

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

Grado: Ingeniería de Energías Renovables

Curso: 2022-2023

Autor: Pérez Castro, Iker

Director: Aguirre Porturas, Iñigo

ÍNDICE

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	5
1. OBJETO Y ALCANCE	7
2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES	9
2.1 CAMBIO CLIMATICO [1]	9
2.2 ACUERDO DE PARÍS	10
2.3 ENERGÍAS RENOVABLES Y REPERCUSIÓN	11
3. ENERGÍA SOLAR	14
3.1 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR. [2]	14
3.2 MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA SOLAR	15
3.3 CONSTANTE SOLAR Y ESPECTRO SOLAR	15
3.4 PARÁMETROS TIERRA-SOL	16
3.4.1 Movimiento de la tierra [5]	16
3.4.2 Estaciones	17
3.5 PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
3.5.1 Visión general de un sistema fotovoltaico	19
3.5.2 Funcionamiento célula solar [3]	21
3.5.3 Composición célula fotovoltaica:	22
3.5.4 Interconexión entre módulos fotovoltaicos. [6]	25
4. NORMATIVA APLICABLE	27
4.1 LEGISLACIÓN ACTUAL	27
4.1.1 Tipos de autoconsumo	27
4.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN	28
4.3 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS	29
5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	35
5.1 UBICACIÓN	35
5.1.1 Descripción del municipio	35
5.1.2 Situación geográfica	35
5.3 CONSUMO ELÉCTRICO	38
6. ESTUDIO Y SIMULACIÓN ELÉCTRICA	39
6.1 SIMULACIONES	39
6.1.1 Opción 1. Cubierta A 4 kW	39
6.1.2 Opción 2. Cubierta A y B 4 kW	44

6.1.3 Opción 3. Cubierta A 3 kW	48
6.1.4 Opción 4. Cubierta A y B 3kW	53
6.2 AGRUPACIÓN DE RESULTADOS	58
6.3 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS Y ELECCIÓN DE OPCIÓN MÁS FAVORABLE	59
7. MONITORIZACIÓN Y SENSORES	61
7.1 MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA	61
7.2 SENSORES	62
7.2.1 Sensor de irradiancia	62
7.2.2 Sensores de viento	63
7.2.3 Sensor de temperatura ambiente	64
7.2.4 Sensor de temperatura del panel	64
8. IMPACTO AMBIENTAL	65
8.1 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL	65
8.2 CÁLCULO DE EMISIONES	70
9. DESCRIPCIÓN DE TAREAS	71
9.1 DIAGRAMA DE GANTT	71
10. CONCLUSIONES	73
11. BIBLIOGRAFÍA	75

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Azimut	Orientación con respecto al sur sobre el plano horizontal (°)
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CTE	Código Técnico de la Edificación
E (kWh) (MWh)	Energía (kilovatios hora) (megavatios hora)
I (A)	Corriente (Amperios)
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
Ioc (A)	Corriente de circuito abierto
Isc (A)	Corriente de cortocircuito
MPPT	Punto de seguimiento de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking)
P (kW) (Wp)	Potencia (kilovatios) (vatio pico)
String	Cada rama de paneles conectados eléctricamente en serie entre sí, y en paralelo respecto otros string.
Ta (°C)	Temperatura ambiente (Grados centígrados)
Tcell (°C)	Temperatura del panel (Grados centígrados)
TONC (°C)	Temperatura Nominal de Operación de Célula (Grados centígrados)
V (V)	Tensión (Voltios)
Voc (V)	Tensión de circuito abierto
Vsc (V)	Tensión de cortocircuito
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
RAIPEE	Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica
XLPE	Polietileno de cadena de cruzada o reciclado

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto de este proyecto es realizar la descripción de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda particular situada en Pereira de Montes, Galicia. En caso de excedente energético, en primer lugar se llenará la batería y posteriormente se inyectará a la red para así poder recibir un pequeño aporte económico.

Para dar apoyo a la realización del proyecto se ha usado un software llamado PVSyst, que posibilita la realización de un diseño muy preciso de un sistema fotovoltaico y con el que comparar los datos y cálculos realizados a lo largo del proyecto.

Esta instalación se rige en función al RD 244/2019, que expresa lo siguiente: "**Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica."

1.1 OBJETIVOS GENERALES

Estos son los objetivos que se quieren cumplir con este proyecto:

- Hacer una transición a energías más limpias
- Reducir la compra de energía de la red y así reducir el gasto económico.
- Reducir la dependencia de la red eléctrica.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Estos son los objetivos específicos del proyecto:

- Realizar un plan de seguridad y salud adecuado.
- Realizar un presupuesto acorde a la instalación.
- Calcular la radiación accesible que podrá aprovechar la instalación.
- Utilizar los paneles fotovoltaicos e inversor más adecuados para la instalación.
- Calcular el Payback de la inversión.
- Comparar la energía consumida y la generada.
- Calcular el rendimiento de la instalación.

2. CONTEXTO Y ANTECEDENTES

2.1 CAMBIO CLIMÁTICO [1]

Gracias al sol podemos mantener unas temperaturas adecuadas para poder vivir en la tierra, además de generar y mantener un clima.

