



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Instalación didáctica de una placa solar híbrida

Didactic installation of a hybrid solar panel

Autor/es

Daniel Gómez Barrio

Director/es

Ana Lázaro Fernández

Escuela de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de Zaragoza

2023

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| LISTA DE FIGURAS Y TABLAS..... | 4 |
| NOMENCLATURA..... | 6 |
| 1. RESUMEN DEL PROYECTO / ABSTRACT OF THE PROJECT..... | 7 |
| 2. OBJETO DEL PROYECTO..... | 8 |
| 3. ALCANCE DEL PROYECTO..... | 9 |
| 4. ANTECEDENTES Y ANÁLISIS DE LA NECESIDAD..... | 10 |
| 5. TECNOLOGÍA E INSTALACIÓN DE LA PLACA..... | 11 |
| 5.1. ESTUDIO DE LA PLACA SOLAR HÍBRIDA..... | 11 |
| 5.1.1. Hibridación de la placa..... | 11 |
| 5.2. NORMATIVA..... | 14 |
| 5.3. INSTALACIÓN..... | 15 |
| 5.3.1. Instalación eléctrica..... | 15 |
| 5.3.1.1. Cálculo de la orientación e inclinación de la placa..... | 17 |
| 5.3.1.2. Producción eléctrica de la placa fotovoltaica..... | 22 |
| 5.3.1.3. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación..... | 23 |
| 5.3.1.4. Dimensionado de los cables eléctricos..... | 26 |
| 5.3.1.5. Equipos de protección de la instalación..... | 28 |
| 5.3.2. Instalación térmica..... | 29 |
| 5.3.2.1. Producción térmica de la placa solar..... | 31 |
| 5.3.2.2. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación..... | 34 |
| 5.3.2.3. Dimensionado de la bomba y tuberías..... | 37 |
| 5.3.2.4. Equipos de protección de la instalación..... | 41 |
| 5.4. INTEGRACIÓN EN LA INSTALACIÓN EXISTENTE..... | 42 |
| 6. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO..... | 45 |
| 7. VIABILIDAD ECONÓMICA..... | 46 |
| 7.1. Inversión inicial..... | 46 |
| 8. DIDÁCTICA DEL PROYECTO..... | 47 |
| 9. CONCLUSIONES..... | 49 |
| 10. BIBLIOGRAFÍA..... | 50 |

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 5.1.1. Colector híbrido fotovoltaico y térmico..... | 12 |
| Figura 5.1.2. Gráfica del rendimiento de la placa solar híbrida..... | 12 |
| Figura 5.1.3. Gráfica de la comparación de rendimientos..... | 13 |
| Figura 5.3.1. Diagrama simplificado del diseño de la instalación..... | 15 |
| Figura 5.3.2. Definición de la inclinación, izquierda, y el azimut, derecha, de la placa..... | 17 |
| Figura 5.3.3. Pérdidas límite debidas a la orientación e inclinación..... | 17 |
| Figura 5.3.4. Gráfico de la eficiencia respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación para latitudes de 41º..... | 18 |
| Figura 5.3.5. Representación gráfica de los resultados de la tabla del IDAE..... | 20 |
| Figura 5.3.6. Gráfica de la producción anual de la placa fotovoltaica en kWh..... | 22 |
| Figura 5.3.7. Característica I-V para una placa fotovoltaica con diferentes valores de irradiancia..... | 23 |
| Figura 5.3.8. Característica I-V con el punto de máxima potencia..... | 23 |
| Figura 5.3.9. Esquema de los elementos auxiliares del circuito..... | 25 |
| Figura 5.3.10. Esquema del cuadro eléctrico..... | 28 |
| Figura 5.3.11. Diagrama simplificado del diseño de la instalación..... | 29 |
| Figura 5.3.12. Pérdidas por conducción, radiación y convección (izquierda) y su esquema de resistencias térmicas (derecha)..... | 32 |
| Figura 5.3.13. Gráfica de la producción anual del colector solar en kWh..... | 33 |
| Figura 5.3.14. Gráfica de la temperatura máxima de salida anual del colector solar en °C.... | 33 |
| Figura 5.3.15. Esquema del intercambiador de calor..... | 34 |
| Figura 5.3.16. Gráfica del número de paneles, el número de paneles en conexión en serie y la temperatura máxima del fluido caloportador para conseguir un salto de temperatura en el agua de la bomba de calor de dos grados centígrados..... | 35 |
| Figura 5.3.17. Esquema de los elementos auxiliares del circuito..... | 36 |
| Figura 5.3.18. Valor del coeficiente k según el tipo de elemento..... | 38 |
| Figura 5.3.19. Pérdidas en el panel híbrido..... | 39 |
| Figura 5.3.20. Bomba MMP 21 de IWAKI..... | 39 |
| Figura 5.3.21. Características de las bombas de la marca IWAKI..... | 40 |
| Figura 5.4.1. Plano de la Nave 2 del edificio Betancourt..... | 42 |
| Figura 5.4.2. Plano de la zona de producción primaria de la Nave 2 del edificio Betancourt. | 43 |
| Figura 5.4.3. Plano con la longitud de los tramos de la instalación..... | 43 |
| Figura 5.4.4. Plano de los elementos de la instalación..... | 43 |
| Figura 5.4.5. Modelo 3D en Inventor de la instalación..... | 44 |
| Figura 6.1. Diagrama de Gantt del resumen de la planificación temporal del proyecto..... | 45 |
| Figura 8.1. Ejemplo de la organización de la información de la instalación en la pantalla..... | 48 |

Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 5.3.1. Tabla de los cocientes entre la energía incidente sobre una superficie inclinada y otra horizontal en la Latitud de 42º durante los meses de un año y la suma total para cada inclinación..... | 20 |
| Tabla 5.3.2. Tabla para la elección de conductores..... | 26 |
| Tabla 5.3.3. Tabla de la conductividad del cobre y aluminio en función de la temperatura... | 27 |
| Tabla 5.3.4. Características físicas de los líquidos de refrigeración habituales..... | 31 |
| Tabla 5.3.5. Tabla para los diámetros del aislante en las tuberías..... | 37 |
| Tabla 7.1. Desglose de la inversión inicial..... | 46 |

NOMENCLATURA

| Magnitud | Descripción | Unidades |
|------------------------|---|--------------------|
| T_c | Temperatura de la célula fotovoltaica | °C |
| T_a | Temperatura ambiente exterior | °C |
| T_{ONC} | Temperatura de operación de la célula | °C |
| G | Radiación solar incidente | W/m ² |
| P_m | Potencia producida por una placa solar fotovoltaica | W |
| P_n | Potencia nominal de una placa solar fotovoltaica | W |
| G_{STC} | Radiación solar incidente en condiciones estándar de prueba | W/m ² |
| γ | Coefficiente de pérdidas por temperatura | K ⁻¹ |
| η | Rendimiento | [---] |
| η_0 | Rendimiento óptico de un colector solar | [---] |
| U | Coefficiente global de pérdidas de un colector solar | W/m ² K |
| t_e | Temperatura de entrada | °C |
| t_s | Temperatura de salida | °C |
| $Q_{\text{útil}}$ | Calor captado por el fluido caloportador de un colector solar | W |
| $Q_{\text{incidente}}$ | Calor incidente en un colector solar | W |
| m | Flujo másico | kg/s |
| c | Calor específico | J/kg K |
| D | Diámetro | m |
| V | Caudal volumétrico | m ³ /s |
| Re | Número de Reynolds | [---] |
| v | Velocidad | m/s |
| ρ | Densidad | kg/m ³ |
| ν | Viscosidad cinemática | m ² /s |
| μ | Viscosidad dinámica | Pa s |
| g | Gravedad | m/s ² |

1. RESUMEN DEL PROYECTO / ABSTRACT OF THE PROJECT.

Título: Instalación didáctica de placa solar híbrida.

Title (in English): Didactic installation of a hybrid solar panel.

Autor (es): Daniel Gómez Barrio

Director (es): Ana Lázaro Fernández

RESUMEN DEL PROYECTO / ABSTRACT OF THE PROJECT

El presente proyecto abarca la instalación de una placa solar híbrida destinada a propósitos educativos y al uso de la energía producida por la placa. Se abordan las viabilidad técnica y económica de dicho proyecto.

Para ello se lleva a cabo un análisis de la necesidad, justificando el impacto positivo del uso de energías renovables. Tras ello se ha llevado a cabo tanto el estudio del funcionamiento de la placa como el diseño de su instalación. También se detallan el presupuesto, la planificación y la didáctica del proyecto, para acabar concluyendo con la idoneidad del mismo para la formación de los alumnos.

This project covers the installation of a hybrid solar panel for educational purposes and the use of the energy produced by the panel. The technical and economic feasibility of the project is addressed.

For this purpose, an analysis of the need is carried out, justifying the positive impact of the use of renewable energies. After this, both the study of the operation of the plate and the design of its installation have been carried out. The budget, planning and didactics of the project are also detailed, concluding with the suitability of the project for the education of students.

FECHA DE PRESENTACIÓN

Zaragoza, 29 de Agosto de 2023.

2. OBJETO DEL PROYECTO.

Anteproyecto de la instalación de una placa solar híbrida (térmica y fotovoltaica) en el tejado de la Nave 2 del edificio Betancourt, en el campus de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA) de Zaragoza (España), justificando su viabilidad técnica y económica, así como su utilidad educativa enfocada en el aprendizaje de los alumnos de la escuela en materia sobre las energías renovables y el funcionamiento de la propia instalación.

La placa que se desea instalar ya ha sido adquirida por parte de la Universidad de Zaragoza, así como su soporte y kit de conexiones. La placa ha sido fabricada por la empresa Abora, fundada en 2017 en Zaragoza (España), actualmente es la compañía productora de uno de los paneles solares más eficientes del mercado, llegando a una eficiencia del 90%.

La tecnología que implementa esta placa se conoce como C-PVT por sus siglas en inglés, "*Combined Photovoltaic and Thermal*", o en Castellano, Híbrido Solar Térmico. Tecnología que busca aumentar la eficiencia de un mismo emplazamiento para generar energía solar, sumando las contribuciones de los paneles fotovoltaicos y los colectores solares.

Estos paneles solares generan **energía eléctrica**, pudiendo almacenarla en baterías, verterla en la red eléctrica o usarla directamente, y **térmica**, calentando agua para usos de calefacción o producción de agua caliente sanitaria (ACS). Se necesitan dos tipos de circuitos para poder generar energía, circuito eléctrico e hidráulico.

La energía producida por el panel solar se utilizará en una bomba de calor, ya instalada en la nave 2 del edificio Betancourt. La placa solar híbrida actuará como fuente de energía térmica, calentando el agua que se utiliza en la bomba de calor, y eléctrica.

En aras de la concienciación y el acercamiento a las energías renovables a los alumnos de la escuela, se propone el estudio de la instalación de dicho panel solar híbrido, la justificación de la tecnología escogida y la comparación con otras formas de energía renovable, así como la importancia de estas.

Se ha diseñado una práctica de laboratorio en la que los alumnos podrán acceder a dichos conocimientos, así como realizar mediciones in situ y a tiempo real de la instalación mediante una pantalla, en la que se mostraran parámetros de interés para el cálculo de la generación, como pueden ser la radiación recibida o la temperatura del agua a la entrada y salida del panel

Como se profundizará más adelante, se ha dividido el trabajo en **dos partes**. Una primera parte más ingenieril, en la que se estudia la instalación de la placa, su funcionamiento, la planificación del proyecto y un análisis económico. Y la segunda, sobre el desarrollo de la parte didáctica de la misma.

3. ALCANCE DEL PROYECTO.

Con el fin de llevar a cabo el objeto del proyecto expuesto en el *apartado 2*, se ha considerado necesario abordar las siguientes fases que concretan el alcance del proyecto, el cual incluye desde la fase de diseño hasta el correcto funcionamiento del mismo:

Tecnología e instalación de la placa.

- Estudio de la placa solar híbrida: se ha realizado un estudio el funcionamiento de la placa solar híbrida y la tecnología PVT que implementa, mediante la lectura de artículos relacionados con las energías renovables y la realización de entrevistas con profesionales de ámbitos relacionados con el proyecto (Ingeniería de materiales, térmica y energías renovables). Adicionalmente, se han investigado distintas tecnologías ya existentes, analizando sus especificaciones técnicas y sus principales ventajas y desventajas frente al panel solar híbrido a instalar.
- Normativa: se ha estudiado y expuesto la normativa actual vigente que regula el tipo de instalación que se va a realizar.
- Instalación e integración en la instalación existente: se ha llevado a cabo el diseño de la instalación completa de la placa solar híbrida, atendiendo a la normativa vigente, justificando la elección de cada uno de los parámetros y componentes de la misma. Así como la producción energética de la placa y su influencia en la alimentación de la bomba de calor.

Planificación del proyecto.

Una vez se ha conseguido diseñar la instalación, se han programado las actividades a realizar para la finalización del proyecto. Estas actividades son, principalmente, revisión del anteproyecto y redacción de los documentos relacionados, contratación del personal necesario y aprovisionamiento de equipos y materia prima. A dichas actividades se les asocia un coste, el cual permite establecer cuál es la inversión inicial del proyecto.

Viabilidad económica.

Con la información recogida de la planificación y de la integración en la instalación existente, se ha calculado la inversión inicial del proyecto. Este estudio incluye los gastos de la instalación y de los equipos.

Didáctica del proyecto.

Una vez conocido los aspectos técnicos y económicos del proyecto, se ha diseñado una propuesta para la parte educativa. Se ha diferenciado entre la parte eléctrica y térmica para facilitar la comprensión de toda la información que se ha considerado descatalogable.

4. ANTECEDENTES Y ANÁLISIS DE LA NECESIDAD.

El motivo por el cual es necesaria la concienciación y el uso de energías renovables es el siguiente. Existe una clara correlación entre la energía consumida y el desarrollo humano de cada país, así como con el PIB (*Figuras 1 y 2 del Anexo I*). Por lo que, a mayor desarrollo y mejor economía de un país, mayor consumo de energía tiene.

En la actualidad, los países que poseen mejores índices de desarrollo humano son Estados Unidos, Australia y varios países europeos (*Figura 3 del Anexo I*). Sin embargo, la tendencia en este aspecto de todos los países es a la alza (*Figura 4 del Anexo I*).

Teniendo en cuenta estos hechos y las previsiones del crecimiento de la población mundial en los futuros años (*Figura 5 del Anexo I*), se infiere que la demanda de energía a nivel global aumentará. Siendo esto un grave problema, ya que la mayoría de las fuentes de energía primaria no son renovables, y son causa de la emisión de gases de efecto invernadero que llevan asociadas numerosos problemas con el medio ambiente.

Estas fuentes de energía no renovables están sujetas a la explotación de los yacimientos que se encuentran, de los cuales se desconocen cuántos hay o cuál es el volumen de materia prima con el que cuentan. Según se descubren, o no, nuevos yacimientos, y el rendimiento de las explotaciones activas, varían las reservas de estas fuentes de energía. La tendencia actual de las reservas probadas de las principales fuentes de energía no renovable es a la baja (*Figuras 6 y 7 del Anexo I*).

En lo que atañe a España, esto es un problema aún mayor, dado que casi la totalidad de la energía primaria que se consume se obtiene de materia prima procedente de otros países (*Figura 8 del Anexo I*). Sumado a la variabilidad de los precios de estas materias (*Figuras 9 y 10 del Anexo I*), se tiene que en España existe una gran dependencia energética (*Figura 11 del Anexo I*).

España debe apostar por el uso de energías renovables, ya que tiene un gran potencial tanto en energía eólica como solar. De acuerdo a al Plan Nacional de Integrado de Energía y Clima 2021-2030 se han definido unos objetivos de reducción del 40% de emisiones de efecto invernadero respecto a las de 1990, de penetración de las energías renovables del 32% sobre consumo total de energía final y de mejora del 32,5% de eficiencia energética.

En este marco en el que claramente se requiere de una rápida transición hacia el uso de tecnologías basadas en fuentes renovables, resulta muy relevante el conocimiento y la promoción de dichas tecnologías. Por ese motivo, este trabajo se centra en el diseño de una instalación didáctica de una placa solar fotovoltaica y térmica.

5. TECNOLOGÍA E INSTALACIÓN DE LA PLACA.

5.1. ESTUDIO DE LA PLACA SOLAR HÍBRIDA.

La tecnología que implementa esta placa se conoce como C-PVT por sus siglas en inglés, “*Combined Photovoltaic and Thermal*”, o en Castellano, Híbrido Solar Térmico. Tecnología que busca aumentar la eficiencia de un mismo emplazamiento para generar energía solar, sumando las contribuciones de los paneles fotovoltaicos y los colectores solares. Ambas tecnologías forman un mutualismo, ya que, como se verá más adelante, cada una se ve beneficiada de la otra.

