BI = 13% = 2.320,32€

Total SIN IVA: 20.168,89€

IVA = 21% = 4.235,47€

Total CON IVA: 24.404,36€

- Sistema Fotovoltaico

Elemento	Precio Partida	Unidades	Precio Final (€)
Estructura soporte para módulo solar fotovoltaico	153,83	2	307,66
Módulo solar fotovoltaico	156,8	28	4.390,40
Inversor trifásico	2.567,56	1	2.567,56
Cable unipolar RZ1-K (AS) de 4mm ²	3,57	2 m	7,14
Cable unipolar PV1-F (AS) de 4mm ²	3,34	25 m	83,50
Canalización de tubo curvable de PVC de 32 mm ²	1,42	2	2,84

Canalización de tubo curvable de PVC de 16 mm ²	1,25	19	23,75
Interruptor automático magnético, tripolar (3P), intensidad nominal 25 A	288,03	1	288,03
Interruptor diferencial instantáneo superinmunizado, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 30 mA, clase A	530,22	1	530,22
SPD (descargador de sobretensión)	521,45	2	1042,90
Seccionador manual 1000 V / 32 A	324,20	1	324,20

Tabla 33. Presupuesto de la opción de fotovoltaica

Total presupuesto parcial nº 1 Instalación Fotovoltaica: 9.568,20€

BI = 13% = 1.243,87€

Total SIN IVA: 10.812,07€

IVA = 21% = 2.270,54€

Total CON IVA: 13.082,61€

5.1 RETORNO DE INVERSIÓN

El retorno de la inversión en una instalación fotovoltaica depende de varios factores, como el coste inicial, el ahorro en la factura eléctrica y el mantenimiento del sistema. En este caso, al no considerar las subvenciones debido a los retrasos en su tramitación, el cálculo se basa únicamente en la rentabilidad directa de la instalación.

- Sistema Fotovoltaico y PVT

Mantenimiento anual $\approx 520\text{€}/\text{año}$

- Sistema Fotovoltaico

Mantenimiento anual $\approx 340\text{€}/\text{año}$

Dado que el retorno simple no es suficiente al no considerar la depreciación del dinero, se comparan ambos sistemas utilizando el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). El plazo de la inversión se establecerá en 15 años, que es el período en el que los inversores suelen comenzar a presentar problemas. Se tomará una tasa de descuento del 3%, que refleja el beneficio que podrías ganar con esa inversión a plazo fijo. Además, para mayor precisión, se incluirá un 1% anual de degradación de los paneles en los cálculos.

$$VAN = - Inversión + \sum (FLujo de Caja anual) / (1 + r)^t$$

La TIR es la tasa que hace que el VAN sea cero.

$$0 = - Inversión + \sum (FLujo de Caja anual) / (1 + TIR)^t$$

A continuación, se presentan tablas en las que se evaluará el costo de mantenimiento considerando la inflación anual, así como la evolución de las ganancias obtenidas con los paneles solares, tomando en cuenta una estimación de la evolución del precio de la luz. Se ha tomado una inflación de 2% en la electricidad y del 2,3% en el mantenimiento.

PVT y Fotovoltaica					
Año	Ingresos	Costes	Ingresos Actualizados	Costes Actualizados	Beneficio Anual
1	3.181,75 €	520,00 €	3.277,20 €	531,96 €	2.745,24 €
2	3.149,93 €	520,00 €	3.341,76 €	544,20 €	2.797,57 €
3	3.118,43 €	520,00 €	3.407,60 €	556,71 €	2.850,88 €
4	3.087,25 €	520,00 €	3.474,73 €	569,52 €	2.905,21 €
5	3.056,38 €	520,00 €	3.543,18 €	582,61 €	2.960,56 €
6	3.025,81 €	520,00 €	3.612,98 €	596,01 €	3.016,96 €
7	2.995,55 €	520,00 €	3.684,15 €	609,72 €	3.074,43 €
8	2.965,60 €	520,00 €	3.756,73 €	623,75 €	3.132,99 €
9	2.935,94 €	520,00 €	3.830,74 €	638,09 €	3.192,65 €
10	2.906,58 €	520,00 €	3.906,21 €	652,77 €	3.253,44 €
11	2.877,52 €	520,00 €	3.983,16 €	667,78 €	3.315,37 €
12	2.848,74 €	520,00 €	4.061,63 €	683,14 €	3.378,48 €
13	2.820,26 €	520,00 €	4.141,64 €	698,85 €	3.442,79 €
14	2.792,05 €	520,00 €	4.223,23 €	714,93 €	3.508,30 €
15	2.764,13 €	520,00 €	4.306,43 €	731,37 €	3.575,06 €

Inflacion Electricidad	2%
Inflación Mantenimiento	2,30%

Tabla 34. Cuenta de resultados de la instalación mixta

Fotovoltaica					
Año	Ingresos	Costes	Ingresos Actualizados	Costes Actualizados	Beneficio Anual
1	2.646,78 €	340,00 €	2.699,72 €	347,82 €	2.351,90 €
2	2.620,31 €	340,00 €	2.726,17 €	355,82 €	2.370,35 €
3	2.594,11 €	340,00 €	2.752,89 €	364,00 €	2.388,89 €
4	2.568,17 €	340,00 €	2.779,87 €	372,38 €	2.407,49 €
5	2.542,49 €	340,00 €	2.807,11 €	380,94 €	2.426,17 €
6	2.517,06 €	340,00 €	2.834,62 €	389,70 €	2.444,92 €
7	2.491,89 €	340,00 €	2.862,40 €	398,67 €	2.463,73 €
8	2.466,97 €	340,00 €	2.890,45 €	407,83 €	2.482,62 €
9	2.442,30 €	340,00 €	2.918,78 €	417,21 €	2.501,56 €
10	2.417,88 €	340,00 €	2.947,38 €	426,81 €	2.520,57 €
11	2.393,70 €	340,00 €	2.976,27 €	436,63 €	2.539,64 €
12	2.369,76 €	340,00 €	3.005,43 €	446,67 €	2.558,76 €
13	2.346,07 €	340,00 €	3.034,89 €	456,94 €	2.577,94 €
14	2.322,61 €	340,00 €	3.064,63 €	467,45 €	2.597,18 €
15	2.299,38 €	340,00 €	3.094,66 €	478,20 €	2.616,46 €

Inflación Electricidad	2%
Inflación Mantenimiento	2,30%

Tabla 35. Cuenta de resultados de la instalación tradicional

En las siguientes tablas se presentará el VAN (Valor Actual Neto) año por año. El momento en que el VAN sea igual a cero corresponderá al instante real en el que la inversión inicial sea recuperada.