En los últimos años se ha hablado mucho sobre el cambio climático y sus diferentes causas y consecuencias, algunas de las causas más directas son la deforestación, el aumento desproporcionado de gases de efecto invernadero o el crecimiento acelerado de la población. Al talar bosques, no sólo destruimos a nuestro mayor aliado para reducir la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI), también generamos más de estos gases cuando los árboles liberan a la atmósfera el carbono capturado. Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O) entre otros. Estos gases se acumulan en la atmósfera y absorben la energía infrarroja del sol, provocando un aumento de la temperatura global y si tenemos en cuenta el crecimiento de la población este proceso se acelera notablemente.

Estos gases se generan generalmente por las siguientes causas:

- Fabricas industriales.
- Ganadería intensiva.
- Uso de sprays.
- Mal reciclaje y reaprovechamiento de materiales.
- Uso de combustibles fósiles y poco uso de las energías renovables.
- Consumo excesivo de electricidad que no proviene de energías renovables.

Pero no todo está perdido, todavía hay ciertas acciones que el ser humano puede desarrollar para reducir el calentamiento global, tanto en la vida cotidiana como a mayor escala, así como:

- Utilizar el transporte público.
- Ahorra energía.
- Trata de consumir menos carne.
- Reducir y reutilizar... incluso el agua.
- Informar y educar a los demás.

A mayor escala:

- Producción de energía limpia. Energías renovables.
- Reducir las emisiones de las grandes empresas.
- Conseguir una baja huella de carbono.
- Proteger y restaurar los ecosistemas claves.

2.2 ACUERDO DE PARÍS

Hablando del cambio climático, cabe destacar el Acuerdo de París sobre el cambio climático. Este fue adoptado el 12 de diciembre de 2015 en la COP21 (Conferencia de las Naciones Unidas sobre

Cambio Climático). El objetivo de este acuerdo es limitar el calentamiento global por debajo de 2°C y si es posible a menos de 1,5°C. Para conseguir estos objetivos, se ha limitado a los países a un máximo de emisiones de gases de efecto invernadero y así lograr un clima neutro. Esto requiere un cambio económico y social. Los países realizan contribuciones para poder reducir las emisiones de los gases perjudiciales y también concienciar a la sociedad para que ayuden en lo que sea posible a reducir esta catástrofe.

Este acuerdo se basa en ciclos de 5 años, los países deben comunicar y mantener sus objetivos de reducción de gases, algunas de las medidas que se llevarán a cabo son las siguientes:

- Intensificar sus esfuerzos y apoyar acciones para reducir emisiones
- Construir resiliencia y disminuir la vulnerabilidad a los efectos adversos del cambio climático.
- Defender y promover la cooperación regional e internacional.
- Apostar por las energías renovables como principal fuente energética.



Fig. 2-1. Características del Acuerdo de París.

2. 3 ENERGÍAS RENOVABLES Y REPERCUSIÓN

Las energía renovables son aquellas que se obtienen a partir de recursos naturales y generan electricidad sin contribuir al calentamiento global, las más destacables son la energía solar, eólica, geotérmica, bioenergía o hidráulica, entre muchas otras.

Este tipo de energías tienen un gran impacto positivo sobre el medio ambiente, se viene de un pasado donde la explotación de los recursos naturales no renovables ha sido masivo y muy contaminante. La energía solar es una de las principales fuentes de energía limpia, ya que es una de las que menos contaminan (Únicamente en la fabricación y en el transporte). No produce CO₂ a la hora de generar energía, no generan ruido que pueda molestar a personas que vivan en el entorno, son agradables para la vista y muy poco invasivas ya que se pueden colocar en cubiertas sin un gran impacto visual, además no producen ningún tipo de residuo.

A la hora de su fabricación, es necesario obtener silicio, el cual se obtiene de la arena, elemento abundante en la naturaleza. Los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil bastante larga, de 25 a 30 años, una vez superada la vida útil, los módulos fotovoltaicos se deben de reciclar, de esta forma se reduce todavía más el impacto medioambiental (Los paneles fotovoltaicos son reciclables al 90%)

En cuanto a otro tipo de energías como la eólica o hidráulica, también ayudan a reducir la huella de carbono pero tienen un impacto visual más notable, ya que la infraestructura a construir es mucho mayor que otras y puede alterar la vida de los animales que viven en la zona. Además de esto, son bastante ruidosos y el impacto sonoro es notable.

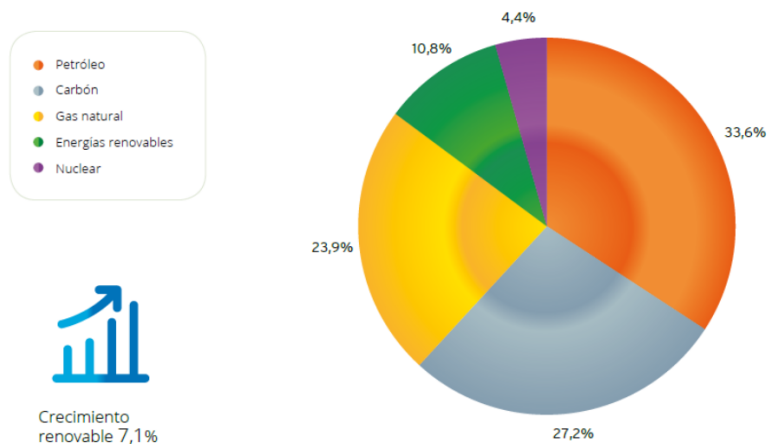


Fig. 2-2. El consumo mundial de energía primaria en 2018.