En el *Anexo II* se puede observar la ficha técnica del panel solar híbrido a instalar, de las **especificaciones eléctricas** cabe destacar el material del cual está construido el panel fotovoltaico, silicio mono cristalino, y la potencia nominal en condiciones STC (“Standard Test Conditions”) de 350 W. En cuanto a las **especificaciones térmicas** su rendimiento óptico es de 0.7 y su temperatura de estancamiento, temperatura máxima a la que puede llegar el fluido interior del panel cuando no circula, de 126 °C.

Se ha estudiado el funcionamiento de la placa, dividiéndose en dos apartados, la **parte eléctrica**, donde se ha estudiado el funcionamiento de las células fotovoltaicas (*Anexo III*), y el funcionamiento de la **parte térmica**, donde se estudian los procesos de absorción de calor en el panel (*Anexo IV*).

5.1.1. Hibridación de la placa.

Tras el estudio de las dos tecnologías implementadas, se puede comprender el trabajo conjunto de ambas. En la misma superficie de captación solar de la placa fotovoltaica se implanta el intercambiador de calor construido con tubos de, generalmente, cobre. Sin embargo, la instalación no funcionará correctamente, ya que parte de la radiación solar se refleja en la superficie de la placa fotovoltaica, lo cual mermaría la producción térmica.

Por este motivo, y con el objetivo de mejorar la producción térmica, se coloca una carcasa transparente y hermética rellena de gases nobles, como el xenón o el argón, sobre la superficie de captación para conseguir un efecto invernadero, y que la radiación que incide no se vea reflejada.

Al implementar el efecto invernadero y retener la radiación, se aumentará la temperatura de las células fotovoltaicas, provocando que el paso de la corriente por los semiconductores se vea facilitada, disminuyendo la caída de tensión producida y el rendimiento de la instalación.

En este momento es donde surge el mutualismo entre las dos tecnologías de producción solar, ya que el paso del fluido caloportador a través del panel capta el calor de las células fotovoltaicas, contrarrestando la pérdida de rendimiento. En la *Figura 5.1.1* se puede apreciar la hibridación de las dos tecnologías explicadas anteriormente.

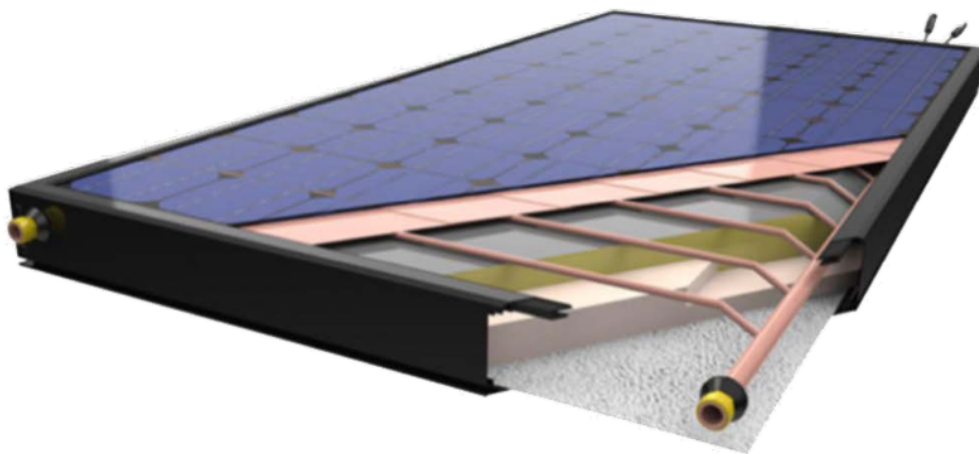


Figura 5.1.1. Colector híbrido fotovoltaico y térmico.
Fuente: Abora solar [17].

Tras la hibridación de ambas tecnologías se ha conseguido aumentar la eficiencia de la placa, llegando al 87.8% en el caso de la placa a instalar, en condiciones STC. Sin embargo este rendimiento es solamente teórico, ya que la influencia de la temperatura y la radiación es determinante, mayormente en el rendimiento térmico. En los siguientes apartados se han estudiado las expresiones de rendimiento.

En la Figura 5.1.2 se aprecia la gráfica de rendimiento de la placa, tanto eléctrico, térmico y la combinación de ambos, en función de T^* , un cociente entre la diferencia de la temperatura media del fluido caloportador con la temperatura ambiente, y la radiación solar. Dicho parámetro resulta de utilidad a la hora de querer conocer el rendimiento de un colector solar en función de una de las tres variables que engloba.

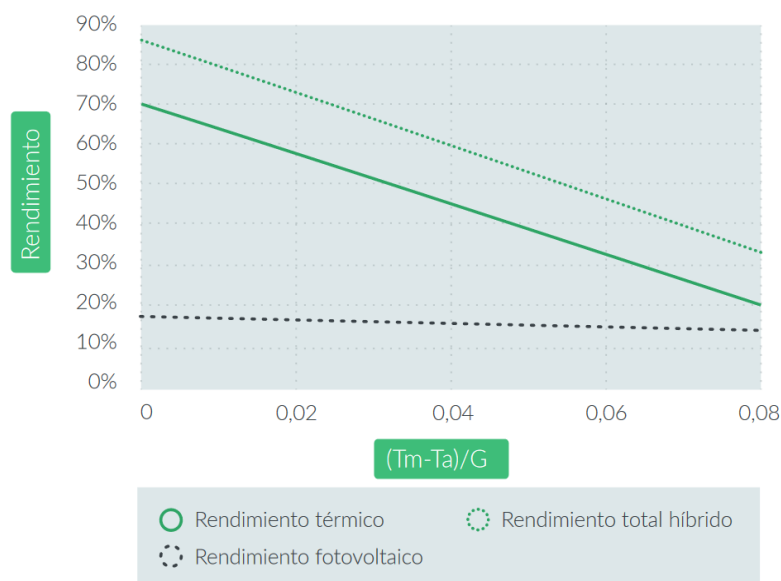
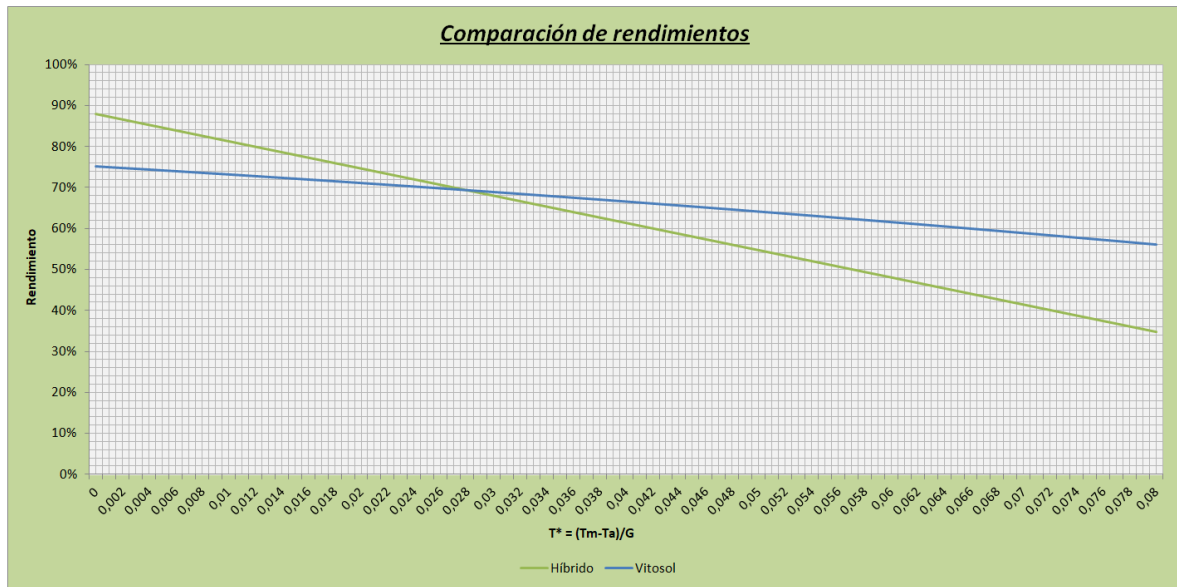


Figura 5.1.2. Gráfica del rendimiento de la placa solar híbrida.
Fuente: Abora Solar [17].

Se ha realizado la comparación del rendimiento de la placa solar híbrida con el rendimiento de un colector solar de tubos de vacío, *Figura 5.1.3*. Los colectores solares son otra tecnología que se enfoca en obtener la mayor cantidad de energía posible del sol para calentar fluidos, generalmente agua, siendo los colectores de tubo de vacío los que mayor rendimiento obtienen. El colector solar de tubos de vacío en cuestión es el Vitosol 300 TM modelo SP3C.



*Figura 5.1.3. Gráfica de la comparación de rendimientos.
Fuente: Elaboración propia y Viessman [18].*

En la *Figura 5.1.3* se observa que en un punto se cruzan las dos curvas de rendimiento, antes de ese punto, el rendimiento de la placa solar híbrida es superior al del del colector. Es importante destacar que ninguno de los dos equipos es mejor o peor que el otro, sino que según cual sea la finalidad del proyecto será más oportuna la instalación de uno u otro.

Es decir, para una finalidad en la que se requiera mayor temperatura del agua, por lo tanto, mayor temperatura media del agua, ergo mayor valor de T^* , será más interesante un colector solar de tubos de vacío. Sin embargo, si lo que se desea es una producción de electricidad y agua con una temperatura media más baja, será el panel solar híbrido la opción a considerar.

5.2. NORMATIVA.

Dado que la instalación tiene como objetivo producir energía térmica y eléctrica, ha de estar regulada y cumpliendo cierta normativa. Sin embargo, al tratarse de una instalación didáctica, es un caso singular, ya que no realiza un servicio real a un edificio y no puede aplicarse ciertas obligaciones que si tendría que cumplir de ser así, por ejemplo, protección frente al ruido, normativa estricta en cuanto a instalaciones en viviendas se refiere, pero no tanto en cuanto a industria, marco donde mejor encaja esta instalación.

Se ha revisado la normativa que pudiera afectar a la realización de este proyecto:

- **Reglamento eléctrico de baja tensión**, concretamente las secciones ITC BT 19 y 40. En cuanto al cableado eléctrico, se ha necesitado recurrir a esta normativa para cumplir con los requisitos expuestos en los siguientes apartados.
- **Código técnico de la edificación**, concretamente el documento de ahorro de energía DB HE 5 y RITE. En el que se detalla la instalación y orientación de las placas fotovoltaicas, y las condiciones de las instalaciones térmicas.

5.3. INSTALACIÓN.

En este apartado se van a tratar todos los temas referentes a la propia instalación de la placa solar híbrida con el objetivo de alimentar la bomba de calor, dividiéndolo en dos, la instalación referente a la **parte eléctrica**, desde la estimación de la producción eléctrica hasta el dimensionamiento de los equipos auxiliares, de protección y cables, y a la instalación referente de la **parte térmica**, desde la estimación de la producción térmica hasta el dimensionamiento de la bomba, tuberías y acumulador.

5.3.1. Instalación eléctrica.

El objetivo de la instalación eléctrica de la placa fotovoltaica es **alimentar una bomba de calor sin la existencia de baterías de almacenamiento** en el sistema. Dado que una bomba de calor consume más potencia de la que un solo panel es capaz de generar, se propone que la potencia necesaria para la alimentación de la bomba se obtenga de la suma de la potencia entregada por la placa y la potencia entregada por la red eléctrica.

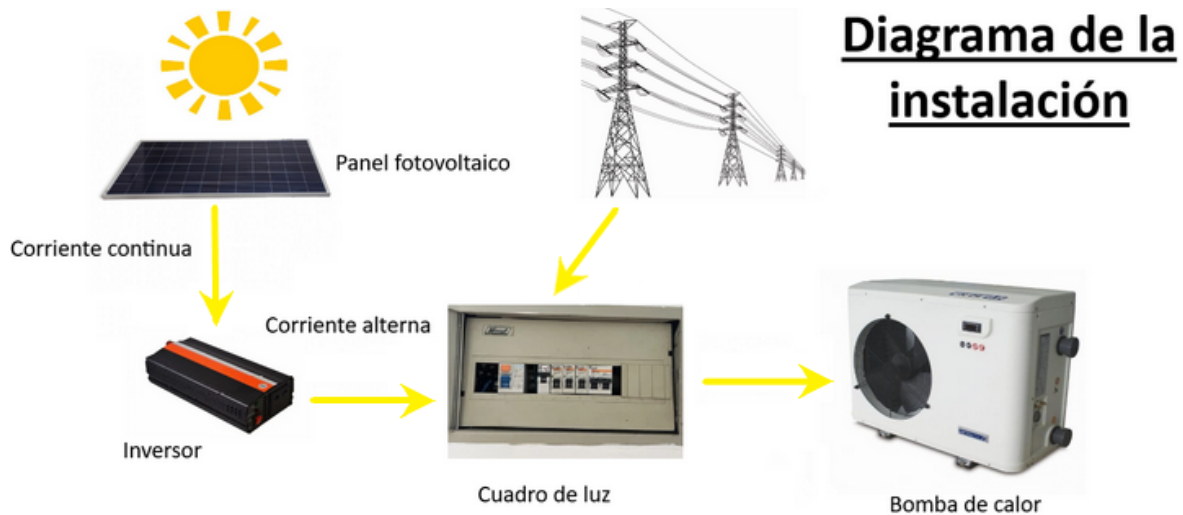


Figura 5.3.1. Diagrama simplificado del diseño de la instalación.

Para ello la potencia generada por la placa pasará por el cuadro de luz de la nave para sumarse a la potencia entregada por la red eléctrica y alimentar la bomba de calor. En la *Figura 5.3.1* se ha realizado un sencillo diagrama de la instalación.

Para el correcto funcionamiento de la instalación y cumplir con el objetivo descrito se han necesitado realizar los siguientes estudios:

1. Cálculo de la orientación e inclinación de la placa. La correcta colocación de la placa es esencial para su producción energética, ya que de estar mal orientada o tener una mala inclinación no recibiría toda la irradiación que le permitirá la ubicación, resultando en numerosas pérdidas.
2. Producción eléctrica de la placa fotovoltaica. Es necesario el estudio de la generación de la placa para la posterior elección de sistemas y dimensionamiento de cables.
3. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación. La instalación requiere un inversor para transformar la corriente continua, que produce la placa, a corriente alterna para poder alimentar la bomba. Así como equipos, con carácter didáctico y de regulación de la instalación, son necesarios implementar, como voltímetros, amperímetros, termómetros o piranómetros (equipos de medida de radiación solar).
4. Dimensionado de los cables eléctricos. Para cumplir con la norma que marca el Reglamento Electrónico de Baja Tensión han de realizarse los cálculos oportunos, así como para evitar problemas como cortocircuitos o quemado de cables.
5. Equipos de protección de la instalación. A la hora de conectar el inversor al cuadro de luz es necesario tomar las medidas de protección oportunas.

5.3.1.1. Cálculo de la orientación e inclinación de la placa.

Se ha calculado la inclinación y orientación óptima de la placa teniendo en cuenta la ubicación de la misma. Son dos los parámetros que se han definido para la orientación de la placa, la **inclinación**, β , el cual es el ángulo entre la superficie de la placa y el plano horizontal, y el **azimut**, α , el cual es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar.

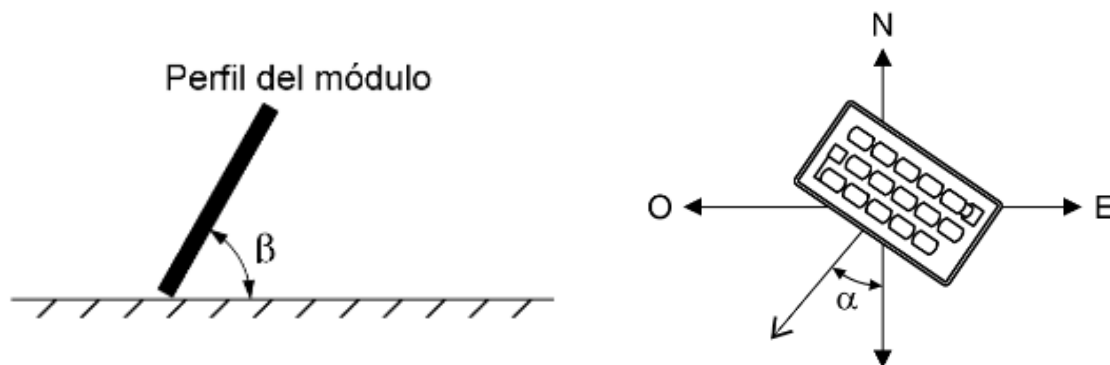


Figura 5.3.2. Definición de la inclinación, izquierda, y el azimut, derecha, de la placa.
Fuente: CTE Documento Básico HE [19].