-Sistema Fotovoltaico y PVT

	Valor Sin Actualizar	Tasa de inflación	Valor Actualizado	VAN	TIR	Año de recuperación
0	-24.404,36 €	1,000	-24.404,36 €	-24.404,36 €		
1	2.745,24 €	1,023	2.683,52 €	-21.739,08 €	-88,8%	
2	2.797,57 €	1,047	2.673,19 €	-19.102,10 €	-60,1%	
3	2.850,88 €	1,071	2.662,89 €	-16.493,14 €	-38,8%	
4	2.905,21 €	1,095	2.652,62 €	-13.911,90 €	-24,8%	
5	2.960,56 €	1,120	2.642,39 €	-11.358,09 €	-15,4%	
6	3.016,96 €	1,146	2.632,18 €	-8.831,43 €	-8,9%	
7	3.074,43 €	1,173	2.622,02 €	-6.331,63 €	-4,3%	
8	3.132,99 €	1,200	2.611,88 €	-3.858,43 €	-0,8%	
9	3.192,65 €	1,227	2.601,78 €	-1.411,53 €		
10	3.253,44 €	1,255	2.591,71 €	1.009,33 €	3,8%	9años, 6meses y 17días
11	3.315,37 €	1,284	2.581,67 €	3.404,43 €	5,4%	
12	3.378,48 €	1,314	2.571,66 €	5.774,03 €	6,6%	
13	3.442,79 €	1,344	2.561,69 €	8.118,40 €	7,6%	
14	3.508,30 €	1,375	2.551,75 €	10.437,80 €	8,4%	
15	3.575,06 €	1,406	2.541,84 €	12.732,49 €	9,1%	

Tasa de depreciación	0,03
----------------------	------

Tabla 36. Tabla del retorno de la inversión del sistema PVT y fotovoltaico

-Sistema Fotovoltaico

	Valor Sin Actualizar	Tasa de inflación	Valor Actualizado	VAN	TIR	Año de recuperación
0	-13.082,61 €	1,000	-13.082,61 €	-13.082,61 €		
1	2.351,90 €	1,030	2.283,39 €	-10.799,22 €	-82,0%	
2	2.370,35 €	1,061	2.234,28 €	-8.564,93 €	-47,5%	
3	2.388,89 €	1,093	2.186,17 €	-6.378,76 €	-25,2%	
4	2.407,49 €	1,126	2.139,03 €	-4.239,74 €	-11,6%	
5	2.426,17 €	1,159	2.092,84 €	-2.146,90 €	-2,9%	
6	2.444,92 €	1,194	2.047,58 €	-99,32 €	2,8%	
7	2.463,73 €	1,230	2.003,24 €	1.903,92 €	6,7%	6 años, 0 meses 18 días
8	2.482,62 €	1,267	1.959,80 €	3.863,72 €	9,5%	
9	2.501,56 €	1,305	1.917,24 €	5.780,96 €	11,5%	
10	2.520,57 €	1,344	1.875,54 €	7.656,50 €	13,1%	
11	2.539,64 €	1,384	1.834,69 €	9.491,19 €	14,2%	
12	2.558,76 €	1,426	1.794,67 €	11.285,85 €	15,1%	
13	2.577,94 €	1,469	1.755,45 €	13.041,31 €	15,8%	
14	2.597,18 €	1,513	1.717,04 €	14.758,35 €	16,3%	
15	2.616,46 €	1,558	1.679,40 €	16.437,75 €	16,8%	

Tasa de depreciación	0,03
----------------------	------

Tabla 37. Tabla del retorno de la inversión del sistema fotovoltaico

Para simplificar la comparación, en la Tabla 38 se resumirá todos los valores clave, permitiendo una evaluación más sencilla y directa de los dos sistemas.

Resumen de Resultados		
Parámetros	Sistema Fotovoltaico	Sistema Fotovoltaico y PVT
VAN	16.437,75€	12.732,49€
TIR	16,8%	9,1%
Periodo de Retorno Actualizado	6 años, 0 meses y 18 días	9 años, 6 meses y 18 días

Tabla 38. Tabla de resumen de inversión

6 CONCLUSIÓN

El desarrollo de este proyecto comparativo entre una instalación fotovoltaica convencional y un sistema híbrido fotovoltaico-térmico (PVT) ha permitido profundizar en aspectos técnicos clave relacionados con el diseño, dimensionado y conexión de sistemas de energía renovable. A nivel académico, se ha fortalecido el conocimiento en áreas como el dimensionado eléctrico de instalaciones fotovoltaicas, la integración de sistemas híbridos y la optimización de componentes térmicos, lo que ha proporcionado una visión más completa y aplicada de estas tecnologías.

Uno de los aprendizajes más relevantes ha sido el dominio de las metodologías para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Esto incluye la selección adecuada de paneles, inversores y sistemas de protección, así como el cálculo de la producción energética en función de la radiación solar y las condiciones locales. Además, se ha adquirido experiencia en la interpretación de normativas y estándares técnicos, como el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), para garantizar que la instalación cumpla con los requisitos de seguridad y eficiencia.

En cuanto a la parte térmica, el proyecto ha permitido profundizar en el uso de herramientas como las guías del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) para el diseño y optimización de sistemas térmicos. Esto ha incluido el dimensionado de bombas de circulación, la selección de tuberías y el cálculo de pérdidas de carga en el circuito hidráulico. También se ha trabajado en la integración de sistemas de almacenamiento térmico y en la optimización del rendimiento del intercambiador de calor, lo que ha permitido comprender mejor las sinergias entre los componentes eléctricos y térmicos en un sistema híbrido.

En los siguientes apartados, se presentará un análisis comparativo con el objetivo de determinar cuál de los sistemas evaluados resulta más favorable en términos económicos, medioambientales y de mantenimiento. Esta conclusión permitirá identificar las ventajas y desventajas de cada opción, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas en futuros proyectos.

6.1 ECONÓMICA

Tras analizar la rentabilidad de las distintas opciones energéticas, se concluye que la instalación fotovoltaica es la alternativa más adecuada en escenarios donde se dispone de un presupuesto más limitado o se prioriza un retorno de inversión a corto plazo. No obstante, en el contexto normativo actual y teniendo en cuenta los objetivos europeos de descarbonización, es previsible que en los próximos años se endurezcan las restricciones al consumo de fuentes no renovables, lo que favorecerá aún más los sistemas de autoconsumo con un alto porcentaje de energía renovable.

El aprovechamiento de la energía térmica presenta un desafío estacional, ya que durante aproximadamente siete meses al año su uso es limitado si no se cuenta con una demanda constante, como la calefacción. Sin embargo, integrar un sistema que destine el excedente térmico a aplicaciones complementarias, como la climatización de una piscina o un jacuzzi, permitiría mejorar significativamente la rentabilidad y optimizar el aprovechamiento energético del sistema.