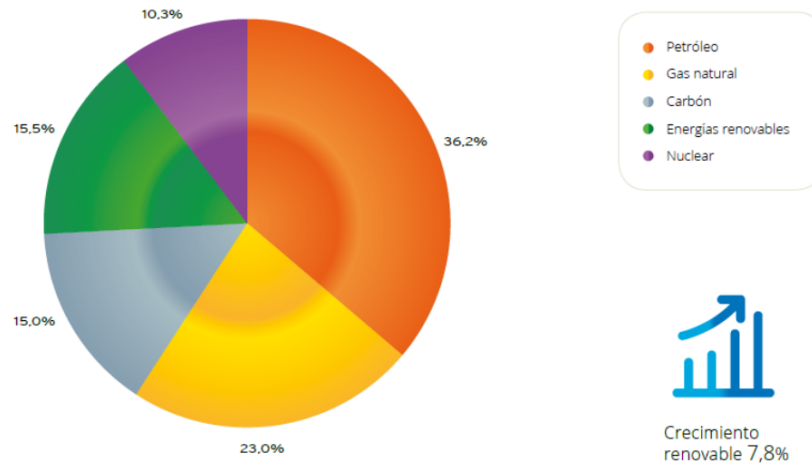


Fig. 2-3. El consumo de energía primaria en Europa en 2018.

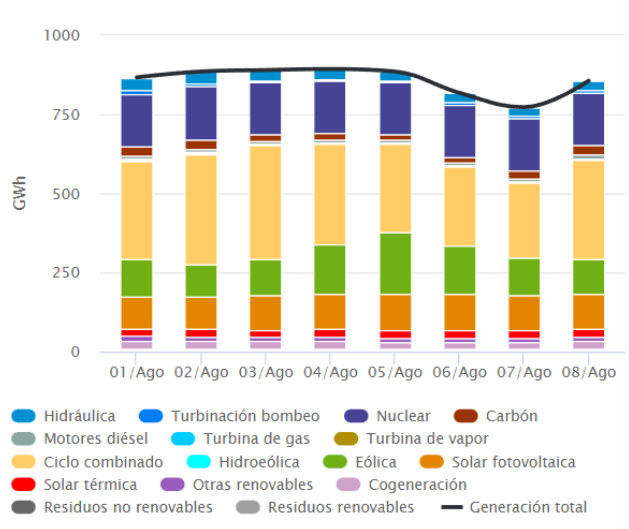


Fig. 2-4. Generación de energía en España en el mes de Agosto.

En los anteriores gráficos se muestra el origen de la energía a nivel mundial, europeo y español, lo idóneo para reducir el efecto invernadero sería que el 100% de la energía fuese de origen renovable, pero hoy en día esto no es imposible. A medida que transcurren los años, se hace más inversión en energías verdes y en la transición energética, pudiendo conseguir algún día el total abastecimiento de origen renovable.

3. ENERGÍA SOLAR

3.1 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR. [2]

La energía solar se lleva desarrollando desde la década de 1860, motivada por la expectativa de que el carbón comenzaría a escasear pero se detuvo el progreso en el siglo XX puesto que se empezaron a desarrollar las energías no renovables.

Entrando en aspectos más técnicos, la energía solar tiene diferentes formas de uso:

Energía solar activa: Es el aprovechamiento de la luz solar para producir energía mecánica o eléctrica, con ayuda de equipamientos o ciertas tecnologías (Bombas de agua, paneles solares...). En bajas temperaturas, entre 35°C y 60°C, normalmente utilizada en casas para el calentamiento de agua. En temperaturas medias, alcanza los 300°C, se utilizan captadores solares de vacío o de concentración. Por último, en temperaturas altas, las cuales pueden llegar hasta 2000°C, se utilizan espejos para poder dirigir los rayos a un punto concreto y así llegar hasta estas temperaturas, de esta forma se genera una gran cantidad de energía.

Energía solar pasiva: Aprovecha el calor del sol sin necesidad de ningún mecanismo o sistema mecánico. Se utiliza esta técnica para calefactar espacios o agua, aunque también es utilizada para aumentar la iluminación.

Energía solar térmica: Consiste en el aprovechamiento de la energía solar para producir calor. Es utilizada para el calentamiento de agua, normalmente a bajas temperaturas, para uso sanitario o de calefacción e incluso para cocinar alimentos.

Energía solar fotovoltaica: Es usada para la producción de electricidad mediante placas de semiconductores alteradas por la radiación solar.

Energía termosolar de concentración: Mediante espejos o lentes, se concentra una gran cantidad de luz solar en una superficie muy pequeña, generando temperaturas muy elevadas, este calor impulsa un motor térmico, generalmente una turbina de vapor que está conectada a un generador de electricidad.

Energía solar híbrida: Es la combinación de la energía solar con otra tecnología, esta puede ser renovable (biomasa, eólica) o no renovable (Combustibles fósiles).

La tierra recibe 179 petavatios ($1PW = 10^{15}W$) de radiación entrante desde la capa más alta de la atmósfera. Aproximadamente un 30% de esta regresa al espacio y el restante es absorbida por las nubes, océanos y masas terrestres.