La correcta elección de estos dos parámetros es vital para el funcionamiento de la placa, ya que, de ser mal escogidos, las **pérdidas por orientación** harían inviable la instalación. Dicha elección puede tener diferentes criterios, por ejemplo, maximizar la eficiencia de la instalación en invierno o en verano en función de los requerimientos deseados, sin embargo, para esta instalación se ha optado por aquella orientación que mayor producción, menores pérdidas, tenga a lo largo del año.

Para el cálculo de la inclinación y el azimut se ha seguido el procedimiento marcado por el **“Código Técnico de la Edificación”**. En dicho código se recoge que, para casos generales, las pérdidas por orientación e inclinación no deben superar el 10%, las pérdidas por sombras (sombras proyectadas por edificios cercanos o accidentes geográficos) no deben superar el 10%, y conjuntamente no deben estar por encima del 15%, *Figura 5.3.3*.

En el terreno a instalar, tejado de la Nave 2 del edificio Betancourt, se ha estudiado la posible influencia de las sombras, dando como resultado que no existe ningún riesgo de pérdida, siendo la pérdida por sombras del 0%. Si hubieran existido sombras, se tendría que haber procedido con el cálculo de las pérdidas por sombra mediante la comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias solares.

| Caso | Orientación e inclinación | Sombras | Total |
|----------------------------|---------------------------|---------|-------|
| General | 10 % | 10 % | 15 % |
| Superposición | 20 % | 15 % | 30 % |
| Integración arquitectónica | 40 % | 20 % | 50 % |

Figura 5.3.3. Pérdidas límite debidas a la orientación e inclinación.
Fuente: CTE Documento Básico HE [19].

Para la elección de la inclinación y el acimut se utiliza la *Figura 5.3.4*, válida para una latitud de 41º, la cual indica la eficiencia de las ubicaciones en función del acimut y la inclinación. Se ha tomado como **acimut 0º, orientación Sur**, ya que es la franja donde mayor eficiencia de la ubicación hay, pudiendo ser del 100%. Para cumplirse con el requisito del 10% máximo como pérdidas por orientación e inclinación, el ángulo de inclinación de la placa debe estar entre 10º y 60º.

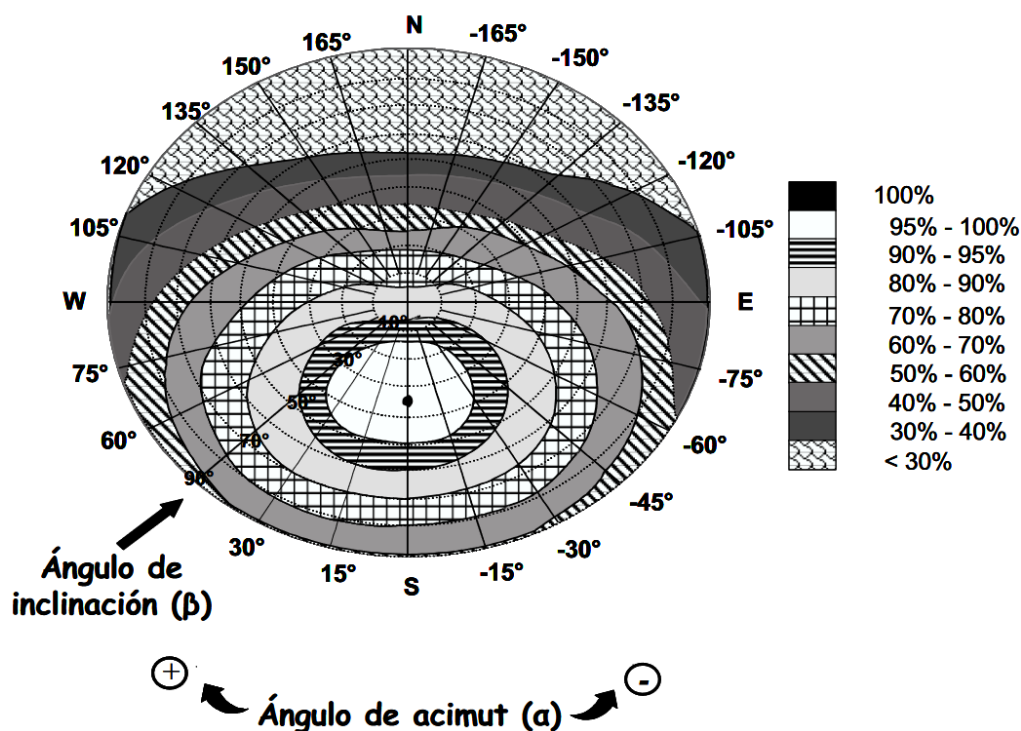


Figura 5.3.4. Gráfico de la eficiencia respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación para latitudes de 41º.
 Fuente: CTE Documento Básico HE [19].

Sin embargo, la horquilla de inclinaciones no es correcta, ya que se debe aplicar una corrección, debido a que la ubicación de la placa se encuentra en 41º41 '02.1 "N 0º53' 01.0"W. Para cumplir con la norma del **“Código Técnico de la Edificación”** la inclinación de la placa debe ser entre 60.684º y 10.684º. Dicha corrección se ha realizado a continuación:

$$Inc\ máx = Inc\ máx (Latitud\ 41º) - (41º - Latitud\ actual)$$

$$Inc\ máx = 60º - (41º - 41.684) = 60.684º$$

Ecuaciones 5.1 y 5.2

$$Inc\ mín = Inc\ mín (Latitud\ 41º) - (41º - Latitud\ actual)$$

$$Inc\ mín = 10º - (41º - 41.684) = 10.684º$$

Para la obtención de la inclinación en la cual las pérdidas por inclinación y orientación sean del 0% se ha utilizado la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 [1.2 \cdot 10^{-4} (\beta - \text{Latitud} + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \\ \text{Pérdidas (\%)} &= 0 \% \rightarrow \beta = 31.684^\circ \end{aligned} \quad \text{Ecuación 5.3}$$

Esta inclinación de 31.684° , para un α de 0° , asegura que las pérdidas por orientación e inclinación sean del 0%, sin embargo, **no garantiza el máximo rendimiento de la placa**, es decir, puede existir otra inclinación, dentro de los límites calculados anteriormente, la cual permita obtener una mayor energía solar a lo largo del año asumiendo un porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación.

Dicho fenómeno se puede entender de la siguiente manera; las pérdidas por orientación, inclinación y sombras son causadas por las trayectorias solares, es decir, la altura relativa que alcanza el sol a lo largo del año, mayor altura relativa en verano y menor en invierno, y la incidencia de la radiación en la placa.

Si se toma, por ejemplo, una inclinación de la placa de 40° , en vez de los 31.684° calculados, se tendrán pérdidas por inclinación, ya que existirán momentos, principalmente en verano, que la placa no captará bien la radiación solar. Sin embargo, al haber aumentado la inclinación, la captación en épocas intermedias, primavera y otoño, que son las épocas donde se realizará la práctica de laboratorio de la parte didáctica del proyecto, se vería incrementada, al incidir perfectamente sobre la superficie de la placa, pudiendo conseguir una producción anual mayor que con la primera inclinación, la cual no tendría pérdidas por inclinación.

Este equilibrio entre pérdidas por inclinación y producción es la clave para encontrar el mejor ángulo de inclinación para la instalación. Para calcular dicho equilibrio existen diferentes métodos que usan medidas reales in-situ, mapas de radiación solar y bases de datos, todas ellas en función de la radiación incidente y el ángulo de inclinación.

Acudiendo a las tablas para el dimensionamiento de instalaciones solares proporcionadas por el **IDAE**, y extrapolando la latitud de la ubicación de la placa a 42° , se ha obtenido la tabla que representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador, hacia el Sur, e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal durante los meses del año. Con dicha tabla se puede observar cuales son las orientaciones que van a recibir más energía.

En la *Tabla 5.3.1* se puede observar la tabla del IDAE para una latitud de 42º y la suma de los cocientes de la radiación recibida en función de la orientación. Se ha obtenido que para la inclinación de 40º se tiene la mayor suma de cocientes entre la energía incidente en la superficie inclinada y horizontal. En la *Figura 5.3.5* se puede apreciar más claramente el resultado. Sin embargo existe un pequeño error entre la latitud de la tabla del IDAE, 42º, y la latitud de la ubicación, 41.684º.

| Inclinación (º) | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre | Total |
|-----------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|-------|
| 0 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 12,00 |
| 5 | 1,08 | 1,06 | 1,05 | 1,03 | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,04 | 1,06 | 1,08 | 1,09 | 1,09 | 12,64 |
| 10 | 1,15 | 1,12 | 1,09 | 1,06 | 1,04 | 1,03 | 1,04 | 1,06 | 1,11 | 1,15 | 1,18 | 1,17 | 13,20 |
| 15 | 1,21 | 1,17 | 1,13 | 1,08 | 1,04 | 1,03 | 1,04 | 1,09 | 1,15 | 1,22 | 1,26 | 1,25 | 13,67 |
| 20 | 1,27 | 1,21 | 1,15 | 1,09 | 1,04 | 1,03 | 1,05 | 1,10 | 1,18 | 1,28 | 1,34 | 1,32 | 14,06 |
| 25 | 1,32 | 1,25 | 1,17 | 1,09 | 1,04 | 1,01 | 1,04 | 1,10 | 1,21 | 1,33 | 1,40 | 1,38 | 14,34 |
| 30 | 1,36 | 1,28 | 1,19 | 1,09 | 1,02 | 1,00 | 1,02 | 1,10 | 1,23 | 1,37 | 1,46 | 1,44 | 14,56 |
| 35 | 1,39 | 1,30 | 1,19 | 1,08 | 1,00 | 0,97 | 1,00 | 1,09 | 1,23 | 1,40 | 1,51 | 1,48 | 14,64 |
| 40 | 1,42 | 1,31 | 1,19 | 1,06 | 0,97 | 0,94 | 0,97 | 1,08 | 1,24 | 1,42 | 1,54 | 1,52 | 14,66 |
| 45 | 1,43 | 1,32 | 1,18 | 1,04 | 0,94 | 0,90 | 0,94 | 1,05 | 1,23 | 1,43 | 1,57 | 1,54 | 14,57 |
| 50 | 1,44 | 1,31 | 1,16 | 1,00 | 0,89 | 0,86 | 0,90 | 1,02 | 1,21 | 1,44 | 1,59 | 1,56 | 14,38 |
| 55 | 1,44 | 1,30 | 1,13 | 0,97 | 0,85 | 0,80 | 0,85 | 0,98 | 1,19 | 1,43 | 1,59 | 1,57 | 14,10 |
| 60 | 1,43 | 1,28 | 1,10 | 0,92 | 0,79 | 0,75 | 0,80 | 0,93 | 1,15 | 1,41 | 1,59 | 1,57 | 13,72 |
| 65 | 1,41 | 1,25 | 1,06 | 0,87 | 0,74 | 0,69 | 0,74 | 0,88 | 1,11 | 1,39 | 1,57 | 1,55 | 13,26 |
| 70 | 1,38 | 1,21 | 1,01 | 0,81 | 0,67 | 0,62 | 0,67 | 0,82 | 1,07 | 1,35 | 1,55 | 1,53 | 12,69 |
| 75 | 1,35 | 1,17 | 0,96 | 0,75 | 0,60 | 0,55 | 0,60 | 0,76 | 1,01 | 1,31 | 1,52 | 1,50 | 12,08 |
| 80 | 1,3 | 1,12 | 0,90 | 0,68 | 0,53 | 0,48 | 0,53 | 0,69 | 0,95 | 1,25 | 1,47 | 1,46 | 10,06 |
| 85 | 1,25 | 1,06 | 0,83 | 0,61 | 0,46 | 0,40 | 0,46 | 0,62 | 0,88 | 1,19 | 1,42 | 1,41 | 10,59 |
| 90 | 1,19 | 1,00 | 0,76 | 0,54 | 0,38 | 0,32 | 0,38 | 0,54 | 0,81 | 1,12 | 1,36 | 1,35 | 9,75 |

Tabla 5.3.1. Tabla de los cocientes entre la energía incidente sobre una superficie inclinada y otra horizontal en la Latitud de 42º durante los meses de un año y la suma total para cada inclinación. Fuente: CTE Documento Básico HE [19].

En aras de conseguir la mejor inclinación de la placa se ha recurrido a software especializado, siendo este **PVGIS**. Al introducir la localización de la instalación el software calcula la inclinación óptima utilizando su propia base de datos, para este caso **38º**. Dicha inclinación es coherente con los resultados calculados mediante la tabla del IDAE.

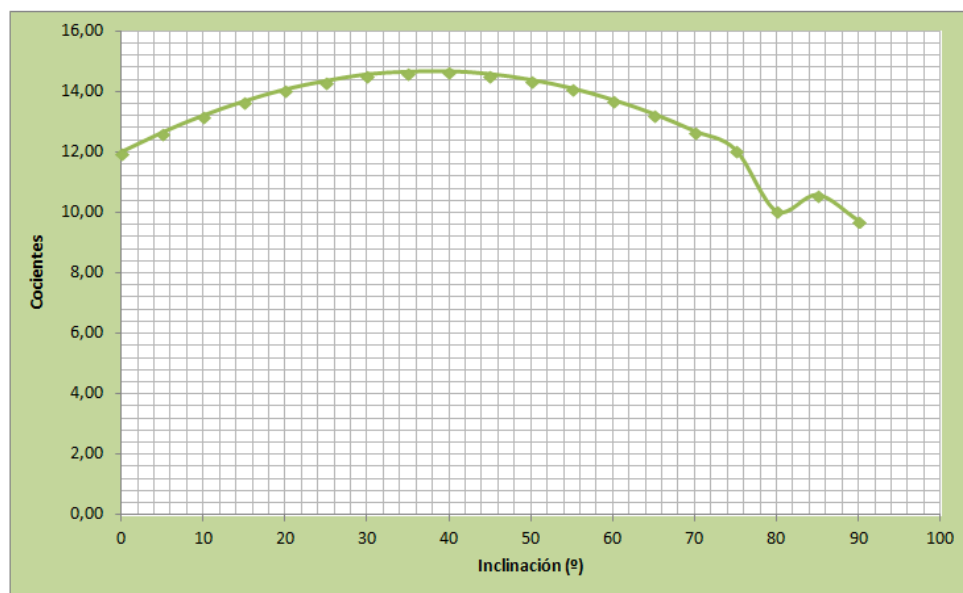


Figura 5.3.5. Representación gráfica de los resultados de la tabla del IDAE.

Se han calculado de nuevo las pérdidas por inclinación, *Ecuación 5.4*, dando como resultado 0.478% de pérdidas. Se ha confirmado la idea expuesta anteriormente, asumiendo un pequeño porcentaje de pérdidas debidas a la inclinación se ha conseguido aumentar la producción total de la placa, ya que recibe mayor radiación.

$$Pérdidas (\%) = 100 [1.2 \cdot 10^{-4} (\beta - Latitud + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Ecuación 5.4}$$
$$Pérdidas (\%) = 0.478 \%$$

Tras el estudio de la elección de los ángulos de la placa, se ha continuado con el cálculo y diseño de la instalación de los campos eléctrico y térmico con un ángulo de inclinación, β de **38 °**, y un ángulo de orientación, o azimut, α de **0°**.

5.3.1.2. Producción eléctrica de la placa fotovoltaica.

Tras el cálculo de la orientación e inclinación óptima para la placa, se ha calculado una estimación de la producción de la placa fotovoltaica, para ello se ha utilizado la **base de datos de radiación solar PVGIS-SARAH 2**, la cual proporciona los datos de la irradiancia incidida sobre la superficie con los ángulos de orientación e inclinación deseados, la altura solar y temperatura ambiente.

Con estos datos y las *Ecuaciones 5.5* y *5.6* se ha estimado la producción que hubiera tenido la placa si se hubiera instalado desde el año 2005 al 2020, incluido, y hora por hora.

$$T_c = T_a + \frac{TONC-20}{800} G \tag{Ecuación 5.5}$$

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{STC}} \left[1 - \gamma (T_c - 25) \right] \tag{Ecuación 5.6}$$

Los resultados del estudio se pueden observar en la *Figura 5.3.6*, donde el año de mayor producción hubiera sido 2017 con 711.29 kWh, y el menor 2016 con 654.4 kWh. Siendo el mes que mayor producción de energía hubiera tenido es Marzo del año 2012 con 76.55 kWh, y la **hora con más producción fue de 376.2 Wh** en 2018.