6.2 AMBIENTAL

Tras el análisis comparativo del impacto ambiental entre un sistema híbrido PVT (fotovoltaico-térmico) y uno exclusivamente fotovoltaico, se concluye que la reducción de emisiones de CO₂ alcanza un 14% en favor del sistema mixto. Esto sugiere que, desde una perspectiva ambiental, la instalación híbrida presenta un mejor desempeño. Sin embargo, dado que la mejora no es significativamente amplia, el sistema fotovoltaico convencional sigue siendo una opción altamente competitiva y viable.

Además, se evidencia una correlación entre los aspectos ambientales y económicos. En este sentido, si se optimizará el aprovechamiento de la salida térmica en los sistemas PVT, su rentabilidad y atractivo podrían incrementarse, posicionándose como una alternativa más interesante tanto ecológica como económicamente.

6.3 MANTENIMIENTO

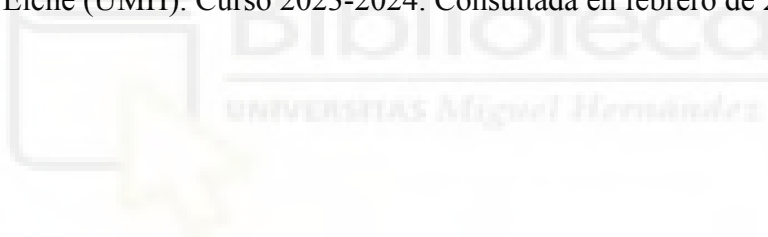
El mantenimiento de una instalación fotovoltaica y de un sistema híbrido (PVT) presenta diferencias clave debido a la naturaleza de cada tecnología. En una instalación fotovoltaica convencional, el mantenimiento es relativamente sencillo y se centra en la limpieza periódica de los módulos para evitar pérdidas de rendimiento por acumulación de polvo, polen o excrementos de aves. Además, es fundamental inspeccionar las conexiones eléctricas, el estado del inversor y la posible degradación del cableado o de los paneles debido a factores ambientales. Dado que los paneles fotovoltaicos no tienen partes móviles y su degradación es lenta, los costes de mantenimiento suelen ser bajos y la intervención técnica es mínima.

Por otro lado, cuando se integran paneles híbridos PVT en la instalación, el mantenimiento se vuelve algo más complejo debido a la incorporación del circuito hidráulico. Estos paneles combinan la generación eléctrica con el aprovechamiento térmico, lo que implica la presencia de tuberías, intercambiadores de calor y una bomba de circulación que requieren revisiones periódicas. Es crucial verificar la presión y la calidad del fluido caloportador, así como asegurarse de que no existan fugas ni obstrucciones en el circuito. Además, dado que el sistema térmico opera con temperaturas elevadas, se debe controlar la eficiencia del aislamiento y prevenir la formación de aire en el circuito, que podría afectar el rendimiento.

En términos generales, aunque un sistema híbrido requiere un mantenimiento más detallado en comparación con una instalación exclusivamente fotovoltaica, la diferencia no es significativa si se cuenta con un diseño adecuado y una planificación de revisiones periódicas. El beneficio adicional de aprovechar la energía térmica compensa la inversión en mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Industria y Energía. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- [3] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana. Documento Básico DB-HE Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación.
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). Guía técnica de la energía solar térmica.
<https://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica>
- [5] Asignatura de Centrales Térmicas. Universidad Miguel Hernández UMH 2024-2025 (www.umh.es). Consultada en febrero de 2025.
- [6] Asignatura de Baja Tensión. Grado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Miguel Hernández de Elche (UMH). Curso 2023-2024. Consultada en febrero de 2025.



FICHAS TÉCNICAS

Smart PV Controller

SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 (High Current Version)



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



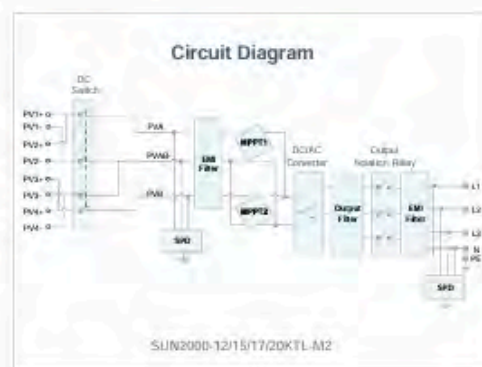
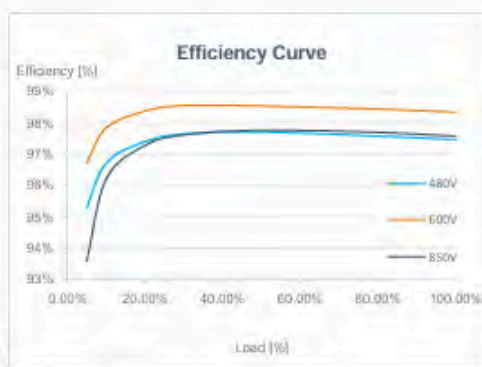
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 (High Current Version)
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-12KTL-M2	SUN2000-15KTL-M2	SUN2000-17KTL-M2	SUN2000-20KTL-M2
Efficiency				
Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Input				
Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Max. input voltage ²			1,090 V	
Operating voltage range ³			160 V - 950 V	
Start-up voltage			200 V	
Rated input voltage			600 V	
Max. input current per MPPT			27 A ⁴	
Max. short-circuit current			35 A	
Number of MPPT trackers			2	
Max. number of inputs			4	
Output				
Grid connection			Three phase	
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage		220 Vac / 230 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE		
Rated AC grid frequency		50 Hz / 60 Hz		
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor		0.8 leading ... 0.8 lagging		
Max. total harmonic distortion		≤ 3 %		
Features & Protections				
Input-side disconnection device		Yes		
Anti-islanding protection		Yes		
AC over-current protection		Yes		
AC short-circuit protection		Yes		
AC over-voltage protection		Yes		
DC reverse-polarity protection		Yes		
DC surge protection		TYPE II		
AC surge protection		Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11		
Residual current monitoring unit		Yes		
Arc-fault protection		Yes		
Ripple receiver control		Yes		
Integrated PID recovery ⁵		Yes		
General Data				
Operation temperature range	25 ~ +60 °C (-13 ~ 140 °F)			
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH			
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling	Natural Convection			
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App			
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle WLAN-FE (Optional)			
Weight (with mounting plate)	25 kg			
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	520 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)			
Degree of protection	IP65			
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W ⁶			
Optimizer Compatibility				
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P			
Standard Compliance (more available upon request)				
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Grid connection standards	GBB, GB9, EN 50438, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/T1, ABNT-VF8 2019, RD 1699, RD 867, PD 12.3, TOR DA, IEC61723, IEC62116, DEWA			