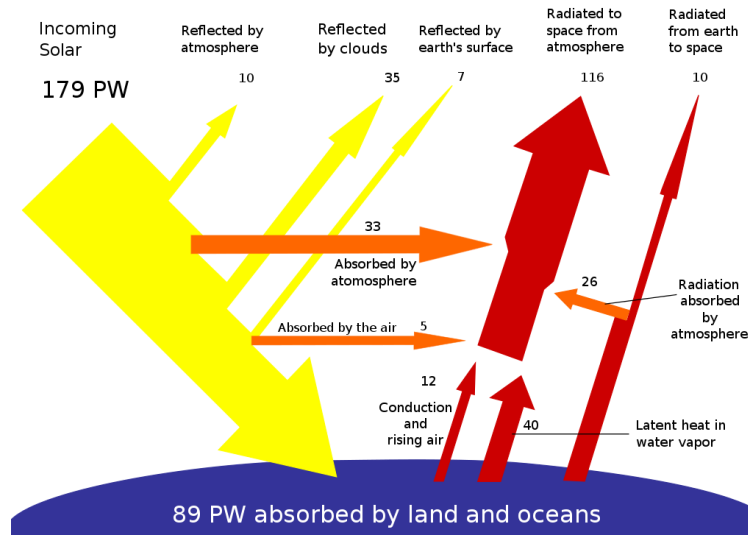


Fig. 3-1. Potencia solar entrante en la tierra.

3.2 MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA SOLAR

Si se habla de la energía solar, hay que mencionar a los fotones, que son los responsables principales del efecto electromagnético. Son las partículas portadoras de los rayos gamma, rayos X, luz ultravioleta, luz visible, infrarroja, microondas y ondas de radio.

El fotón viaja en el vacío a la velocidad de la luz ($c=3,0 \times 10^8$ m/s o $c=3,0 \times 10^5$ km/s). Presenta propiedades corpusculares y ondulatorias, cuando se habla de fenómenos de refracción (cambio de dirección y lentitud que experimenta una onda al pasar de un medio a otro) que tienen lugar en una lente o en la cancelación por interferencia destructiva de ondas reflejadas se comporta como una onda, no obstante, cuando interactúa con la materia para transferir energía se comporta como una partícula.

En cuanto a la cantidad de energía que transfiere un fotón, viene dada por la siguiente expresión:

$$E = \frac{hc}{\lambda} = h\nu$$

Donde h es la constante de Planck ($6,626 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}^{-1}$), c es la velocidad de la luz, como se ha detallado anteriormente, λ es la longitud de onda (submúltiplos del metro) y ν la frecuencia de la onda (Hz).

3.3 CONSTANTE SOLAR Y ESPECTRO SOLAR

Es la cantidad de energía que incide perpendicularmente en la cima de la atmósfera extraterrestre, a distancia media entre tierra-sol, con un valor medio de $1367,7 \text{ W/m}^2$. A continuación se va a demostrar el valor de la constante solar.

Primero se calcula la irradiancia que llega hasta la tierra:

$$I = \frac{P}{S}$$

Donde P es el flujo radiante del sol: $3,86 \cdot 10^{26} W$ y S es la superficie de la tierra $4 \cdot \pi \cdot R^2$ ($R = 1,5 \cdot 10^{11} m$ distancia media entre tierra sol)

Por tanto si se introducen estos datos en la ecuación anteriormente nombrada:

$$I = \frac{3,86 \cdot 10^{26}}{4 \cdot \pi \cdot (1,5 \cdot 10^{11})^2} = 1365,2 W/m^2$$

Se observa que es un valor muy similar al anteriormente mostrado.

La distribución de la energía que es irradiada por una fuente luminosa es conocida como espectro solar. En función a los valores de longitud de onda se diferencian los distintos colores, para longitudes de onda bajas (400 nm), se encuentran con colores de tono azul y para longitudes de onda altas (700 nm), se encuentran tonos más rojizos.

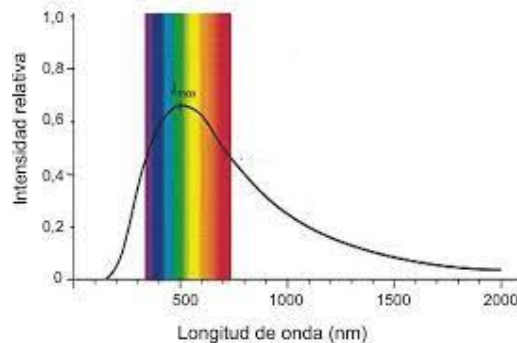


Fig. 3-2. Colores según longitud de onda.

3.4 PARÁMETROS TIERRA-SOL

3.4.1 Movimiento de la tierra [5]

El planeta tiene tres tipos de movimientos, rotación, traslación y nutación, que se producen al mismo tiempo.

Rotación: Es el tiempo que tarda la tierra en dar un giro sobre sí misma (en sentido antihorario, tomando de referencia el polo norte), este movimiento define el tiempo de los días y de las noches. Este movimiento también genera que en el planeta haya diferentes zonas horarias, estos son factores a tener en cuenta a la hora de diseñar la instalación fotovoltaica.