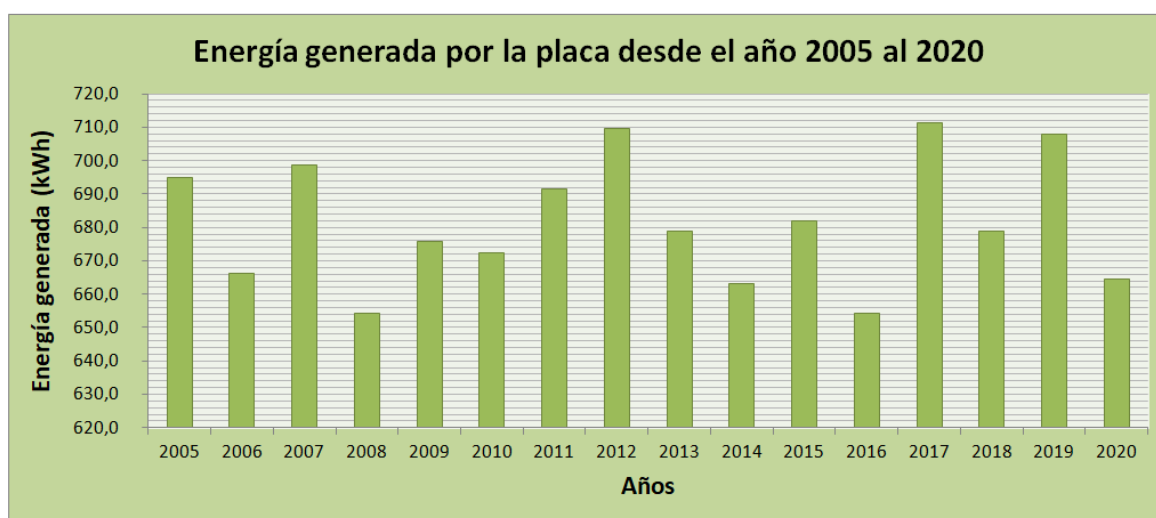


Figura 5.3.6. Gráfica de la producción anual de la placa fotovoltaica en kWh.

Es importante destacar que estos datos serían la producción máxima bruta de la placa fotovoltaica, es decir, no se han tenido en cuenta las pérdidas de la instalación, cableado, inversor, regulador, etc.

5.3.1.3. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación.

La producción de potencia eléctrica por parte de la placa fotovoltaica es en función de la curva I-V a cada instante de tiempo de la placa, es decir, en cada instante de tiempo la placa tendrá una curva característica I-V para generar la potencia. En la *Figura 5.3.7* se han tomado las curvas I-V de otra placa con diferentes irradiancias para conseguir una mejor comprensión del concepto.

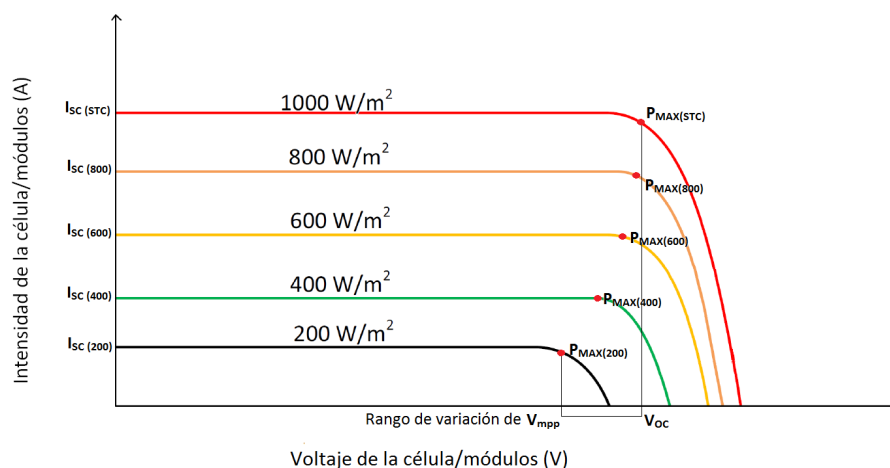


Figura 5.3.7. Característica I-V para una placa fotovoltaica con diferentes valores de irradiancia. Fuente: Universidad de Jaén [12].

Cada curva I-V tiene su curva de potencia, dentro de esta curva de potencia la placa será capaz de producir cualquier potencia en función de la carga conectada y sus valores internos, *Figura 5.3.8*. Dicha curva de potencia tiene un punto máximo, este es el punto donde la placa debe trabajar para obtener su máximo rendimiento.

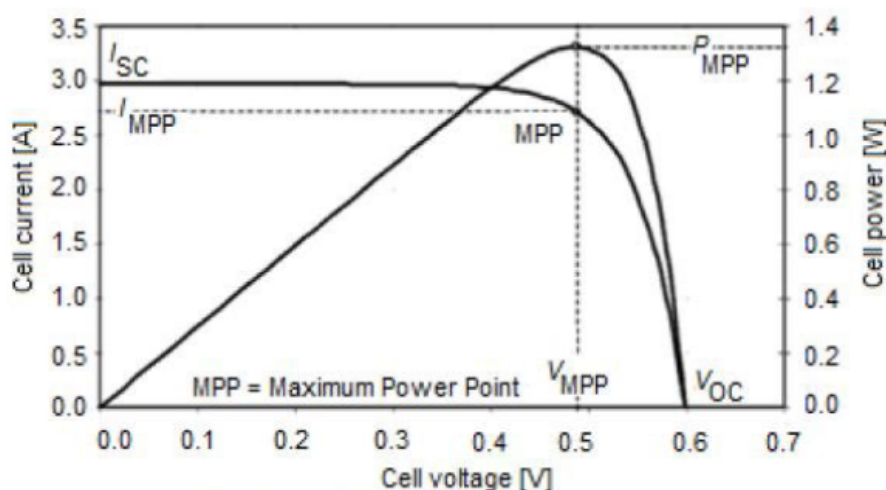


Figura 5.3.8. Característica I-V con el punto de máxima potencia. Fuente: Universidad de Jaén [12].

Para conseguir que la placa trabaje en el punto de máxima potencia existen los **seguidores del punto de máxima potencia, pmpt o MPP**, que son convertidores dc/dc, corriente

continúa a corriente continua, que fuerzan a la placa a trabajar en el punto de máxima potencia para las condiciones de temperatura e irradiancia instantáneas.

Dichos seguidores del punto de máxima potencia pueden seguir el **método directo**, midiendo la corriente y tensión del generador y varían el punto de trabajo hasta encontrar el punto de máxima potencia, y el **método indirecto**, que miden señales externas, como la temperatura y la irradiancia, y estiman el punto de potencia máxima. Los seguidores del punto de máxima potencia se utilizan para la **carga óptima de baterías** en los sistemas que las tienen.

A día de hoy existen equipos de inversores capaces de realizar esta tarea además de transformar la corriente continua en alterna, lista para ser consumida por la carga o enviada a la red de distribución. Dado que la instalación carece de baterías se propone **sólo la instalación del inversor**.

La elección del inversor se ha realizado teniendo en cuenta la mayor potencia generada por la placa en el estudio del año 2005 al 2020, de 376.2 W. Se ha realizado una búsqueda en el mercado para encontrar equipos que cumplan dicha potencia, recomendando la **instalación de un inversor de 400W**.

Para cumplir con el objetivo didáctico de la instalación se recomienda la instalación de los siguientes equipos (en el Anexo VII se puede ver más información de los equipos):

1. Voltímetros y amperímetros. Se recomienda la instalación de un voltímetro y amperímetro a la salida de la placa y otro par a la salida del inversor. Con estos dos equipos se pueden conocer datos tales como la corriente y tensión antes y después del inversor, la potencia producida por la placa y las pérdidas de potencia en el inversor. Se recomienda instalar equipos digitales que miden corriente, tensión y potencia, como puede ser el equipo Aidee Pen LCD.
2. Termómetro. Conocer la temperatura ambiente es necesario a la hora del cálculo teórico de la producción de potencia por el panel fotovoltaico. Se propone el termopar TC-K-AA, ideal para la toma de la medida de la temperatura ambiente.
3. Piranómetro. Los piranómetros captan la radiación global indecente, la suma de la radiación directa, difusa y la de albedo o reflejada. Dato importante en el cálculo de la producción. Se propone el piranómetro de modelo RS485.

Tras la elección de los elementos auxiliares del circuito, la Figura 5.3.9 muestra un esquema del circuito eléctrico.

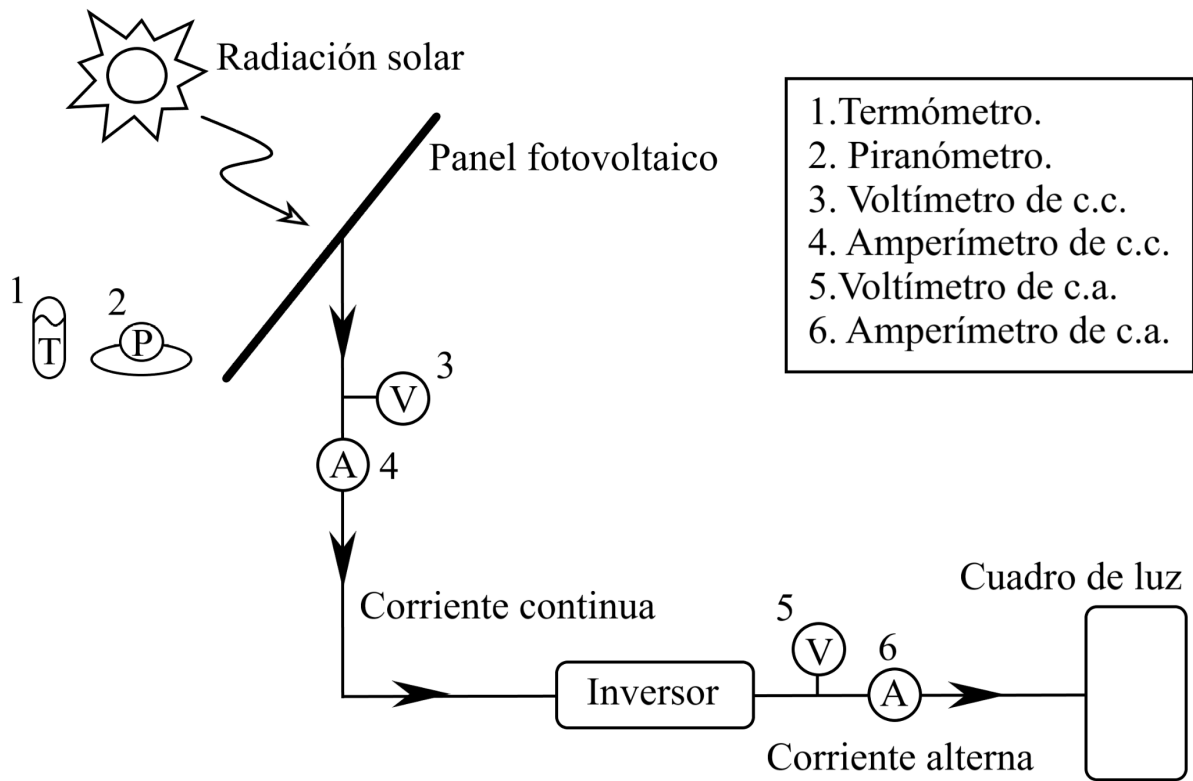


Figura 5.3.9. Esquema de los elementos auxiliares del circuito.

5.3.1.4. Dimensionado de los cables eléctricos.

Tras la elección de los sistemas auxiliares de la instalación se distinguen dos tramos, el **primer tramo**, de la placa al inversor en corriente continua, y el **segundo tramo**, del inversor al cuadro de luz, en corriente alterna. Para ambos tramos se ha calculado tanto la sección del cable como el aislamiento siguiendo el **Reglamento Electrónico de Baja Tensión**, para los cálculos se ha utilizado el entorno más desfavorable para la instalación. La longitud de ambos tramos se especifica en el apartado 5.4.

Existen dos formas para calcular la sección de los cables, por **calentamiento**, según la intensidad que circula, y por **caída de tensión**, caída entre el origen y el punto de utilización. De los resultados de ambos métodos se ha escogido siempre la sección más grande.

Se ha elegido la clase de **conductor tipo E**, cables multiconductores al aire libre con una distancia a la pared no inferior a 0.3 veces el diámetro del cable, el **material cobre**, ya que es el conductor más utilizado, y el **aislamiento de PVC**, ya que es el recomendado para este tipo de instalaciones, y **tres cables**, positivo, negativo y tierra. La *Tabla 5.3.2* indica, en función de la naturaleza de la instalación, la intensidad admisible y la sección del cable, el tipo de conductor a usar.

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|--|---|----------|----------|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------------|-----------------------------|---------------|
| 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 ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | | 3x PVC | 2x PVC | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾ | | | | | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾ | | | | | | 3x PVC | | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | |
| F | | Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾ | | | | | | | 3x PVC | | | 3x XLPE o EPR ¹⁾ | |
| G | | Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾ | | | | | | | | | 3x PVC ¹⁾ | | 3x XLPE o EPR |
| | | mm² | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Cobre | | 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 | 206 |
| | | 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 5.3.2. Tabla para la elección de conductores.

Fuente: ITC-BT-19 [20].

Para el cálculo por el método de **calentamiento** se ha utilizado la *Ecuación 5.7*, y para el método de la **caída de tensión** la *Ecuación 5.8*.

$$I = \frac{P}{U \cos\varphi} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

$$S = \frac{2LP}{\gamma e U} \quad \text{Ecuación 5.8}$$

Para el cálculo de ambos tramos se ha tomado el momento de máxima generación de la placa, obtenido del estudio anterior, de 376.2 W. A continuación se ha estudiado el **primer tramo de corriente continua**.

Según los datos técnicos de la placa fotovoltaica, la corriente de máxima potencia, en condiciones estándar de irradiación de 1000 W/m², es de 8.76 A. Sin embargo, la irradiación en el momento de producir la potencia más grande, 376.2 W, es de 1152.77 W/m². La relación entre radiación y corriente se puede tomar como proporcional, obteniendo una corriente de **10.1 A** en el momento de generar **376.2 W**. Con los datos de corriente y potencia se ha obtenido la tensión de **37.25 V** en el momento de máxima generación.

La norma indica que los cables han de ser dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, por lo que el cable ha de ser dimensionado con **12.63 A**. Obteniendo un cable de cobre con aislante de PVC con una sección de 1.5 mm² y una intensidad máxima de 16 A.

| Material | γ_{20} | γ_{70} | γ_{90} |
|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Cobre | 56 | 48 | 44 |
| Aluminio | 35 | 30 | 28 |
| Temperatura | 20°C | 70°C | 90°C |

Tabla 5.3.3. Tabla de la conductividad del cobre y aluminio en función de la temperatura.
Fuente: ITC-BT-19 [20].

Para el cálculo por el método de caída de tensión, la norma indica que la caída de tensión entre el origen y el punto de utilización no debe superar el 1.5%, y se ha tomado la peor conductividad del cobre para una temperatura de 90°C. La longitud del cable se ha tomado como 0.5m, dando como resultado una sección no inferior a 0.41 mm².

Dado que el cálculo más restrictivo es el del calentamiento se ha tomado como **cable para el primer tramo de corriente continua** un cable de cobre con aislante de PVC con una sección de 1.5 mm² y una intensidad máxima de 16 A.

Para el cálculo del **segundo tramo de corriente alterna** se ha procedido de la misma manera, dando como resultado una corriente máxima de 1.88A y una sección no inferior a 0.215 mm². Por lo que se ha elegido el mismo cable que para el tramo de corriente continua, ya que cumple con las condiciones del segundo tramo.

En el apartado **5.4. Integración en la instalación existente**, se justifica la longitud de ambos tramos.

5.3.1.5. Equipos de protección de la instalación.

Para la elección de los equipos de protección se ha estudiado el esquema eléctrico más recomendable para la instalación, Figura 5.3.10, en el que se propone un acoplamiento en paralelo de la generación con los demás circuitos del cuadro eléctrico.

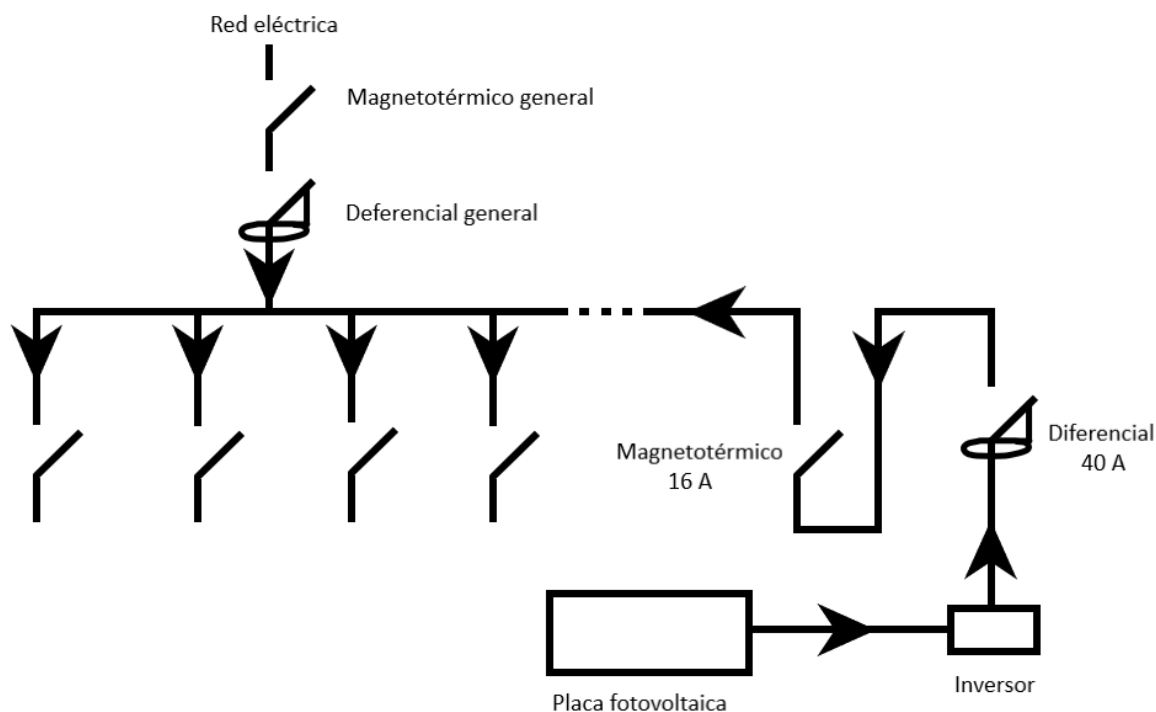


Figura 5.3.10. Esquema del cuadro eléctrico.