¹ Typical max. input PV power is 45,000 Wp with long strings and designed and approved with SUN2000-450W-P power optimizer.
² The maximum input voltage is the lesser one of the DC voltage after input from DC-coupled module power storage inverter.
³ Any AC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter tripping or damage.
⁴ The MPPT voltage of each PV string must exceed the lower one of PV string MPPT voltage range. (PV string MPPT voltage range: 120V to 950V (200V, 230V, 400V, 600V, 800V, 1000V, 1200V, 1400V, 1600V, 1800V, 2000V, 2200V, 2400V, 2600V, 2800V, 3000V, 3200V, 3400V, 3600V, 3800V, 4000V, 4200V, 4400V, 4600V, 4800V, 5000V, 5200V, 5400V, 5600V, 5800V, 6000V, 6200V, 6400V, 6600V, 6800V, 7000V, 7200V, 7400V, 7600V, 7800V, 8000V, 8200V, 8400V, 8600V, 8800V, 9000V, 9200V, 9400V, 9600V, 9800V, 10000V).
⁵ SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 has an integrated PID recovery function. The grid connection protection is required for PV power limiter function. The supported inverter types are as follows: (1) Type (max. input):
 (1) 1000V AC/1000V DC (max. input: 1000V)
⁶ Standby Power Consumption will be more available at 25°C ambient temperature, when expected voltage is 0V/0A.

DUALSUN
Fabricante francés de paneles solares

Este panel fotovoltaico ofrece un rendimiento fiable y una eficiencia optimizada, combinada con un elegante aspecto ultra negro especialmente indicada para proyectos de autoconsumo fotovoltaicos e híbridos.

FLASH® 425 Shingle Black

RENDIMIENTO OPTIMIZADO

Células monocristalinas de alto rendimiento
Vidrio antirreflejante que garantiza un alto rendimiento incluso con luz difusa

GARANTIAS

25 años de garantía del producto
+5 años de extensión de garantía al activar las garantías
Garantías de rendimiento sobre el rendimiento fotovoltaico de 30 años

Condiciones para la activación de garantías en dualsun.com

ESTÉTICO Y FÁCIL DE INSTALAR

Diseño elegante y atractiva
Tenue mecánica hasta 5400 Pa
Compatible con todos los sistemas de instalación de techos.

CALIDAD Y SEGURIDAD

Excelente resistencia al granizo (IG4)
Certificación según normas IEC
Prueba de corrosión por niebla salina - Norma IEC

IEC 61215 y 61730 n.º 44 780 20 406 749 - 210R142
IEC 61701 (niebla salina) n.º 44 780 20 067 49 - 242R1M1
IEC 62716 (amoniaco) n.º 44 780 22 406 749 - 222

FIABILIDAD Y COMPETITIVIDAD

El panel fotovoltaico DualSun FLASH® se fabrica de acuerdo con especificaciones muy estrictas, y cada lote de producción es auditado sistemáticamente por una oficina de control externa especializada.

Diseñado en Francia: centro de I+D en Marsella

Células fotovoltaicas laminadas en Asia para una cadena de valor optimizada
Auditoria sistemática de producciones por oficina de control de terceros.

PANEL IDEAL PARA TECHO:

RÉSIDENTIAL

COMERCIAL

Panel reciclable

FLASH[®] 425 Shingle Black



Dimensionales



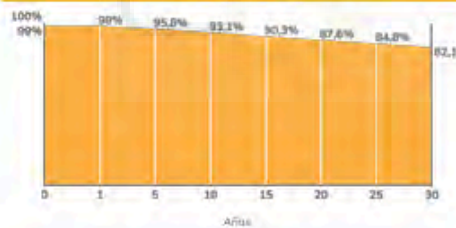
Características físicas

Dimensiones (LxAxe)	1899 mm x 1096 mm x 30 mm
Peso	21.8 kg
Número de células	320
Tipo de célula	Monocristalina PERC-e
Conectores	MC4 Original Staübler
Longitud del cable	1500 mm
Caja de conexiones	IP67 - 2 diodos
Carga máxima	5400 Pa (Neige) 2400 Pa (Vent)
Marco / Backsheet	Aluminio anodizado negro / Negro
valor ECS	497 kg eq CO ₂ /kWp
Grosor del vidrio	3.2mm
Coef bifacialidad	

Características operativas

Temperatura	-40°C / +85°C
Tensión máxima del sistema	1500 VDC
Corriente inversa máxima	25 A
NMOT	45 +/- 2°C
Clase de aplicación	II

Garantía de potencia lineal



Características fotovoltaicas

Potencia nominal	425 W
Tolerancia de potencia de salida	0/+3%
Eficiencia del módulo	20.4 %
Tensión a potencia nominal (V _{MPP})	36.0 V
Corriente a potencia nominal (I _{MPP})	11.81 A
Tensión a circuito abierto (V _{OC})	43.4 V
Corriente de cortocircuito (I _{SC})	12.56 A

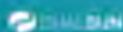
Condiciones STC (AM 1.5 - 1000 W/m² - 25°C)
Tolerancia de medición: +/- 3%

Encuentre las instrucciones y los sistemas de instalación en nuestra área de recursos:



Coefficientes de temperatura

Coefficiente de temperatura Tensión (μV _{OC})	-0.27 %/K
Coefficiente de temperatura Corriente (μI _{SC})	0.04 %/K
Coefficiente de temperatura Potencia (μP _{MPP})	-0.34 %/K



7 rue Marcel Desobry - 33611 Mérignac - FRANCE

+33 (0) 5 41 31 41 31 76

info@solaredge.com

solaredge.com





DUALSUN

Fabricante francés de paneles solares

El panel solar híbrido SPRING (PVT)® diseñado y fabricado en Francia (certificado Made in France), produce electricidad y agua caliente.

SPRING® 425 Shingle Black

CARA FRONTAL FOTOVOLTAICA

Células monocristalinas de alta eficiencia refrigeradas por circulación de agua
 Vidrio antirreflejante que garantiza un alto rendimiento incluso con luz difusa

CARA POSTERIOR TÉRMICA

Producción de agua caliente con un intercambiador de calor ultrafino patentado completamente integrado en el panel
DualBoost® : Aumento de la eficiencia fotovoltaica mediante células de refrigeración.