Traslación: En segundo lugar, está el movimiento de traslación que es el tiempo que tarda en dar una vuelta completa a nuestro astro más cercano, el sol. Que este tiempo es de 365 días 5 horas, 45 minutos y 46 segundos, como se puede observar, no tarda un año exacto en girar (365 días) por esta razón existen los años bisiestos, para equilibrar el tiempo cada 4 años. [c]

Nutación: El último de los movimientos es el de nutación, este movimiento es como un vaivén del eje de la tierra, al no ser esférica la atracción de la tierra sobre el abultamiento ecuatorial provoca el fenómeno de nutación. Mientras el eje de rotación describe un movimiento cónico, suceden a su vez unas pequeñas elipses o bucles sinusoidales, estos bucles tienen un periodo aproximado de 18,6 años

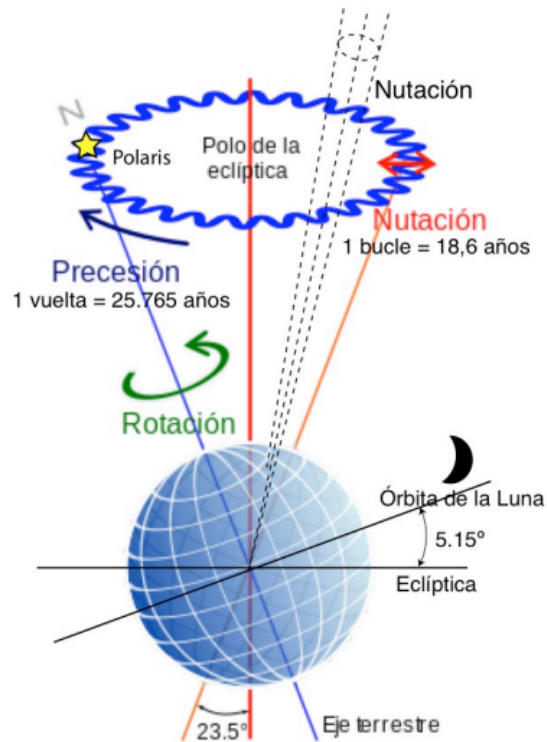


Fig. 3-3. Movimientos de la tierra.

3.4.2 Estaciones

Durante la órbita elíptica de la Tierra sobre su eje inclinado alrededor del Sol se producen las cuatro posiciones principales del planeta que dan lugar a las diferentes épocas del año, pasando por equinoccios y solsticios.

Centrados en el hemisferio norte, los solsticios ocurren el 21 de marzo y el 23 de septiembre, que es el momento del año en el que el sol forma un eje perpendicular con el ecuador, estos días la duración de la noche y del día es igual.

En cuanto a los solsticios, cabe diferenciar el solsticio de invierno y el de verano. El solsticio de invierno, es el que marca el principio de la estación, es el momento en el que la posición del sol en el cielo se encuentra en la mayor distancia angular negativa del ecuador celeste. Se manifiesta la reversión de la tendencia al alargamiento de la duración de las noches y el acortamiento de las horas diurnas. El solsticio de verano es lo contrario al de invierno, marca el comienzo del verano y es el momento en el que la posición del cielo se encuentra en la mayor inclinación positiva al sol (23,27°)

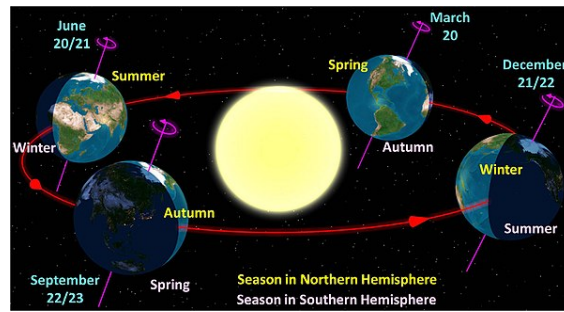


Fig. 3-4. Estaciones del año en función de la posición de la tierra.

3.5 PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.5.1 Visión general de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que unidos captan la energía solar disponible y se transforma en energía utilizable eléctrica. Este tipo de sistemas se pueden dividir en tres grupos generales: Sistemas aislados, sistemas conectados a red y sistemas híbridos:

Sistemas aislados "Stand-alone systems": Este tipo de instalaciones no reciben energía de la red solamente la recibida del sol, por ello se suelen usar baterías, ya que la producción de energía solar va ligada a la demanda, pero estas dos no suelen coincidir por ello hay que tener sistemas de abastecimiento energético externos.



Fig. 3-5. Esquema general de un sistema solar fotovoltaico aislado.

Sistemas conectados a red: En este caso, la red eléctrica es la que proporciona la energía restante en caso de que no sea suficiente la que genera el sistema fotovoltaico, es decir, trabajan de manera conjunta.

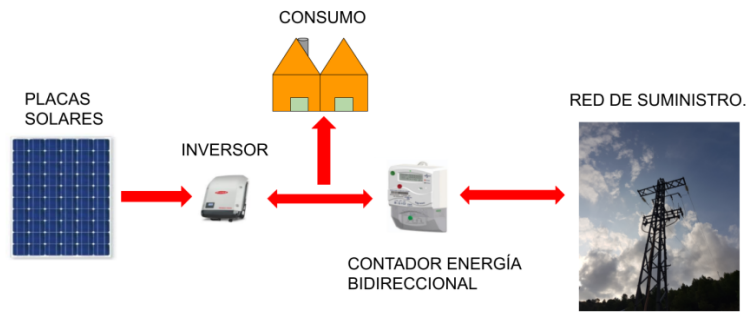


Fig. 3-6. Esquema general de un sistema solar fotovoltaico conectado a red

Sistemas híbridos: Además de la fuente fotovoltaica tienen una fuente de energía adicional. En este tipo de sistemas la red puede funcionar como almacenamiento. Normalmente la otra fuente de energía utilizada es la energía eólica pero se pueden utilizar otros tipos de generación eléctrica.