Se propone este esquema por varias razones, principalmente por el hecho de que con este esquema se puede consumir más potencia de la que proporciona la red. Por ejemplo, si el consumo máximo proporcionado por la red es 40A y las cargas conectadas al cuadro demandan 50A, el magnetotérmico general cortaría el consumo, sin embargo, con esta disposición si la generación fotovoltaica proporciona 10A, las cargas conectadas consumirán los 40A proporcionados por la red y los 10 A de la placa. Además de conseguir la opción de desconectar la generación de la placa.

Según la norma, obliga a la instalación de un magnetotérmico de 16A, para proteger a la instalación de sobrecargas y cortocircuitos, y un diferencial de 40A tipo A, para proteger a las personas de cualquier accidente de descarga en caso de manipulación.

5.3.2. Instalación térmica.

El objetivo de la instalación térmica de la placa solar es **aportar calor al agua que se va a utilizar en la bomba de calor**. Para ello, el calor captado por el fluido que circula por el panel se hará pasar por un intercambiador de calor que intercambiará la energía con el agua que entra a la bomba de calor. En la *Figura 5.3.11* se puede observar un diagrama simplificado de la instalación térmica, en el que se distinguen dos circuitos cerrados, el del panel y el de la bomba de calor.



Figura 5.3.11. Diagrama simplificado del diseño de la instalación.

Para la instalación térmica no se ha calculado la orientación e inclinación óptima, ya que es la misma placa la que genera calor y electricidad, y ya se ha calculado la inclinación e instalación óptima para captar la mayor cantidad de radiación solar posible, en el apartado 5.3.1.1.

Para el correcto funcionamiento de la instalación y cumplir con el objetivo descrito se han necesitado realizar los siguientes estudios:

1. Producción térmica de la placa solar. Es necesario conocer la producción térmica por parte de la placa para la correcta elección de los sistemas de la instalación procurando el buen funcionamiento de la misma.
2. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación. La instalación requiere un intercambiador de calor para calentar el agua con la que se alimenta la bomba de calor. Así como equipos, con carácter didáctico y de regulación de la instalación, como termómetros y caudalímetro.
3. Dimensionado de la bomba y tuberías. Para asegurar el buen funcionamiento de la instalación es necesario el correcto dimensionado de la bomba y las tuberías, para cumplir con la norma.
4. Equipos de protección de la instalación. Se requieren equipos de protección como un filtro de partículas, para evitar daños en la bomba, vaso de expansión, para evitar sobrepresiones, disipador de calor, para disipar los posibles excesos de calor, válvula de seguridad y purgador.

5.3.2.1. Producción térmica de la placa solar.

Previamente al cálculo de la producción térmica, es necesaria la selección del fluido que circula por la placa, ya que de sus propiedades físicas depende la producción de energía térmica y el rendimiento de la placa, y pérdidas de energía que existen en este tipo de instalaciones.

Dado que está previsto el funcionamiento de la placa en invierno, es necesario que la temperatura de congelación del fluido caloportador sea inferior a la temperatura más baja alcanzada en Zaragoza, para evitar así averías en la bomba o que las tuberías exploten.

La temperatura más baja registrada en Zaragoza fue de $-15.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el año 1918, por ello se ha elegido una **mezcla de glicol y agua, 40% de glicol en peso**, ya que es un líquido barato y cumple con el requerimiento de la temperatura de congelación, la mezcla se congela a $-22.3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este líquido tiene un calor específico de 3513.79 J/kg K . Los datos se pueden interpolar de la *Tabla 5.3.4*.

| LÍQUIDO | Conductividad térmica (k) | Calor específico (C_p) | Viscosidad dinámica (μ) | Densidad (ρ) | Numero de Prandtl (Pr) |
|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Agua | 0.61 W/mK | 4072.71 J/kg K | 0.000868 Pa s | 996.58 kg/m ³ | 5.78 |
| Agua-etilenglicol 30% | 0.49 W/mK | 3729.95 J/kg K | 0.001864 Pa s | 1035.02 kg/m ³ | 14.29 |
| Agua-etilenglicol 50% | 0.43 W/mK | 3297.63 J/kg K | 0.003367 Pa s | 1053.25 kg/m ³ | 25.82 |
| Etilenglicol | 0.25 W/mK | 2408.62 J/kg K | 0.017195 Pa s | 1112.13 kg/m ³ | 164.58 |

Tabla 5.3.4. Características físicas de los líquidos de refrigeración habituales.

Fuente: GUASCH [21].

En cuanto a las pérdidas de energía que existen se tienen a las debidas a la reflexión de la radiación incidida en la superficie de la placa y a las debidas en el interior del panel, que se pueden dividir en tres, **pérdidas por conducción**, se producen en las paredes del panel y la carcasa debidas al gradiente de temperatura en los sólidos, **pérdidas por convección**, se producen en el fluido que circula en la placa, el aire exterior y en los gases en el interior de la placa debidas al gradiente de temperaturas en los fluidos, y **pérdidas por radiación**, se producen en toda la placa debido al aumento de temperatura de los componentes de la placa. En la *Figura 5.3.12* se puede observar los diferentes tipos de pérdidas y un esquema de resistencias térmicas que simbolizan las pérdidas por radiación, convección y radiación.

El cálculo de un coeficiente de pérdidas que englobe todas las pérdidas que se producen en el panel es complejo, debido a la amplia cantidad de variables que existen. Es por eso que el fabricante ofrece un **coeficiente de pérdidas globales**, U , basado en la experimentación con la placa, para este caso su valor es de $5.98\text{ W/m}^2\text{ K}$.

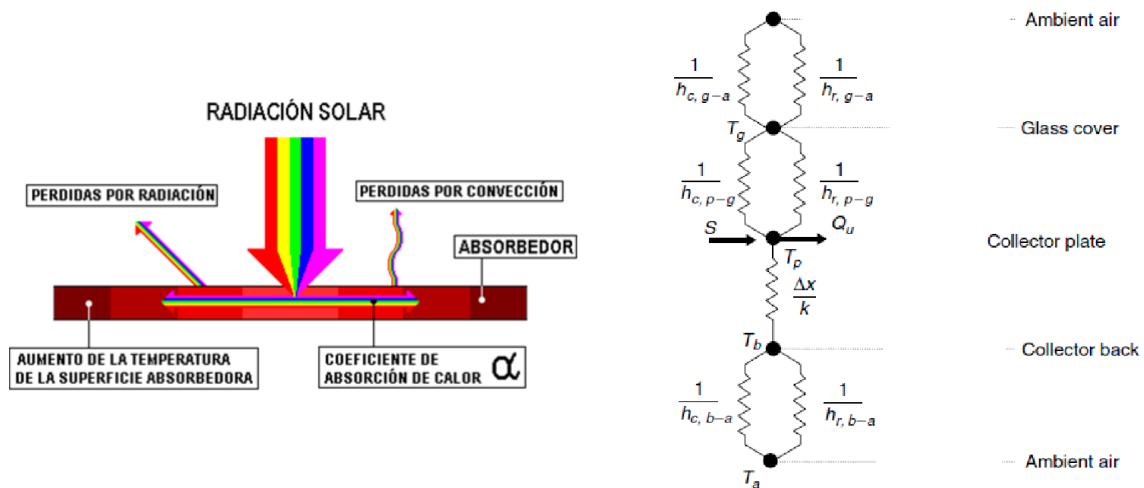


Figura 5.3.12. Pérdidas por conducción, radiación y convección (izquierda) y su esquema de resistencias térmicas (derecha).
Fuente: Bilbus [13]

Con toda esta información se ha procedido al cálculo de la producción térmica por parte de la placa, no sin antes exponer las consideraciones que se han tomado:

- No se han tenido en cuenta los estados transitorios, los cálculos sólo contemplan el estado estacionario del sistema.
- El caudal que circula por el interior de la placa es constante e igual al caudal nominal estipulado por el fabricante, 60 litros por hora.
- El calor específico del líquido que circula por el interior de la placa se ha tomado como constante. Así como la temperatura de entrada del mismo durante todo el año a 15 °C.
- Las ecuaciones que se han utilizado para el cálculo de la producción térmica son las siguientes:

$$\eta = \eta_0 - \frac{U(t_a - t_e)}{G} \tag{Ecuación 5.9}$$

$$Q = \eta * Q_{\text{incidente}} \tag{Ecuación 5.10}$$

$$Q = m_a * c_a * (t_e - t_s) \tag{Ecuación 5.11}$$

Se ha procedido como en el apartado 5.3.1.2, utilizando la base de datos PVGIS-SARAH 2 y las ecuaciones anteriores, para conseguir la producción hora a hora desde el año 2005 al 2020. En la *Figura 5.3.13* se puede observar la producción anual del panel si se hubiera instalado en el año 2005.

El mes de mayor producción fue julio de 2018 con 300,4 kWh, y la hora de mayor producción fue en abril de 2019 con 1528,6 Wh con una temperatura de salida máxima de 40°C (*Figura 5.14*). Esta sería la producción bruta de la placa sin tener en cuenta pérdidas de temperatura o de carga en las tuberías u otros equipos.

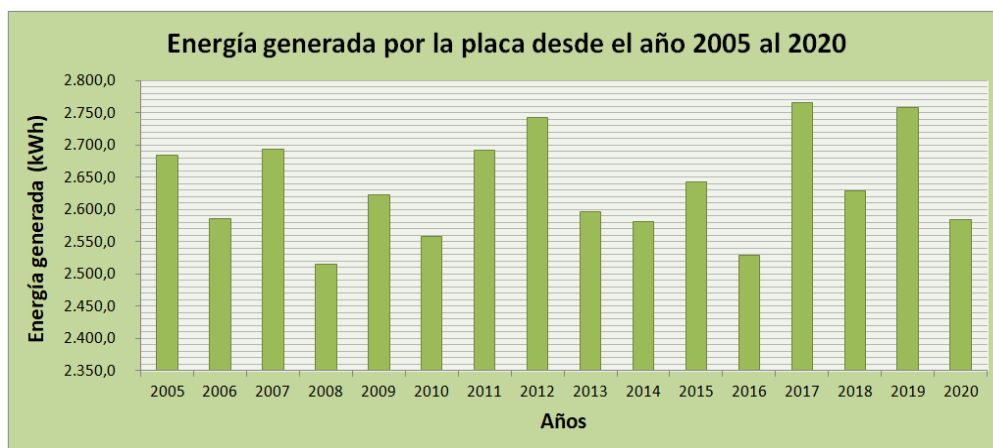


Figura 5.3.13. Gráfica de la producción anual del colector solar en kWh.

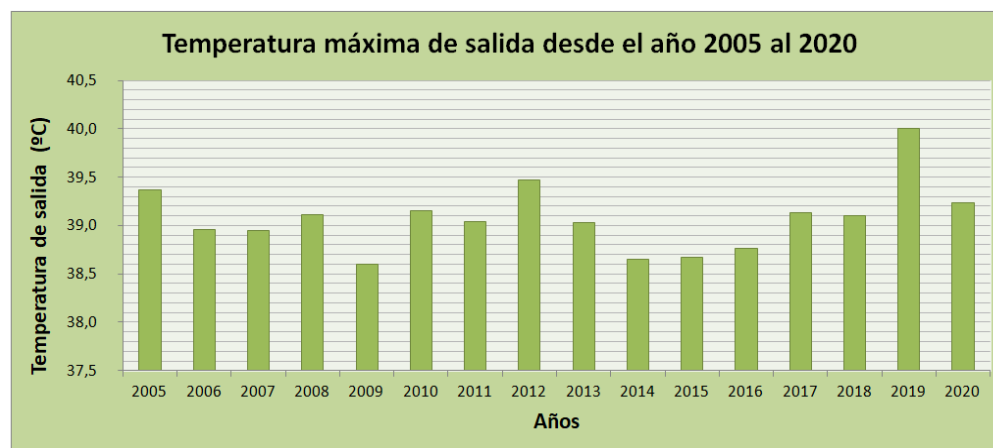


Figura 5.3.14. Gráfica de la temperatura máxima de salida anual del colector solar en °C.

5.3.2.2. Elección de los sistemas auxiliares de la instalación.

Uno de los equipos más importantes de la instalación es el **intercambiador de calor**, que se encarga de intercambiar la energía entre el agua caliente de la placa y el agua fría que se dirige a la bomba de calor.

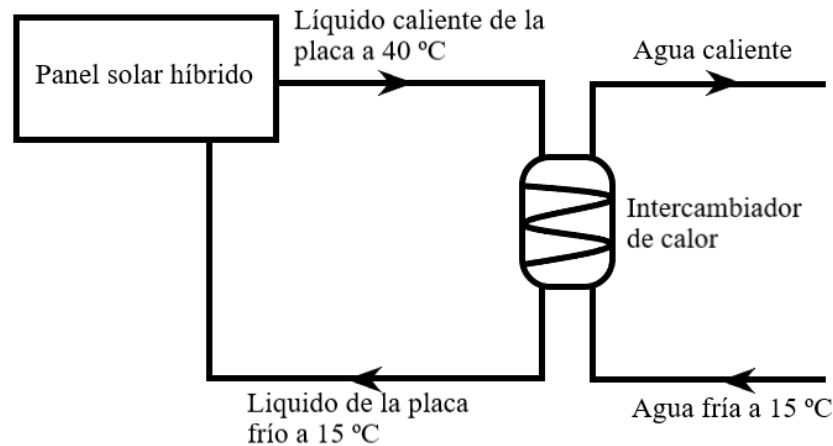


Figura 5.3.15. Esquema del intercambiador de calor.

Previamente a la elección del intercambiador de calor se ha realizado el balance de energía que se tendría en él. Se ha considerado que la temperatura de la salida del líquido de la placa y la de la entrada de agua fría es la misma e igual a 15 °C, que la temperatura de entrada del fluido de la placa es la máxima producida según el estudio del apartado anterior, 40 °C, y que el intercambiador tiene una eficiencia del 100%, *Figura 5.3.15*. El caudal másico de agua utilizado corresponde al caudal másico nominal de la bomba de calor, 1.47 kg/s.

Se puede observar que el aumento de temperatura que proporciona la placa es pequeño, esto se debe a que el flujo másico del líquido que circula por el interior de la placa es muy pequeño, 0.0174 kg/s, y el de la bomba de calor es dos órdenes de magnitud mayor, 1.47 kg/s.

$$Q_{placa} = m_{placa} * c_{placa} * (t_{eplaca} - t_{splaca}) = 1528.5 [W]$$

Ecuación 5.12

$$Q_{agua} = m_{agua} * c_{agua} * (t_{sagua} - t_{eagua}) \Rightarrow t_{sagua} = 15.25 [^{\circ}C]$$

El calor máximo que podría proporcionar el fluido caloportador de la placa, 1528.5 W, sería el mismo que captaría el agua, al suponer un intercambiador ideal, y solo sería capaz de aumentar un cuarto de grado centígrado su temperatura.

Dado el poco aumento de temperatura que puede aportar el panel al agua de la bomba de calor, **se propone la sustitución del intercambiador de calor por un dissipador de calor**. Esta propuesta se ha seguido ya que la instalación térmica puede satisfacer las necesidades educativas del proyecto, simulando el intercambiador de calor, sin incurrir en gastos económicos innecesarios.