GARANTIAS

Fabricante francés
 10 años de garantía del producto, a partir de la activación de las garantías
 Garantías de rendimiento sobre el rendimiento fotovoltaico de 30 años

Condiciones de activación de la garantía en dualsun.com



DualQuickfit

CALIDAD Y SEGURIDAD

- Excelente resistencia al granizo (RG4)
- IEC 61215 y 61730 DE 2-038845 + DE 2-039244
- SOLAR KEYMARK n°011-7S3167 P + n°011-7S3168 P
- Listado CEC / UL 1703 N°80150682 / ICC-SRCC No./10002165 / No./10002166

DUALQUICKFIT®

Sistema de conexión hidráulica Plug & Play patentada, para una instalación más rápida y confiable del panel SPRING®

LA INDUSTRIA DEL FUTURO ETIQUETA

Diseñado en Francia :
 Centro de I&D en Marsella
 Fabricado en Francia (certif. FR-IMF-2023-375):
 Fábrica certificada DIN EN ISO 9001:2015

PANEL COMPATIBLE PARA APLICACIONES:

ACS	BOMBA DE CALOR	PISCINA
		

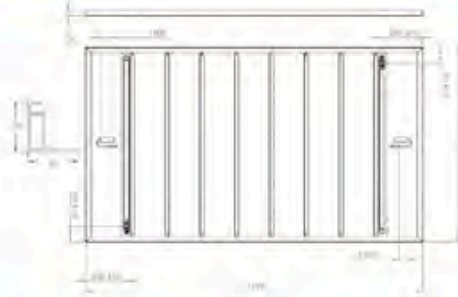


Panel reciclable

SPRING[®] 425 Shingle Black



Dimensiones



Características físicas

Largo	1893 mm	
Ancho	1096 mm	
Grosor	30 mm	
	No aislado	Aislado
Peso vacío / completo	28,6 / 33,6 kg	29,4 / 34,4 kg
Número de células	320	
Tipo de célula	Monocristalino PERC	
Conectores	MC4 Original Stäubli	
Longitud del cable	1500 mm	
Carga máxima	6600 Pa (nieve) / 3600 Pa (viento)	
Marco / Backsheet	Aluminio anodizado negro / Negro	

Características fotovoltaicas

Potencia nominal	425 W
Rendimiento fotovoltaico a 25 años	84,8%
Tolerancia de potencia de salida	0/+3%
Eficiencia del módulo	20,4 %
Tensión a potencia nominal (V_{mp})	36,0 V
Corriente a potencia nominal (I_{mp})	11,81 A
Tensión a circuito abierto (V_{oc})	43,4 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	12,56 A
Coefficiente de temperatura Tensión (μV_{oc})	-0,27 %/°K
Coefficiente de temperatura Corriente (μI_{sc})	0,04 %/°K
Coefficiente de temperatura Potencia (μP_{max})	-0,34 %/°K
Tensión máxima del sistema	1500 VCC
Corriente inversa máxima	25A
NMOT	45 +/- 2°C
Clase de aplicación	II

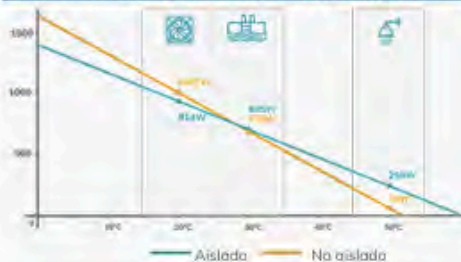
Condiciones STC (AM 1.5 - 1000 W/m² - 25°C)
Tolerancia de medición: +/- 3%

Características térmicas

Energía térmica	418 W _{th} /m ²	869 W _{th} /pn
Área del solar captor	2,08 m ²	
Volumen del intercambiador	5 L	
Presión máxima de trabajo	1,5 bar	
Caída de presión	Retrato	Paisaje
(Pa [mmH2O])	α 60 L/h 186 19	441 45
	α 100 L/h 461 47	961 98
Entrada / salida hidráulica	conexión DualQuickfit®	
	No aislado	Aislado
Temperatura de estagnación	80°C	90°C
Eficiencia óptica α ₀	40,5 %	39,07 %
Coefficiente α ₁	15,9 W/Km ²	8,6 W/Km ²
Coefficiente α ₂	0 W/(m ² ·K ²)	0 W/(m ² ·K ²)

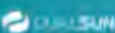
Potencia térmica calculada con viento u = 0 m/s, DT = 0, G = 1000 W/m²
* Los coeficientes α₀, α₁ y α₂ resultado de las pruebas de certificación EN 9806:2017 para colectores solares sin acristalamiento realizadas por KIWA para una velocidad del viento u=1 m/s: α₀=α₀-c₀*u²; α₁=c₁+c₂*u; u²=u-3

Potencia térmica por panel en función de la temperatura del agua en el panel y por aplicación



Prestaciones derivadas de los valores α₀, α₁ (viento u = 0 m / s) en condiciones STC (T = 25 ° C, G = 1000 W / m²)

Encuentre las instrucciones y los sistemas de instalación en nuestra área de recursos.



2 Via Euzkadi, Donostia - 48100 Balmuccia - FRANCE

+34 94 4 42 41 93 70

central@dualsun.com

dualsun.com

9/12/24, 20:50

HOJA DE PRODUCTO

B10T

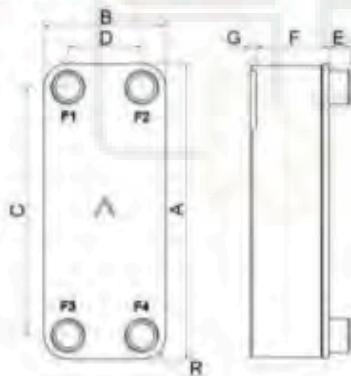
El B10T ofrece soluciones efectivas de intercambio de calor para una amplia gama de capacidades. Se trata de un sistema rápido y sencillo de adaptar para varias aplicaciones. El tamaño compacto y la flexibilidad del producto y la excelente transferencia del calor hacen que sea la solución ideal para aplicaciones de refrigeración y aplicaciones de dos fases.



Especificaciones básicas

Número máximo de placas (NoP)	140
Volumen máximo de caudal	9 m³/h (39.63 gpm)
Volumen del canal	
Materiales	Placas de acero inoxidable 316, soldadura de cobre
Peso sin incl. Conexiones	

Dimensiones estándar



Ø	MM	IN
A	289	11.38
B	119	4.69
C	243	9.57
D	72	2.83
F	4.00*2.24*(NoP)	0.16*0.09*(NoP)
G	6	0.24
R	22	0.87
E_1	20.10	0.79

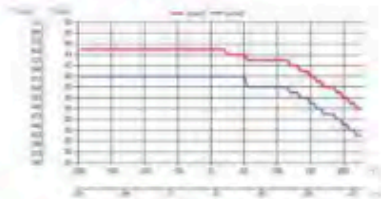
9/12/24, 20:51

Conexiones disponibles



*Para dimensiones específicas y para obtener información sobre otros tipos de conexiones, póngase en contacto con su representante de ventas de SWEP.