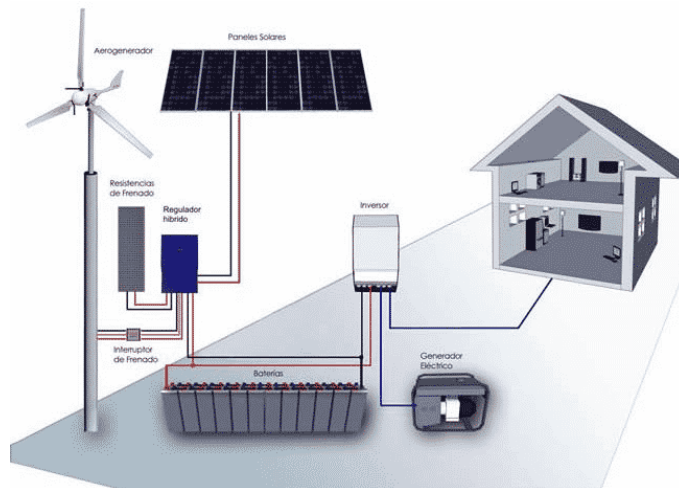


Fig. 3-7. Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido

Sistemas híbridos conectados a red: Un sistema híbrido también puede estar conectado a la red, para asegurar el suministro eléctrico cuando haya falta de energía, como se muestra en la figura 3-8. En este caso se combinan la energía solar fotovoltaica y eólica pero también pueden tomar parte otras como la hidráulica, biomasa...

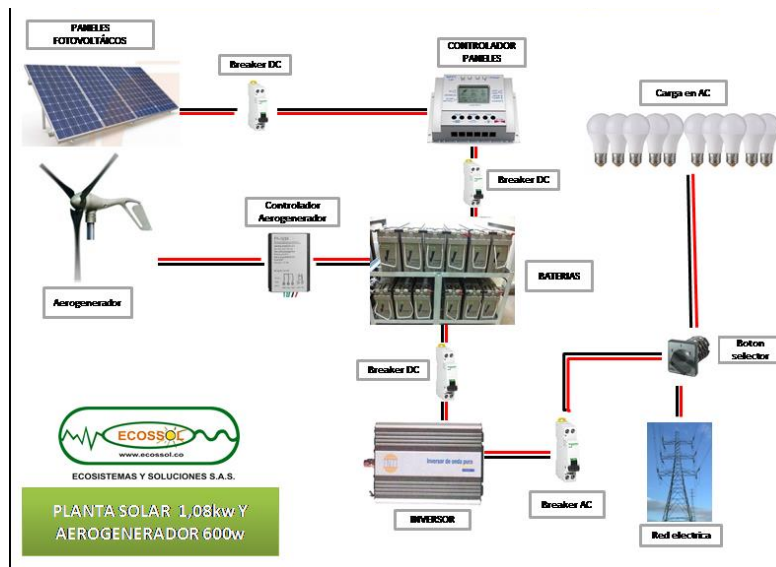


Fig. 3-8. Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido conectado a red

3.5.2 Funcionamiento célula solar [3]

En los metales los electrones se pueden mover más o menos libremente a través de la capa cristalina, si las temperaturas son normales, los electrones no tienen energía suficiente por esto hay que calentar el metal, para aumentar su energía.

Centrándonos en la célula cristalina de silicio, cada átomo de silicio tiene cuatro electrones de valencia. Los átomos de silicio comparten los 4 electrones de valencia con los átomos vecinos, en este momento, el material no es muy buen conductor de electricidad porque los electrones están fuertemente unidos a los átomos que los comparten.

Los enlaces covalentes de los átomos pueden ser rotos por la acción del calor o de la luz solar. De este modo, el electrón queda libre y abandona el átomo, generando un hueco en la red cristalina. Los electrones tienden a ir a otros huecos libres, recombinándose entre sí. Pero no interesa que esto ocurra y para ello se crea un campo eléctrico en el interior del semiconductor y así poder aprovechar la libertad del electrón.

La conductividad intrínseca no puede ser usada para generar electricidad, por este motivo, se introducen impurezas en la red cristalina y así el silicio puede ser usado para generar energía (Dopado de átomos). Los átomos impuros introducidos para el dopaje del silicio pueden variar en la cantidad de electrones en la última capa de valencia (Boro o fósforo) si los comparamos con el silicio.

En cuanto a los semiconductores, se diferencian dos tipos: **Tipo n** y **tipo p**.

Para conseguir un conductor de tipo n, se añaden átomos de fósforo. El fósforo tiene un electrón más que el silicio, esto va a provocar que el electrón se mueva libremente por el cristal y así transportar carga eléctrica.

Por otro lado, en los de tipo p, se añaden átomos de boro, este elemento tiene 3 electrones de valencia, lo que implica un hueco por cada átomo de boro. De esta forma, los electrones libres en

el fósforo pueden llenar los huecos que generan los átomos de boro, consiguiendo así un movimiento de electrones y generando un campo eléctrico, que va ampliándose a medida que los electrones y huecos siguen combinándose. Este método se llama conducción por impurezas.