A continuación se han realizado los cálculos del número de paneles solares híbridos que se necesitarían para conseguir un salto de temperatura más apreciable, de **dos grados centígrados**, en el agua utilizando un intercambiador de calor común con una eficiencia del 85%. Primeramente se ha calculado el calor que necesita el agua para aumentar su temperatura dos grados centígrados, que es el calor que se intercambia realmente, Q_{real} , a continuación se ha calculado el calor máximo que se puede intercambiar, $Q_{máx}$, relacionando la menor capacidad calorífica de los dos fluidos y la diferencia de temperaturas a la entrada.

$$\varepsilon = \frac{Q_{real}}{Q_{máx}} = 0.85 ; Q_{agua} = Q_{placa}$$

$$Q_{real} = Q_{agua} = m_{agua} * c_{agua} * (t_{s\ agua} - t_{e\ agua}) = 12300.9 [W]$$

$$Q_{máx} = N * m_{placa} * c_{placa} * (t_{e\ placa} - t_{e\ agua}) = N * 1528.5 [W] \quad \text{Ecuación 5.13}$$

$$N = \frac{12300.9 [W]}{0.85 * 1528.5 [W]} = 9.47 \Rightarrow 10 \text{ Paneles}$$

$$Q_{agua} = Q_{placa} = N * m_{placa} * c_{placa} * (t_{e\ placa} - t_{s\ placa}) \Rightarrow t_{s\ placa} = 20 [^{\circ}C]$$

Estos cálculos se han realizado teniendo en cuenta una configuración de N paneles en paralelo y sin ninguna conexión en serie. A continuación se han estudiado las diferentes configuraciones serie/paralelo y el número total de paneles que se necesitarían. En la *Figura 5.3.16* se puede observar una gráfica que muestra el número total de paneles necesarios frente al número de paneles conectados en serie, y la temperatura máxima del fluido caloportador que se consigue con cada disposición. Como se puede observar, la disposición que necesita un menor número de paneles es la calculada anteriormente, con únicamente **10 paneles en paralelo**. Cabe destacar que habría que continuar con los cálculos y dimensionamientos de la bomba y tuberías para determinar cuál disposición es la más óptima en cuanto a costes.

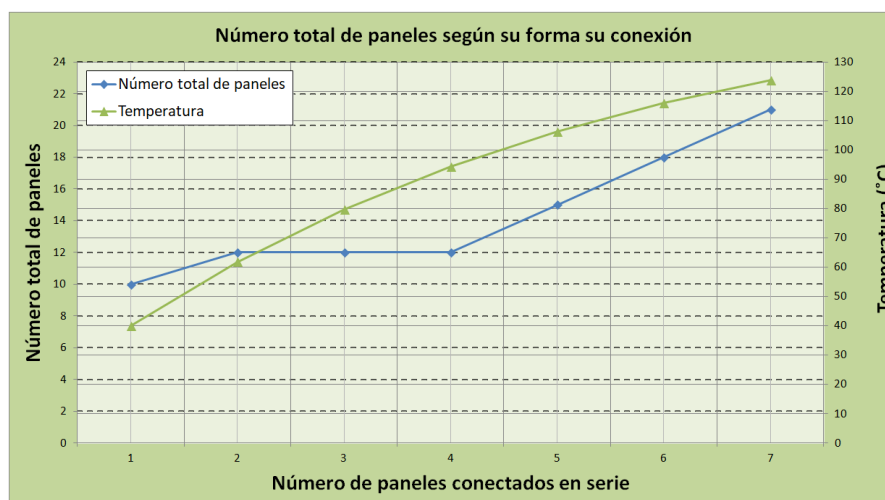


Figura 5.3.16. Gráfica del número de paneles, el número de paneles en conexión en serie y la temperatura máxima del fluido caloportador para conseguir un salto de temperatura en el agua de la bomba de calor de dos grados centígrados.

Para cumplir con los objetivos didácticos de la instalación se recomienda la instalación de los siguientes equipos (en el Anexo VII se puede ver más información de los equipos):

1. Termómetros. Conocer tanto la temperatura ambiente como la del fluido, antes de su paso por la placa, después y tras el disipador de calor, es necesario a la hora del cálculo teórico de la producción de calor. Para la temperatura del fluido se recomienda el termopar TC-T-9A y para la temperatura ambiente es el mismo que la instalación eléctrica.
2. Caudalímetro. El caudalímetro es indispensable a la hora de medir el caudal que circula por las tuberías de la instalación y poder completar el cálculo de la producción térmica, así como permitir realizar el balance de energía en el “intercambiador de calor”. Se recomienda la instalación de un caudalímetro digital.

Tras la elección de los elementos auxiliares del circuito, la Figura 5.3.14 muestra un esquema del circuito eléctrico.

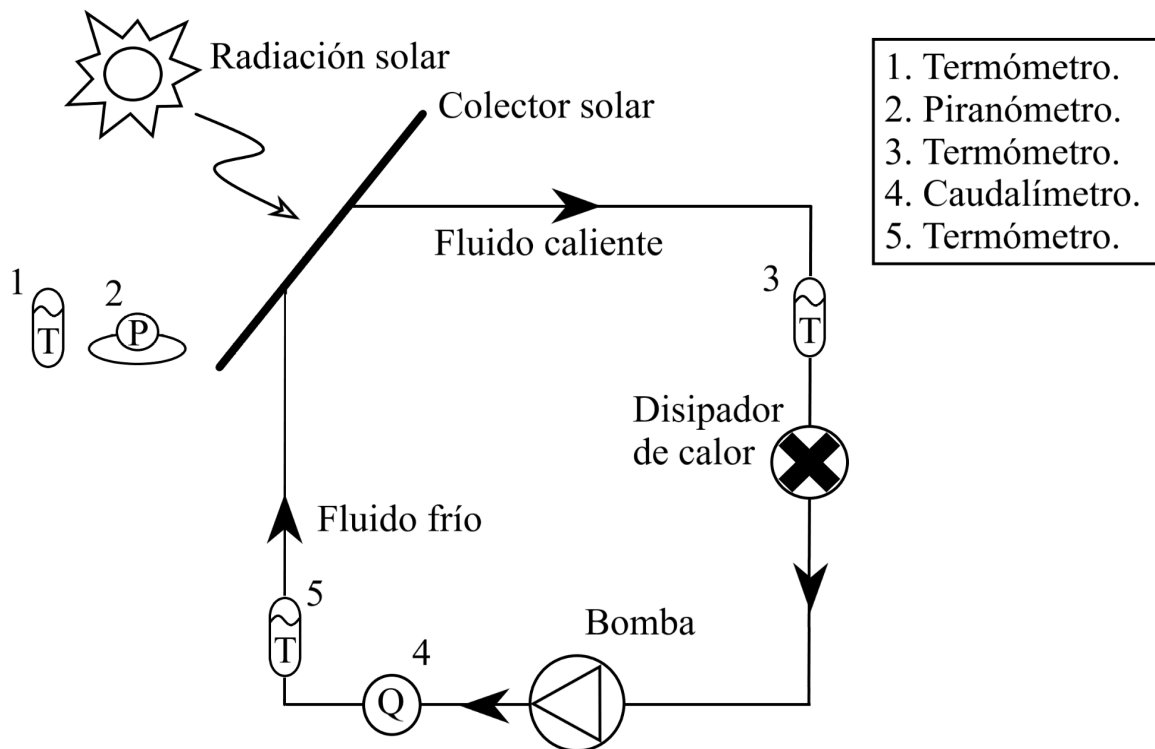


Figura 5.3.17. Esquema de los elementos auxiliares del circuito.

5.3.2.3. Dimensionado de la bomba y tuberías.

Las tuberías se han dimensionado de tal forma que la velocidad por su interior sea como **máximo un metro por segundo**, según el Código Técnico de la Edificación en el documento de protección frente al ruido, y seleccionando la tubería normalizada que más se asemeje a los resultados. Utilizando la *ecuación 5.14* se ha determinado que el diámetro interior de la tubería es de 4.6 mm, siendo la tubería normalizada más parecida la **DN6**, y la velocidad de trabajo de 0.6 metros por segundo. El material de la misma se ha optado por **cobre**, con un aislamiento, según el RITE, de 40mm de diámetro en el exterior y 30 mm de diámetro en el interior, *Tabla 5.3.5*.

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot 1000 \cdot 3600}} = 4.6 \text{ [mm]} \quad (\text{Ecuación 5.14})$$

| Diámetro exterior (mm) | Aislamiento de tuberías para ACS | |
|------------------------|----------------------------------|----------|
| | Interior | Exterior |
| D ≤ 35 | 30 | 40 |
| 35 < D ≤ 60 | 35 | 45 |
| 60 < D ≤ 90 | 35 | 45 |
| 90 < D ≤ 140 | 45 | 55 |
| 140 < D | 45 | 55» |

*Tabla 5.3.5. Tabla para los diámetros del aislante en las tuberías.
Fuente: RITE [19].*

El primer paso antes del dimensionamiento de la bomba es conocer el valor de las pérdidas en la instalación. Para este caso se han calculado las **pérdidas por fricción**, en **ocho codos de 90º**, en el **panel** y en el **disipador de calor**.

Las **pérdidas de presión en las tuberías debida a la fricción** se calculan utilizando la ecuación de Darcy-Weisbach. Previamente es necesario el cálculo del factor de fricción de Darcy-Weisbach, f , el cual depende del número de Reynolds. Cabe destacar que al ser el número de Reynolds menor a 2300 y tratar tuberías circulares llenas de fluido, se tiene un flujo laminar. Se ha tomado una longitud de 30 m de las tuberías, en el apartado **5.4. Integración en la instalación existente**, se justifica dicha longitud.

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu} = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = 1437 \quad \text{Ecuación 5.15}$$

$$f = \frac{64}{Re} = 0.044 \quad \text{Ecuación 5.16}$$

$$\Delta P = f \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \frac{L}{2D} = 41848 \text{ [Pa]} \quad \text{Ecuación 5.17}$$

Al dividir esta caída de presión por la densidad del fluido y el valor de la gravedad, se obtiene una pérdida de 4.1 metros.

Para el cálculo de las **pérdidas** **pérdidas en los ocho codos de 90°** se ha utilizado la siguiente expresión para una $K = 0.75$, correspondiente a un codo de 90°:

$$h = 8 * K \frac{v^2}{2g} = 0.135 [m] \quad \text{Ecuación 5.18}$$

| Elemento | Coefficiente k |
|--|------------------|
| Válvulas | |
| Válvula de globo, completamente abierta | 10.00 |
| Válvula en ángulo, completamente abierta | 5.00 |
| Válvula check completamente abierta | 2.50 |
| Válvula de compuerta, completamente abierta | 0.20 |
| Válvula de compuerta, con ¼ de apertura | 1 a 1.15 |
| Válvula de compuerta, con ½ de apertura | 5.60 |
| Válvula de compuerta, con ¾ de apertura | 24.00 |
| Accesorios | |
| Codo de radio corto ($r / d = \pm 1$) | 0.90 |
| Codo de radio mediano | 0.75 a 0.80 |
| Codo de gran radio ($r / d = \pm 1.5$) | 0.60 |
| Codo de 45° | 0.4 a 0.42 |
| Retorno (curva en U) | 2.20 |
| Tee en sentido recto | 0.30 |
| Tee a través de la salida lateral | 1.80 |
| Unión | 0.30 |
| Ye de 45°, en sentido recto | 0.30 |
| Ye de 45°, salida lateral | 0.80 |
| Entrada recta a tope | 0.50 |
| Entrada con boca acampanada | 0.10 |
| Entrada con tubo reentrante | 0.90 |
| Salida | 1.00 |
| Depósito a tubería (pérdida a la entrada) | |
| Conexión a ras de la pared | 0.50 |
| Tubería entrante | 1.00 |
| Conexión abocinada | 0.05 |
| De tubería a depósito (pérdida a la salida) | 1.00 |
| Contracción brusca (ver Tabla 3.3) | k_e |
| Codos y tees | |
| Codo de 45° | 0.35 – 0.45 |
| Codo de 90° | 0.50 – 0.75 |
| Tees | 1.50 – 2.00 |

Figura 5.3.18. Valor del coeficiente k según el tipo de elemento.
Fuente: Conagua [22].

Las **pérdidas en el panel** vienen dadas por el fabricante, siendo de 0.006 metros aproximadamente para el caudal nominal del panel.

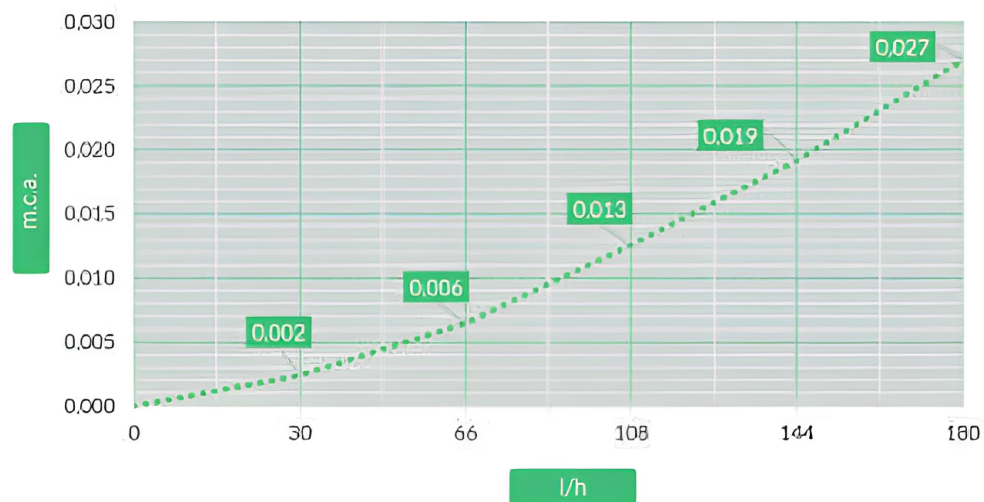


Figura 5.3.19. Pérdidas en el panel híbrido.
Fuente: Abora solar [17].

En cuanto a las **pérdidas de carga en el disipador de calor**, es posible calcularla utilizando de nuevo las *ecuaciones 5.15, 16 y 17*, dando como resultado 0.017 metros.

Sumando todas las pérdidas calculadas anteriormente, se tiene que la bomba debe aportar un **total de 4.258 metros** de más a la altura de la placa. Tras una búsqueda intensiva de la mejor bomba para la instalación, se propone la bomba MMP 21 del fabricante IWAKI.



Figura 5.3.20. Bomba MMP 21 de IWAKI.

Según la curva característica de la bomba y el caudal necesario para la instalación, se tiene que se cumplen con las necesidades de la instalación. La principal ventaja de esta bomba es que es capaz de manejar una hipotética y futura instalación en la que se decidiera añadir más paneles híbridos. En la *Figura 5.3.21* se puede observar la curva características de la bomba. En el *Anexo VII* se puede ver la información completa de la bomba.

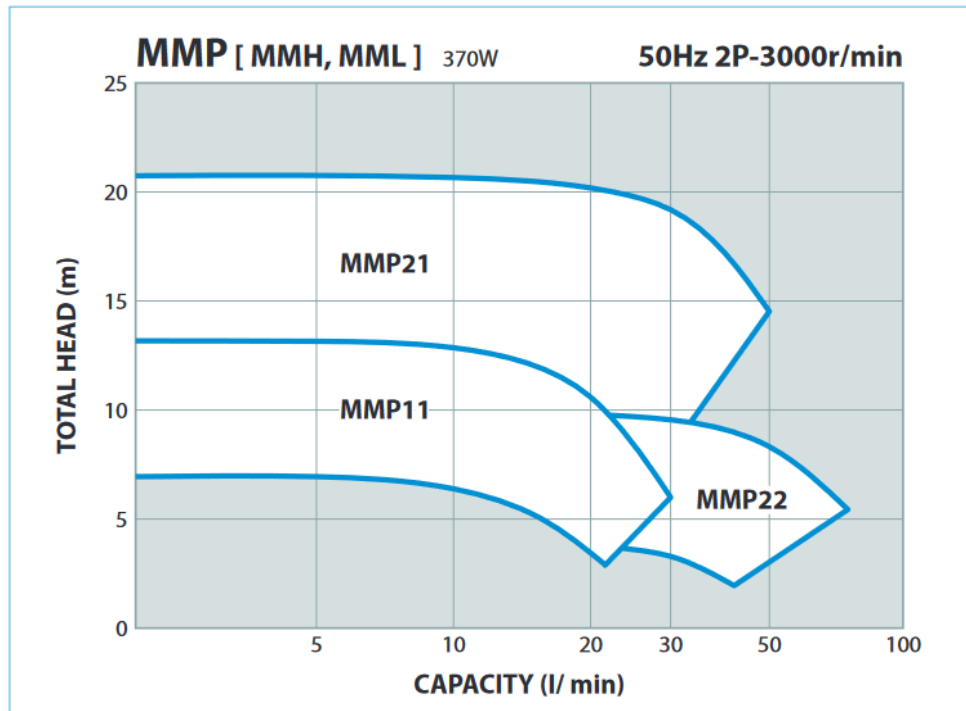


Figura 5.3.21. Características de las bombas de la marca IWAKI.