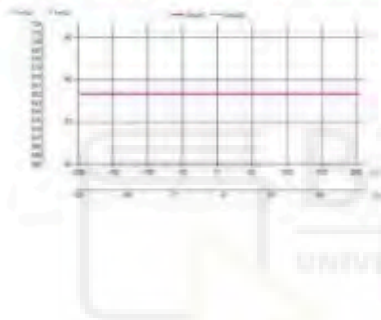
PED Presión / Temperatura



El concepto BPHE

El intercambiador de calor de placas soldadas (BPHE) está construido como un pequeño de placas de canales corrugadas con un material de aportación entre cada placa. Durante el proceso de soldadura al vacío, el material de aportación forma una soldadura reforzada en cada punto de contacto entre las placas, lo que genera canales complejos. El BPHE permite a los fluidos con diferentes temperaturas estar muy próximos el uno del otro, separados únicamente por placas de canales, que facilitan la transferencia de calor de un fluido a otro con una eficiencia muy alta. El concepto es similar a una tecnología de bastidor y placa, pero en las juntas y las partes de bastidores.

UL Presión / Temperatura



Aprobación de terceros

En general, los intercambiadores de calor de placas soldadas (BPHE) de SWEP cuentan con la aprobación de los siguientes organismos de certificación: Europa, Directiva de Equipos a Presión (PED) Estados Unidos, Underwriters Laboratories Inc. (UL) Japón, Kowatsu-Gas Hoan Kyusai (KHK) Alemania, SWEP cuenta con la aprobación de una amplia variedad de organismos de certificación. Para obtener información sobre aprobaciones, póngase en contacto con su representante local de SWEP. SWEP se reserva el derecho a realizar cambios sin previo aviso.

Software de cálculo SSP

Con el software SSP de SWEP, podrá llevar a cabo cálculos avanzados de transferencia de calor y escoger la solución del producto que mejor se adapte a su aplicación. También resultará muy sencillo elegir conexiones y generar diseños del producto completo. Si necesita asesoramiento o le gustaría tratar sobre diferentes soluciones de productos, SWEP ofrece todos los servicios y ayuda que necesita.

Descargo de responsabilidad de los materiales

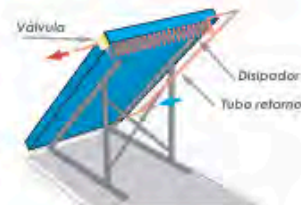
La información y las recomendaciones sobre los productos se prestan de buena fe. Sin embargo, SWEP no garantiza ni se hace responsable de la exhaustividad o precisión de dicha información. La información se proporciona bajo la condición de que los compradores tomen su propia determinación sobre la idoneidad de los productos para sus objetivos antes de utilizarlos. Los compradores deben saber que las propiedades de los productos dependen de la aplicación y la selección del material y que los productos que contengan acero inoxidable pueden sufrir corrosión si se utilizan en entornos inadecuados.

DISIPADOR PASIVO

Sistema de disipación térmica por gravedad, sin necesidad de componentes eléctricos.



Modelo	Potencia Disipador	Metros de paneles
DS2K	2.000 W	2 m ²
DS4K	4.000 W	4 m ²
DS6K	6.000 W	6 m ²
*DS8K	8.000 W	8 m ²
*DS10K	10.000 W	10 m ²



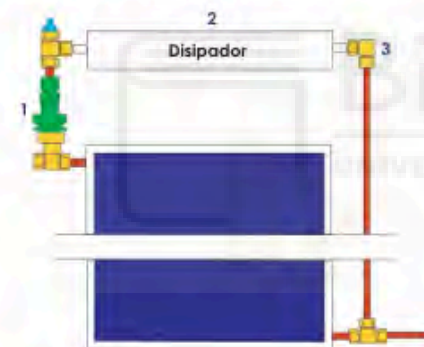
INSTALACIÓN DE DISIPADOR DE GRAVEDAD

ESQUEMA DE INSTALACIÓN *Disipador Captador para instalación vertical u horizontal*

La válvula se conecta a la salida del colector/es solar/es y al disipador. De la salida del disipador/es a la entrada del colector solar, según esquema.

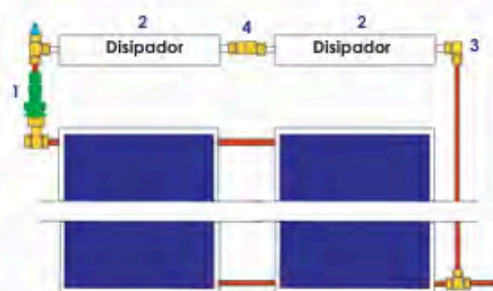
Procurar colocar el disipador en la sombra del colector, pues hace aumentar la eficacia.

Se puede montar con manguitos de compresión, rascados, soldados etc. **NO SE PUEDE APLICAR SOLDADURA A LA VALVULA . ¡IMPORTANTE INSTALAR EL DISIPADOR POR ENCIMA DEL NIVEL DE LA SALIDA DEL CAPTADOR FIJADO A LA ESTRUCTURA! NO INCLUYE SOPORTES PARA EL DISIPADOR**



Componentes.

1. Kit Válvula
2. Disipador cobre
3. Codo 22 x 3/4"



1. Kit Válvula
 2. Disipador cobre según modelo
 3. Codo 22 x 3/4"
 4. Manguito según modelo
- DS2K: 0 manguitos + 1 Disipador
 DS4K: 1 manguitos + 2 Disipador
 DS6K: 2 manguitos + 3 Disipador
 DS8K: 3 manguitos + 4 Disipador
 DS10K: 4 manguitos + 5 Disipador

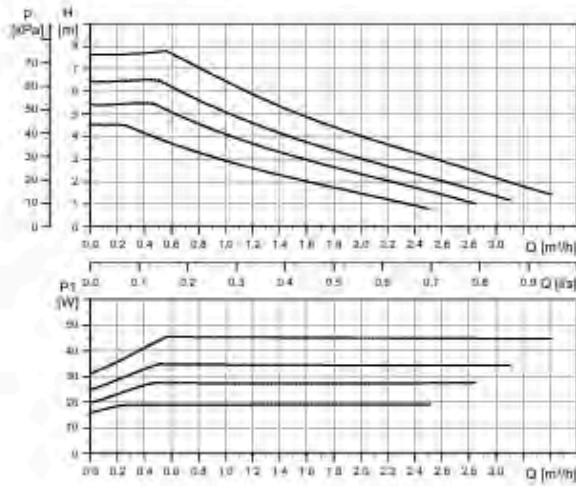
La información incluida en el presente documento es correcta en el momento de su publicación, no obstante puede estar sujeta a modificaciones sin previo aviso.