Si el semiconductor pn es expuesto a la luz, los fotones entran en acción y son absorbidos por los electrones, esto provoca una ruptura en las uniones internas generando el movimiento de los electrones de la región n y los huecos de la región p, este efecto se conoce como **efecto fotovoltaico**. Hay una diferencia de potencial entre la región positiva y la negativa, esto se transforma en una corriente eléctrica, ya que es un circuito cerrado.

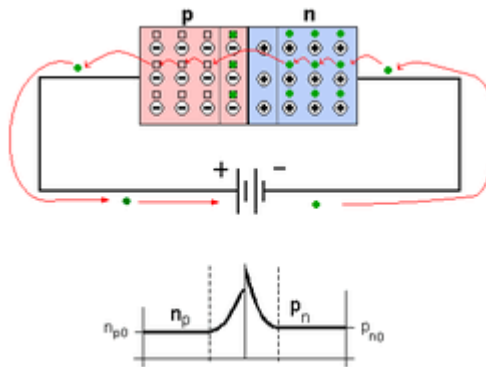


Fig. 3-9. Camino del electrón en la unión p-n.

3.5.3 Composición célula fotovoltaica:

El silicio tiene un papel muy importante en el entorno fotovoltaico, ya que es el material más usado para la fabricación de las células fotovoltaicas. Este material se obtiene de la reducción de la sílice (Combinación de silicio con oxígeno SiO_2), que generalmente se encuentra en la arena o en el cuarzo.

Hay diferentes tipos de células fotovoltaicas, pero tres principales grupos son los siguientes: Célula de silicio amorfo, célula de silicio monocristalino y célula de silicio policristalino.

Dependiendo del tipo de célula el rendimiento puede variar, en cuanto a los monocristalinos, su eficiencia puede rondar en torno a 24% en laboratorio y en 16% para los comercializados. Para los paneles policristalinos, la eficiencia es algo más baja y puede estimarse entre el 19% en pruebas de laboratorio y el 14% para los módulos comerciales, pero el proceso de obtención de estas células es más económico. Por último con el menor rendimiento, es <10% se encuentran las células de silicio amorfo, no obstante también tienen el costo más barato de fabricación.

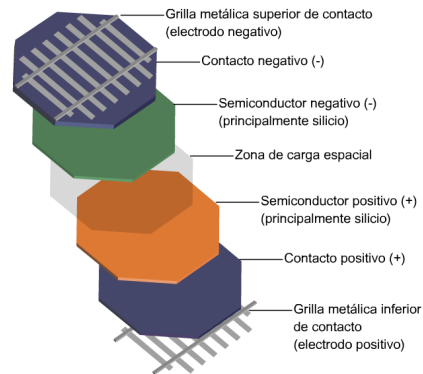


Fig. 3-10. Partes de una célula fotovoltaica.

A la hora de fabricar un módulo fotovoltaico, lo primero que se hace es conectar las células en serie, uniendo los contactos traseros de la célula delantera con los delanteros de la célula trasera, un polo negativo (Contacto frontal) y el otro positivo (contacto trasero), esta técnica es conocida como "string cell". Lo común es que se conecten 36 o 72 células en serie, se aplica en los módulos estándar.

El encapsulado también es una parte importante en la fabricación ya que protege a las células de varios factores como pueden ser el estrés mecánico, humedad y factores climáticos, además la célula se recubre de un material de adhesión transparente que aísla la célula eléctricamente, normalmente sustrato o material de encapsulado.

El sustrato, generalmente de vidrio, se utiliza para conseguir una estabilidad estructural. Otras opciones son el plástico acrílico o el Makrolon. El Makrolon es un policarbonato inventado en 1953 y tienen un amplio campo de aplicaciones debido a sus ventajosas propiedades, este material es resistente a la rotura y a golpes, también soporta adecuadamente las altas temperaturas además tiene una fácil procesabilidad debido a estas ventajas es muy útil en el mundo fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas pueden colocarse sobre, detrás o entre el sustrato, con las únicas condiciones de que la cubierta del material sea muy transparente para dejar penetrar la mayor parte de energía solar, generalmente vidrio pobre en óxido.

5.3.1 Tipos de encapsulado [4]

En cuanto al material encapsulado, el tipo de encapsulado más común es el **EVA (Ethylene vinyl acetate)**. Para utilizar este material, primero se laminan todas las células juntas al vacío, y se funde el EVA, evitando que entre agua o oxígeno. Se añade una capa resistente a los UV que suele ser vidrio duro y transparente.