5.3.2.4. Equipos de protección de la instalación.

Los equipos de protección que se han previsto para la instalación son los siguientes:

- **Filtro de partículas.** Los filtros de partículas son equipos encargados de eliminar cualquier impureza sólida, debidas a la calidad del fluido o desprendimiento de óxido de las tuberías, que pueda ocasionar averías en los equipos del sistema. En la instalación se propone su instalación antes de la bomba para prevenir cualquier tipo de problema que estas impurezas pueden provocar y dañar la bomba. De esta forma también se protegen los demás equipos de la instalación ya que eliminamos las partículas antes de aumentar la presión de la instalación.
- **Válvulas de seguridad.** La válvula de seguridad, o de alivio, tiene como objetivo expulsar el fluido de las tuberías cuando este alcanza un límite de presión. Esta válvula ha de colocarse en la tubería de entrada a la placa.
- **Vaso de expansión.** La utilidad del vaso de expansión es absorber el aumento de presión del fluido al calentarse, ya que el fluido se expande al aumentar su temperatura y presiona una membrana elástica de una parte del vaso, comprimiendo el aire o gas que contiene en la otra parte del vaso. Este equipo ha de colocarse en la tubería de entrada al panel, y entre el panel y la válvula de seguridad.
- **Disipador de calor.** Para evitar aumentos de temperatura en el circuito indeseados, es necesaria la instalación de un disipador de calor después de la placa. Los disipadores de calor funcionan recirculando el fluido sobrecalentado por unos conductos, para que intercambie su calor con el aire exterior.
- **Purgadores.** Como en cualquier instalación hidráulica, es obligatoria la instalación de purgadores para eliminar el posible exceso de aire en el interior del circuito.

5.4. INTEGRACIÓN EN LA INSTALACIÓN EXISTENTE.

Una vez se han especificado todos los componentes de la instalación, se ha procedido a la integración de la instalación en la Nave 2 del edificio Betancourt. En la *Figura 5.4.1* se puede observar un plano de la nave en cuestión.

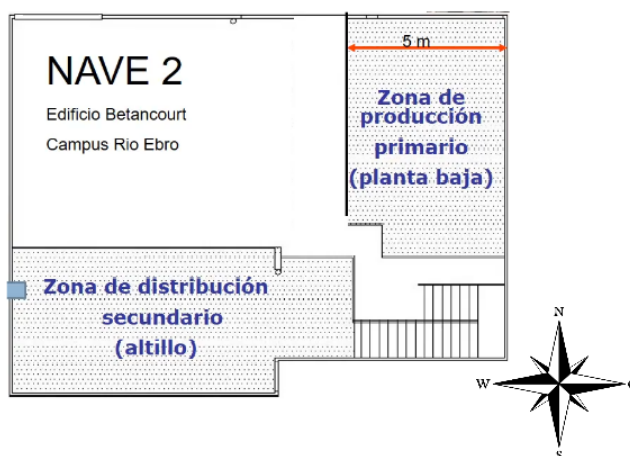


Figura 5.4.1. Plano de la Nave 2 del edificio Betancourt.

Se propone la instalación en la zona de producción primaria, dado que en ella se encuentra la bomba de calor. En la *Figura 5.4.2* se puede observar un plano más detallado de la zona y el espacio que se prevé utilizar en la instalación.

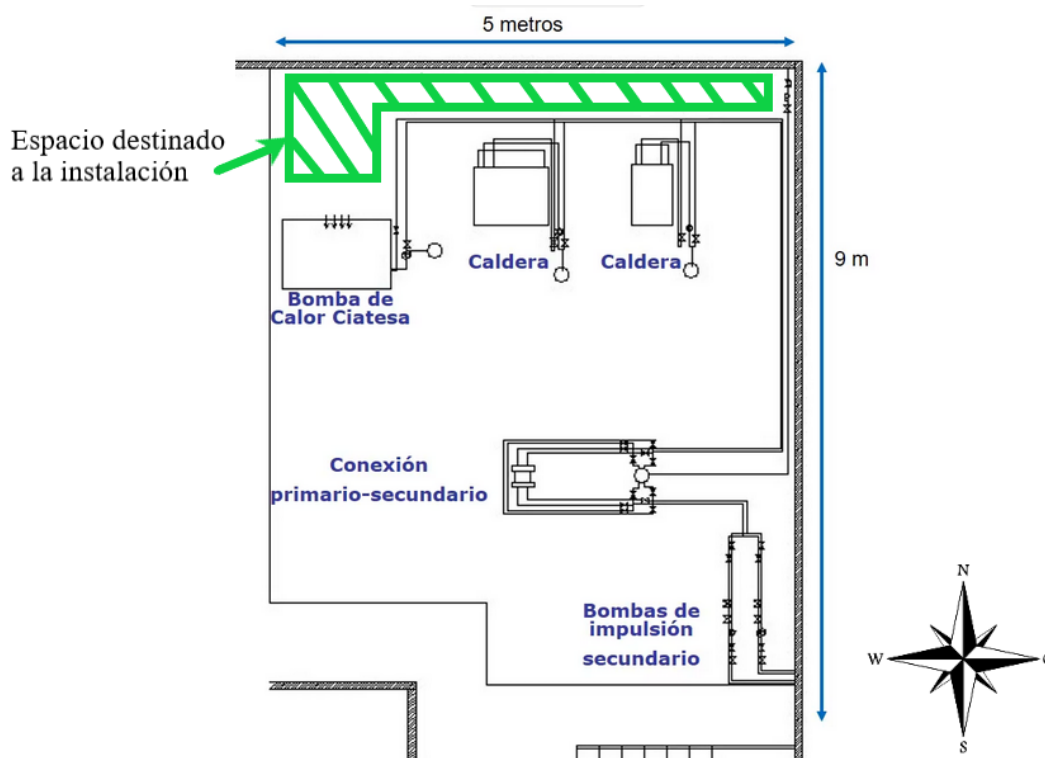


Figura 5.4.2. Plano de la zona de producción primaria de la Nave 2 del edificio Betancourt.

Se han realizado dos planos de la instalación, en los que se puede observar los diferentes tramos de los que consta la misma y la localización de los elementos más destacables de la instalación. En la *Figura 5.4.3* se puede observar un plano de la instalación donde se detallan las longitudes de los tramos, y en la *Figura 5.4.4* se puede observar un plano en el que se detallan los elementos de la instalación.

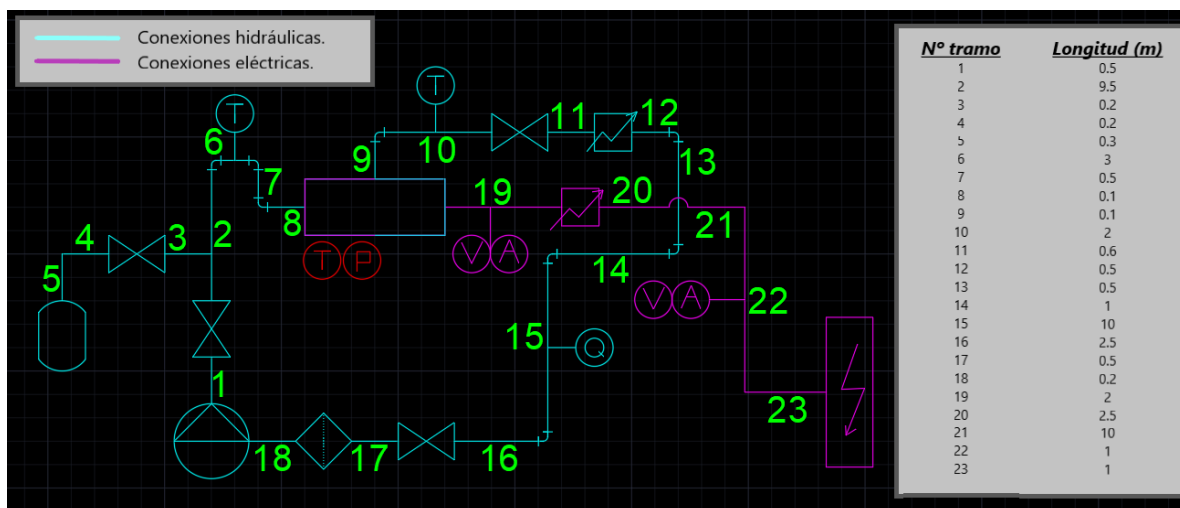


Figura 5.4.3. Plano con la longitud de los tramos de la instalación.

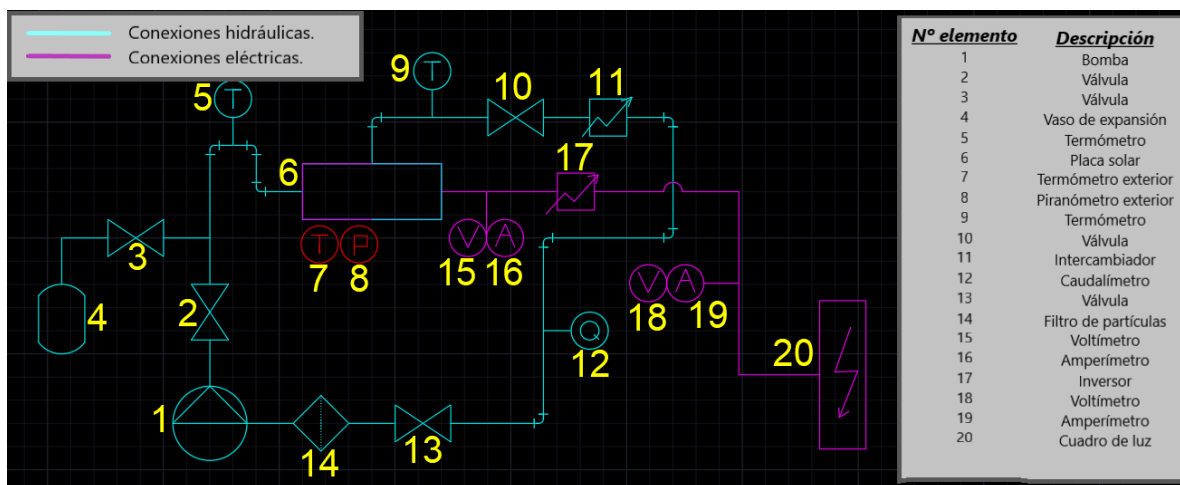


Figura 5.4.4. Plano de los elementos de la instalación.

Así mismo se ha realizado un modelo 3D, *Figura 5.3.5*, mediante el programa “Inventor” de la instalación donde se puede apreciar de mejor manera los planos anteriormente expuestos, siendo de color marrón las tuberías de la instalación hidráulica y de color rosa el cableado de la instalación eléctrica.

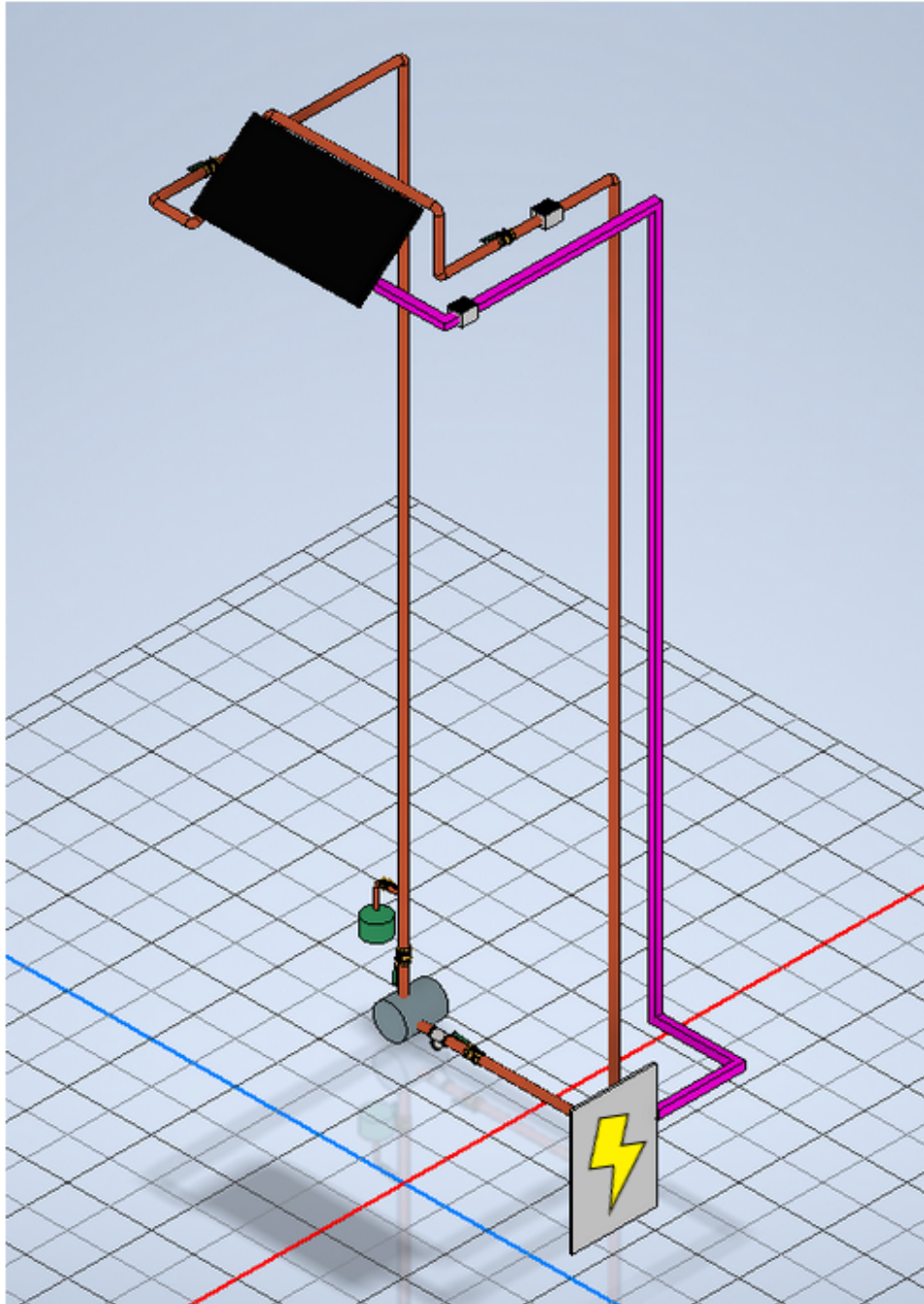


Figura 5.4.5. Modelo 3D en Inventor de la instalación.

6. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.

Con objetivo de justificar la viabilidad económica (*apartado 7*) se ha planificado la fase previa a la operación del proyecto para conocer la inversión inicial necesaria. Un resumen de la planificación temporal se presenta en la *Figura 6.1*.

Esta fase se ha dividido en tres etapas principales:

- Etapa de revisión. Se revisa el anteproyecto, se redactan los documentos correspondientes a viabilidad técnica y económica.
- Instalación eléctrica y térmica. Se contratan a los instaladores necesarios para llevar a cabo la instalación, así como pedir los componentes necesarios para la misma.
- Didáctica de la instalación. Engloba tanto la elección de los contenidos educativos a enseñar como la preparación de los elementos necesarios para la docencia, como la impresión de carteles informativos o instalación de pantallas informativas.

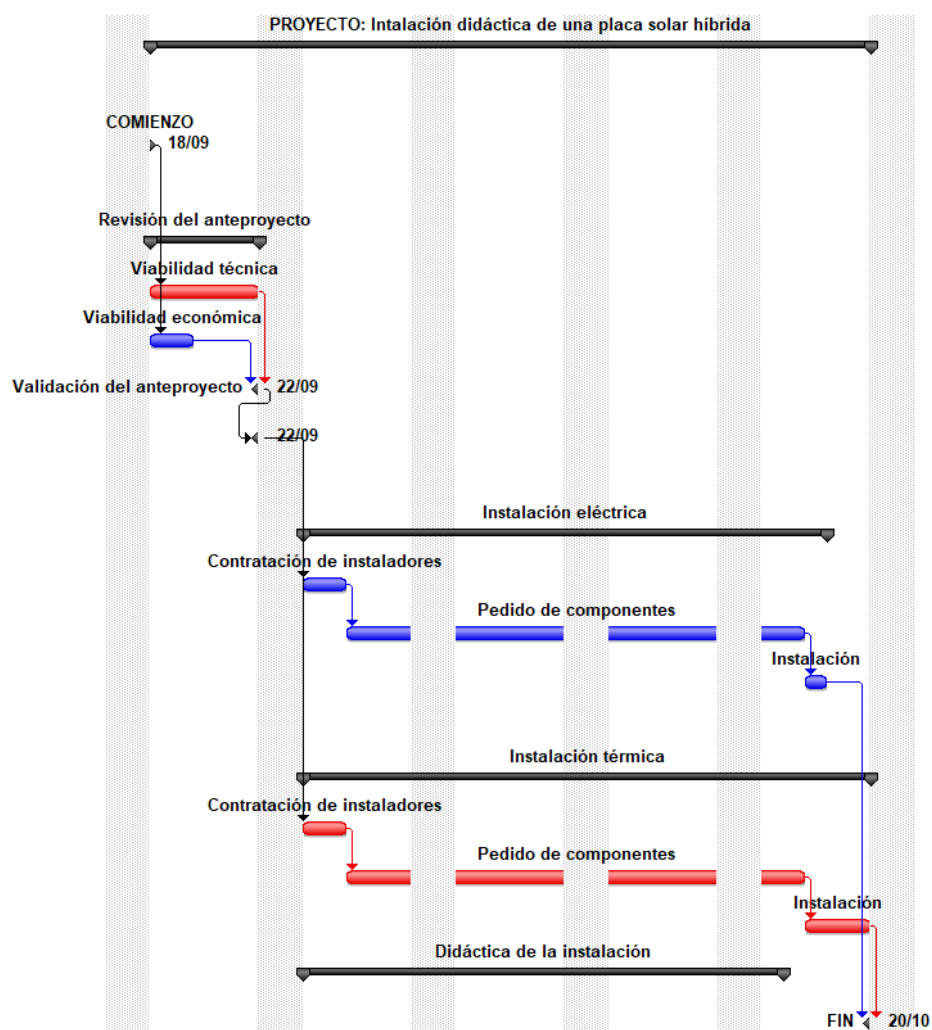


Figura 6.1. Diagrama de Gantt del resumen de la planificación temporal del proyecto.