FERCO INDOPS S.L. / CO.MERCIO FERCO EUROPA S.L.

Carretera de Sagunto, 150 - 46100 Sagunto (Valencia) España
 Teléfono: +34 963 510000 Fax: +34 963 510001
 e-mail: info@fercoindops.com

Español (ES)

14.3 ALPHA SOLAR 15-75 130, 25-75 130, 25-75 180 (N)



ALPHA SOLAR XX-XX: IEE ≤ 0,20, fase 3
 ALPHA SOLAR XX-XX N: IEE ≤ 0,23, fase 3
 P_{L, mod} ≤ 20 W

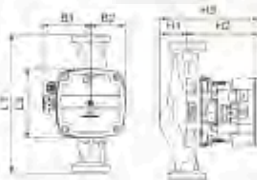
Ajuste	Altura _{nom.}	P _{Trans}
Curva 1	5,5 m	28 W
Curva 2	8,5 m	35 W
Curva 3	7,5 m	45 W

Ajustes	
PWM C	CC
1	3

Datos eléctricos, 1 × 230 V, +10/-15 %, 50/60 Hz		
Velocidad	P ₁ [W]	I _{it} [A]
Min.	27	0,04
Máx.	45	0,48

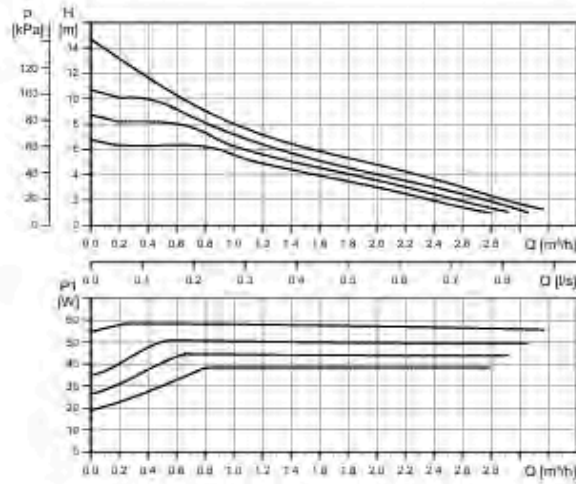
Solo en funcionamiento a la velocidad mínima con señal PWM.

Dimensiones



Tipo de bomba	Dimensiones [mm]							Conexiones	Peso [kg]
	L1	L3	B1	B2	H1	H2	H3		
ALPHA SOLAR 15-75 130	130	90	64	45	38	92	128	G 1	1,8
ALPHA SOLAR 25-75 130	130	90	64	45	38	92	128	G 1 1/2	1,9
ALPHA SOLAR 25-75 180	180	90	64	45	38	92	128	G 1 1/2	2,0
ALPHA SOLAR 25-75 180 N	180	90	64	45	37	92	129	G 1 1/2	2,5

14.4 ALPHA SOLAR 25-145 180 (N)



ALPHA SOLAR XX-XX: IEE ≤ 0,20, fase 3
 ALPHA SOLAR XX-XX N: IEE ≤ 0,23, fase 3
 PL_{red} ≤ 25 W

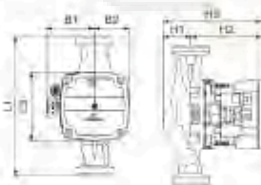
Ajuste	Altura _{instal.}	P _{Entrada}
Curva 1	8,5 m	45 W
Curva 2	10,5 m	52 W
Curva 3	14,5 m	80 W

Datos eléctricos, 1 × 230 V, +10/-15 %, 50/60 Hz		
Velocidad	P ₂ [W]	I _{ref} [A]
Mín.	2	0,04
Máx.	80	0,58