7. VIABILIDAD ECONÓMICA.

Se ha estudiado la viabilidad económica del proyecto. Es fundamental conocer la **inversión inicial** que hay que realizar y los gastos anuales previstos, dado que la instalación no tiene como objetivo ser una instalación generadora no se han calculado los ingresos anuales estimados, así como los flujos de caja.

7.1. Inversión inicial

La inversión inicial viene impuesta por la planificación explicada en el *apartado 6*. Se resume en la *Tabla 7.1* y de una forma más visual en la *Figura 7.1*. No se han tenido en cuenta elementos tales como la placa, su soporte o el kit de conexiones que oferta la propia empresa de Abora, ya que dichos componentes ya han sido adquiridos anteriormente por la Universidad. Dicho presupuesto inicial es meramente orientativo, el precio total puede verse expuesto a variaciones de cara a la finalización de la instalación física.

| | | Precio descompuesto | Unidades | TOTAL | |
|-----------------------|----------------------|---------------------|----------|------------------|-----------|
| Etapa de diseño | Ingeniería | 23,00€ /h | 5,00 | 115,00€ | |
| Instalación eléctrica | Instaladores | 10,00€ /h | 4,00 | 40,00€ | 302,69€ |
| | Cableado | 1,40€ /m | 15,00 | 21,00€ | |
| | Magnetotérmico | 12,00€ | 1,00 | 12,00€ | |
| | Diferencial | 30,00€ | 1,00 | 30,00€ | |
| | Inversor | 32,00€ | 1,00 | 32,00€ | |
| | Amperímetro | 10,00€ | 2,00 | 20,00€ | |
| | Voltímetro | 10,00€ | 2,00 | 20,00€ | |
| | Termómetro | 32,00€ | 1,00 | 32,00€ | |
| | Piranómetro | 95,69€ | 1,00 | 95,69€ | |
| Instalación térmica | Instaladores | 10,00€ /h | 8,00 | 80,00€ | 6.986,44€ |
| | Tuberías | 2,00€ /m | 30,00 | 60,00€ | |
| | Bomba | 6.583,00€ | 1,00 | 6.583,00€ | |
| | Filtro de partículas | 25,00€ | 1,00 | 25,00€ | |
| | Válvula de seguridad | 6,00€ | 1,00 | 6,00€ | |
| | Disipador de calor | 26,59€ | 2,00 | 53,18€ | |
| | Vaso de expansión | 35,00€ | 1,00 | 35,00€ | |
| | Caudalímetro | 55,46€ | 1,00 | 55,46€ | |
| | Termómetros | 44,40€ | 2,00 | 88,80€ | |
| | | | | 7.404,13€ | |

Tabla 7.1. Desglose de la inversión inicial.

8. DIDÁCTICA DEL PROYECTO.

El objetivo didáctico del proyecto es el diseño de una práctica de laboratorio para los alumnos de la escuela, tanto para grado como para máster, la cual permita el aprendizaje sobre las energías renovables, y más concretamente sobre la tecnología PVT que implementa la placa solar híbrida instalada. En el *Anexo V* y *Anexo VI* se puede observar la propuesta de práctica para grado y máster respectivamente.

El diseño de la práctica no sólo tiene el fin de la adquisición de conocimientos teóricos, sino también, empíricos. Los alumnos podrán tomar datos en tiempo real de la instalación mediante una pantalla LED instalada en la nave, se podrán ver datos como la radiación recibida por la placa, temperatura ambiente y del agua que circula por las tuberías, tensión y corriente generada por la placa antes y después del inversor, etc. En la *Figura 8.1* se muestra un ejemplo de cómo podría estar organizada la información en la pantalla..

Con estos datos los alumnos podrán entender conceptos tales como el rendimiento de la placa solar híbrida, tanto eléctrico como térmico, pérdidas eléctricas en el inversor y en los cables, la cantidad de calor transferida en el intercambiador, potencia útil generada, etc.

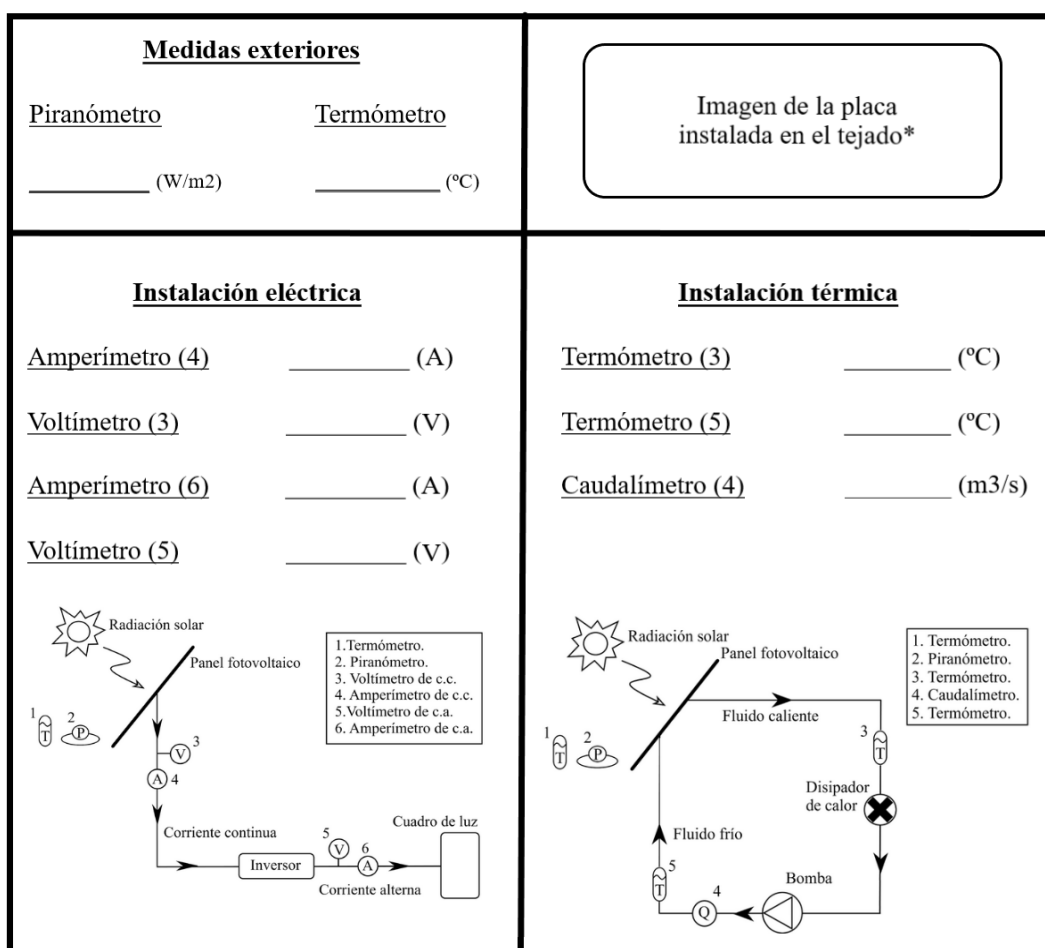


Figura 8.1. Ejemplo de la organización de la información de la instalación en la pantalla.

La práctica diseñada para grado es apta para realizarse por los alumnos que pertenecen a titulaciones como el Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales, Ingeniería Mecánica, Ingeniería Química e Ingeniería Eléctrica.

El desarrollo de la práctica propuesta está dividida en dos partes. Una primera parte experimental, en la que los alumnos tomarán los datos de los diferentes equipos de medición expuestos en los apartados anteriores, tanto de la instalación térmica como eléctrica, a través de la pantalla instalada en la misma nave.

Y una segunda parte teórica, en la que los alumnos tratarán la información recogida obteniendo los resultados pedidos en la práctica, apoyándose en la explicación del funcionamiento de la instalación, siendo capaces de responder a las cuestiones planteadas. Dichos resultados son los siguientes:

- **Generación de la instalación.** Tanto de la instalación térmica como de la eléctrica se puede obtener la generación teórica, sin tener en cuenta las pérdidas, y la real. La generación teórica se obtiene, principalmente, con los datos arrojados por el piranómetro instalado junto a la placa y aplicando las diferentes fórmulas y ecuaciones tratadas en el proyecto y que están expuestas a los alumnos en el apartado de realización de la práctica. En cuanto a la generación real se obtiene con los demás equipos de medición, por ejemplo, la generación eléctrica real se puede obtener gracias a los amperímetros y voltímetros instalados.
- **Rendimiento de la instalación.** De igual forma que con la generación, se puede calcular la eficiencia teórica como experimental, ya que se conoce cuánta energía incide sobre la placa y la que está generando, tanto teórica como experimental.
- **Pérdidas de energía.** A lo largo de toda la instalación se producen pérdidas de energía, por efecto Joule en la instalación eléctrica, y por disipación de calor en la instalación térmica, ya sea por conducción o convección.

Esta instalación también puede resultar de interés para los alumnos del Máster de Energía Renovable y Eficiencia Energética, Ingeniería de Tecnologías Industriales, Ingeniería Mecánica, Ingeniería Química e Ingeniería Eléctrica.

La práctica diseñada para máster también consta de dos partes, una primera muy similar a la práctica propuesta para grado, donde a partir de las mediciones in situ de los alumnos se calculará la producción y eficiencia de la placa, y una segunda parte en la que calcularán el aumento de temperatura que tendría el caudal de agua si se hubiera mantenido el intercambiador de calor, y el número y disposición de los paneles solares necesarios para que la temperatura del agua aumente dos grados centígrados.

Así mismo puede resultar una instalación con un gran potencial de atraer la atención de los estudiantes de institutos y escuelas que puedan visitarla en las jornadas de puertas abiertas. Con actividades que muestren la utilidad de la energía producida por el panel, ya sea mostrando bombillas que funcionen gracias a la energía eléctrica producida en ese momento por el panel, o experimentando una ráfaga de aire caliente expulsada por el disipador de calor.

9. CONCLUSIONES.

Se han conseguido satisfacer las necesidades existentes en la instalación de la placa solar híbrida, expuestas a lo largo del proyecto, solventado los diferentes problemas que han surgido durante la etapa de diseño, priorizando el objetivo educativo de la instalación. Ultimando con la propuesta de los diferentes equipos y planteamiento de la integración de la placa en la Nave 2 del edificio Betancourt, junto a una aproximación de la inversión inicial que se requeriría.

Tras la realización del presente proyecto se obtienen conclusiones sólidas. Las energías renovables son la solución con mayor potencial a la hora de enfrentarse a los problemas causados por la utilización de energías no renovables, las cuales algún día se agotarán. Por ello se recomienda la instalación diseñada en el presente documento dado su idoneidad a la hora de concienciar a los alumnos de la escuela.

En aras de simplificar y mejorar la comprensión del trabajo realizado se ha optado por dividir el documento en dos partes, una primera donde se han tratado los aspectos más ingenieriles, como la instalación o la viabilidad económica, y una segunda enfocada a la parte didáctica mediante el diseño de prácticas de laboratorio, tanto para grado como para master.

Para llevar a cabo uno de los principales objetivos de la primera parte, se han realizado diferentes fases de forma exitosa, comenzando con la búsqueda bibliográfica y comprensión de la tecnología que envuelve la placa solar híbrida, para poder desarrollar un mejor diseño de la instalación. Tras superar diferentes problemas se ha llegado al diseño de un plano de la propuesta de la instalación, aportando también un modelo 3D de la misma para el mejor entendimiento del mismo.

Aunque la instalación del panel solar híbrido estudiado en este proyecto no consiga aumentar la temperatura del agua para la bomba de calor, si genera energía eléctrica, y lo que es más importante, servirá como fuente de conocimiento y concienciación para los alumnos de las diferentes ingenierías que se imparten en la escuela.

Los estudios y conocimientos aquí plasmados se han utilizado para diseñar dos prácticas de laboratorio con las ideas más destacables del proyecto. Utilizando diferentes sensores se ha planteado una monitorización de la instalación, permitiendo conocer en todo momento la producción de energía y diferentes magnitudes físicas que permiten ayudar a comprender diferentes conceptos tratados en las prácticas propuestas.

Este trabajo ha buscado aportar un pequeño grano de arena para motivar y enseñar a los alumnos sobre este campo de la ingeniería, para lograr el objetivo de mejorar las energías renovables.

10. BIBLIOGRAFÍA.

[1] GDP per cápita vs. energy use, 2015. S.f. *Our World in Data*. Recuperado de:

<https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-capita-vs-gdp-per-capita?xScale=linear&yScale=log>

[2] Development Indices and Indicators. 1 de enero de 2018. *Human Development Reports*. Recuperado de:

<https://hdr.undp.org/content/statistical-update-2018>

[3] Energía y clima mundial - Anuario estadístico 2022. S.f. *Enerdata*. Recuperado de:

<https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>

[4] Global issues population. S.f. *United Nations*. Recuperado de:

<https://www.un.org/es/global-issues/population>

[5] Reservas de petróleo. S.f. *Datos macro*. Recuperado de:

<https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/petroleo/reservas?anio=2020>

[6] Energy Policy Review Spain 2021. S.f. *International Energy Agency*. Recuperado de:

<https://www.iea.org/reports/spain-2021>

[7] Statistical Review of World Energy. S.f. *British petroleum*. Recuperado de:

<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

[8] William D. Callister Jr y David G. Rethwisch. Octubre de 2016. *Fundamentals of Materials Science and Engineering: An Integrated Approach*. John Wiley & Sons

[9] Banda de conducción y de valencia. 2 de febrero de 2008. *Wikipedia*. Recuperado de:

https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Banda_de_conduccion_y_valencia.png

[10] El silicio. S.f. *Nichese*. Recuperado de:

<http://solete.nichese.com/silicio.html>

[11] Semiconductores. S.f. *Electrónica fácil*. Recuperado de:

<https://www.electronicafacil.net/tutoriales/Curso-Electronica-Basica-2-entrega.html>

[12] La célula solar. S.f. *Universidad de Jaén*. Recuperado de:

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm

[13] Tipos de paneles fotovoltaicos. S.f. *BibLus*. Recuperado de:

<https://biblus.accasoftware.com/es/tipos-de-paneles-fotovoltaicos-cuales-son-las-diferencias/>

[14] Solar Heating and Cooling. 15 de julio de 2010. *Thermal - Fluids Central*. Recuperado de:

https://www.thermalfluidscentral.org/encyclopedia/index.php/Solar_Heating_and_Cooling

[15] Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria. 16 de mayo de 2021. *Universidad politécnica salesiana de Ecuador*. Recuperado de:

<https://www.redalyc.org/journal/5055/505569631006/html/>

[16] Instalaciones Termosolares para la Producción de Agua Caliente Sanitaria (A.C.S.). S.f. *Ingemecánica*. Recuperado de:

<https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn188.html>

[17] Panel solar híbrido. S.f. *Abora Solar*. Recuperado de:

<https://abora-solar.com/panel-solar-hibrido/>

[18] Vitosol 300 - TM. S.f. *Viessmann*. Recuperado de:

<https://www.viessmann.es/es/edificios-de-viviendas/sistemas-de-energia-solar/colectores-de-tubos/vitosol-300tm.html>

[19] Documento Básico de ahorro de energía. S.f. *Código técnico de la edificación*. Recuperado de:

<https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/AhorroEnergia.html>

[20] Reglamento electrotécnico para baja tensión. 18 de marzo de 2023. *Boletín oficial del estado*. Recuperado de:

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099>

[21] Características del líquido de refrigeración. S.f. *Guasch*. Recuperado de:

https://www.e-guasch.com/onlinedocs/catalogue/appnotes/AN090903_c.pdf

[22] Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento. S.f. *Conagua*. Recuperado de:

https://sswm.info/sites/default/files/reference_attachments/CONAGUA%20s.f.%20Conducciones.pdf