* Solo en funcionamiento a la velocidad mínima con señal PWM

Ajustes	
PWM C	OC
1	3

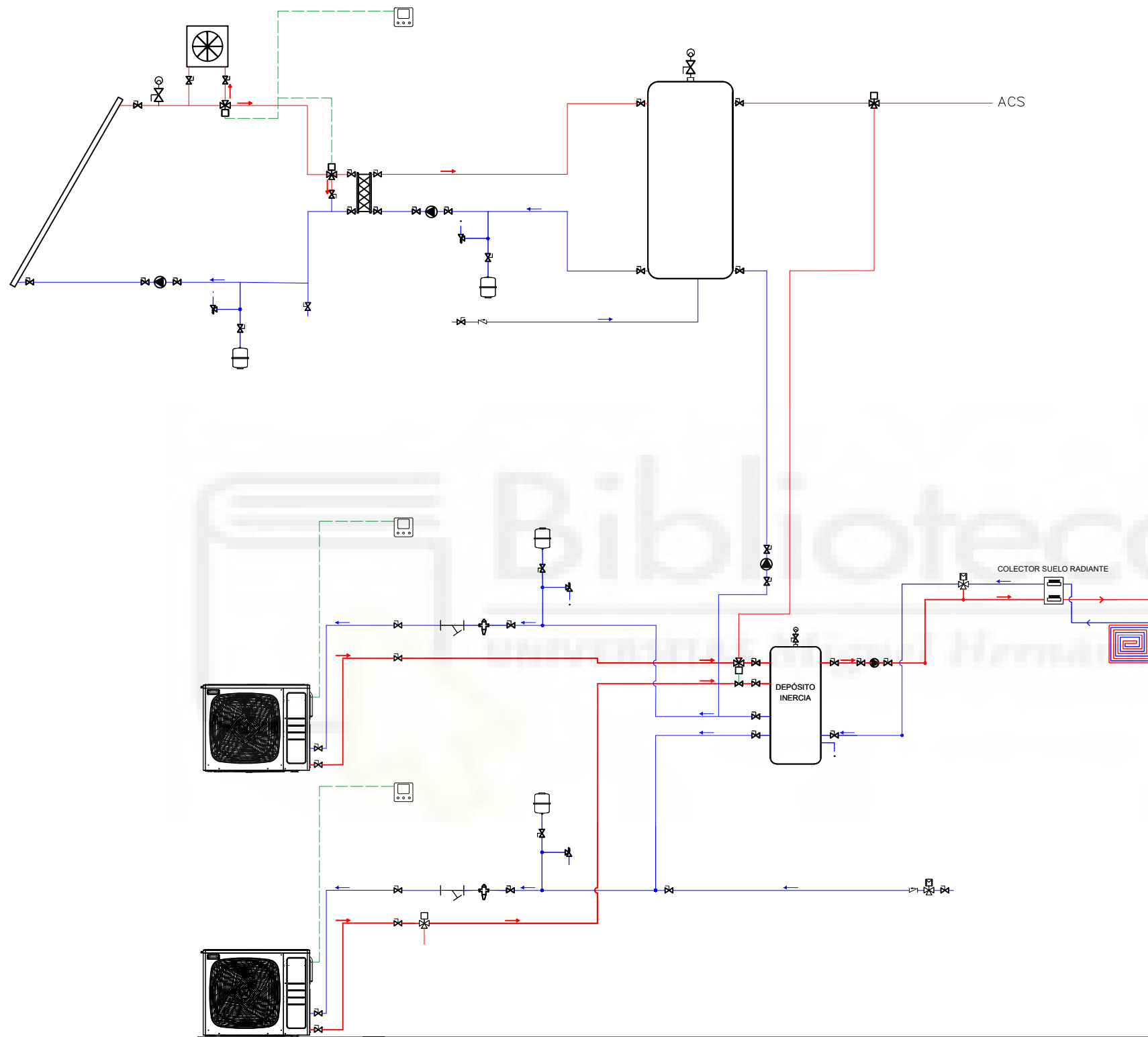
Dimensiones



Tipo de bomba	Dimensiones [mm]							Conexiones	Peso [kg]
	L1	L3	B1	B2	H1	H2	H3		
ALPHA SOLAR 25-145 180	180	90	64	46	25	102	127	G 1 1/2	2,0
ALPHA SOLAR 25-145 180 N	180	90	64	45	27	102	129	G 1 1/2	2,5

ANEXO B PLANOS





	Contador		Válvula antirretorno		Purgador automático
	Acornada de agua		Válvula de seguridad		Depósito de expansión
	Filtro para cubierta		Desagüe conducido		Válvula de corte
	Desflangador		Válvula motorizada 3 vías		Bomba de circulación
					Válvula mezcladora

PROYECTO EJECUCIÓN DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON PISCINA

PLANO:
ESQUEMA DE PRINCIPIO.
INSTALACIÓN SOLAR










Nº PLANO:
ISL-02

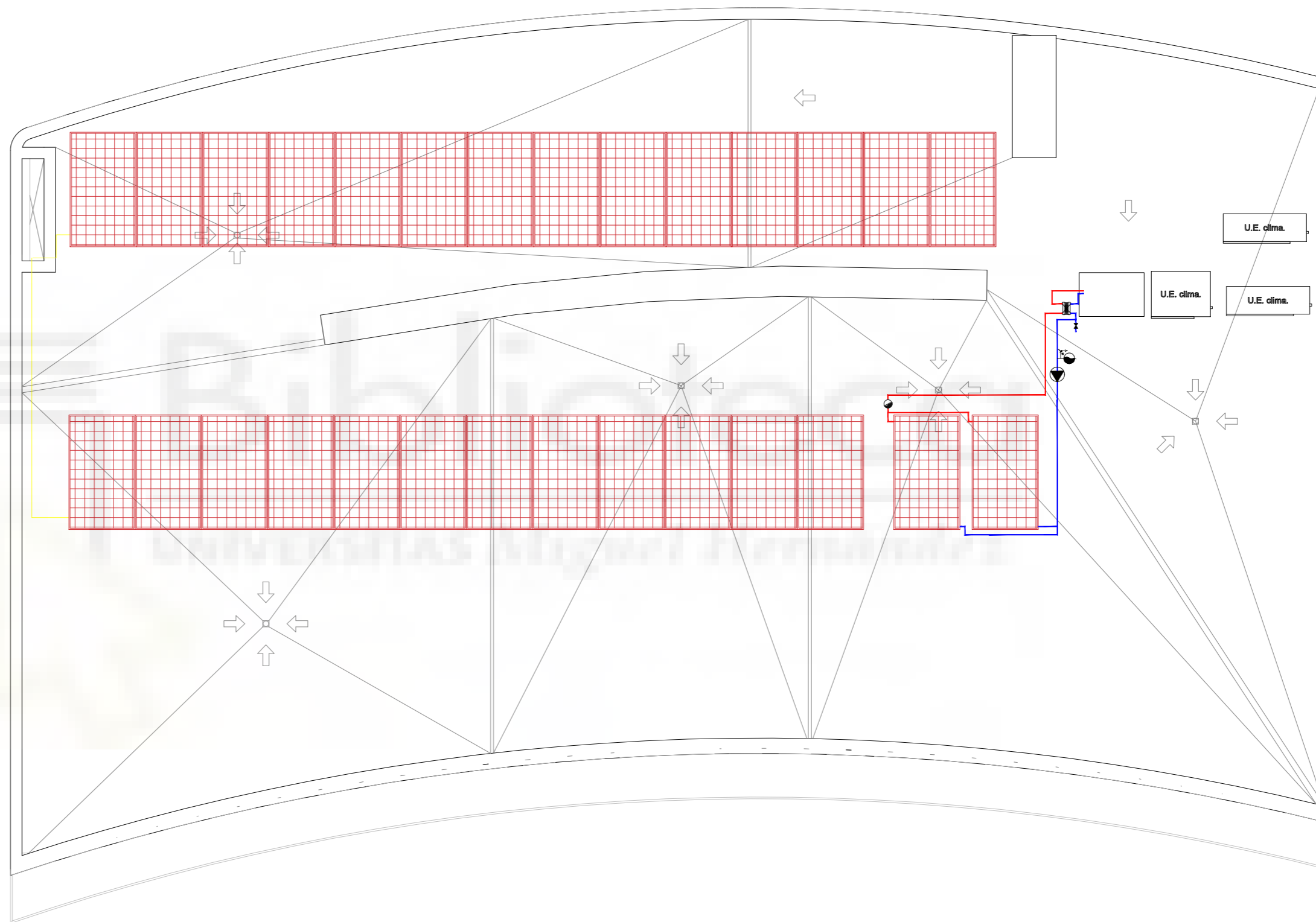
ESCALA:
s/e.

FECHA PROYECTO: DICIEMBRE 2024
FECHA PLANO: 09/02/2025



LEYENDA INSTALACIÓN SOLAR

LEYENDA INSTALACIÓN SOLAR	
	Panel solar
	Purgador
	Intercambiador de calor
	Vaso de expansión
	Válvula de vaciado
	Bomba de recirculación
	Tubería de agua caliente
	Tubería de agua fría
	Canalización eléctrica



PROYECTO EJECUCIÓN DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON PISCINA

PLANO:
PLANTA CUBIERTA.
INSTALACIÓN DE SOLAR

Nº PLANO:
ISL-01

ESCALA:
1/100

FECHA PROYECTO: DICIEMBRE 2024
FECHA PLANO: 09/02/2025