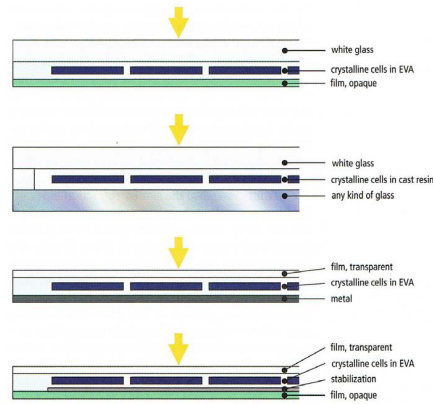


Fig. 3-11. Encapsulamiento con EVA en células fotovoltaicas

Otro tipo de **encapsulado** es con **PVB (Polyvinyl Butyral)**, a nivel industrial se ha usado por mucho tiempo, es normalmente utilizado cuando se quieren integrar módulos fotovoltaicos en fachadas o cubiertas que se necesita LSG (Vidrio de seguridad)

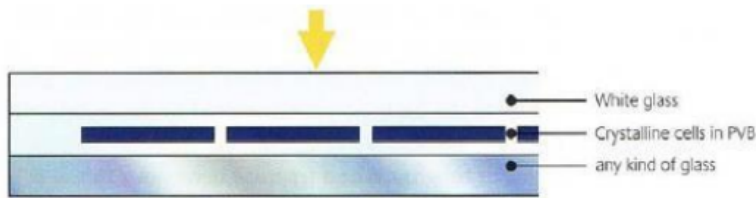


Fig. 3-12. Encapsulado con PVB

En el **encapsulado por Teflón**, las células solares están sobre el sustrato y no requieren más cubierta en la parte delantera. El Teflón tiene propiedades muy interesantes, así como: Resistencia a los rayos UV, es muy transparente, repele suciedad, no se debilita y la superficie es libre de reflexión. La capa de Teflón tiene un grosor de 0,5 mm de grosor y es buen conductor de calor esto asegura que la célula esté refrigerada. Esta técnica de encapsulado se usa en módulos especiales, como por ejemplo, en módulos de tejas de tejado.



Fig. 3-13. Encapsulado por Teflón.

También existe el **encapsulado por resina**, mediante un proceso de fundición. Donde las células solares se unen entre dos hojas de vidrio muy transparente y endurecido. Esta tecnología tiene como ventaja la gran precisión de la posición de las células y la absorción de ruido. Este tipo de encapsulado es utilizado para módulos hechos a medida para la posterior integración en edificios.

La última de las técnicas de encapsulado es por **película fina**. Los módulos de película fina, están contruidos por un sustrato de vidrio que está cubierto con un material semiconductor. En

este caso, no se puede utilizar el vidrio endurecido, ya que el recubrimiento del semiconductor destruirían el recubrimiento de vidrio. Estos módulos tienen como función cubrir demandas especiales de resistencia y fractura, por ello se complementa con una lámina de TSG (toughened safety glass), para aumentar la resistencia.



Fig. 3-14. Módulo de silicio amorfo o CdTe.

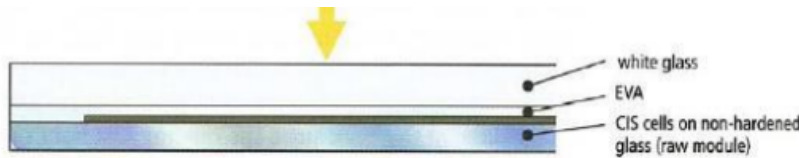


Fig. 3-15. Módulo CIS y de silicio amorfo.

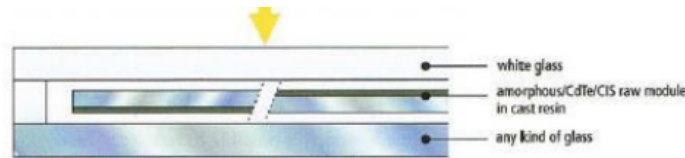


Fig 5-16. Encapsulado con resina y HSG (Heat strengthened glass)

3.5.4 Interconexión entre módulos fotovoltaicos. [6]

Los módulos fotovoltaicos pueden estar conectados en paralelo o en serie, dependiendo de las características de nuestra instalación.

Los módulos conectados en serie se definen como "Strings". El voltaje de cada string es la suma de el de cada uno de los módulos que está conectado en serie, el voltaje final debe coincidir con el que tiene el inversor a la entrada.

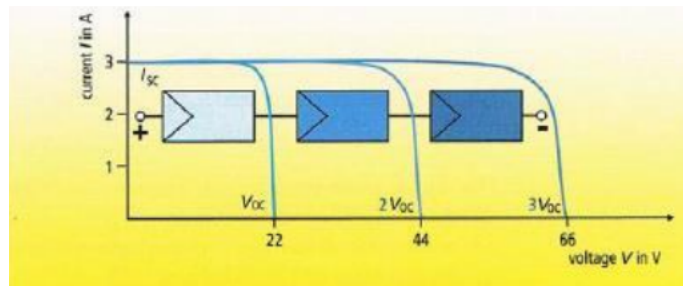


Fig 3-17. Suma del voltaje en módulos en serie.

Por otro lado, se encuentran las conexiones en paralelo, que en lugar de sumar los voltajes, se suman las intensidades. Este tipo de conexiones son más utilizadas en los sistemas aislados de

red.

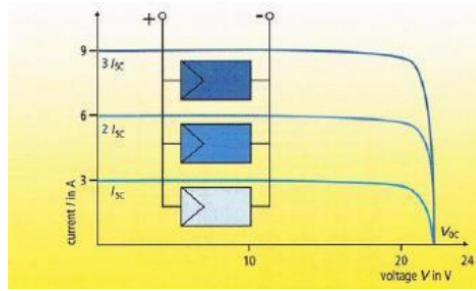


Fig 3-18 . Suma de intensidad en módulos en paralelo.

Por último, si combinamos las dos técnicas anteriores aumentamos tanto el voltaje como la intensidad, pero también encarece la instalación debido al alto número de paneles fotovoltaicos.

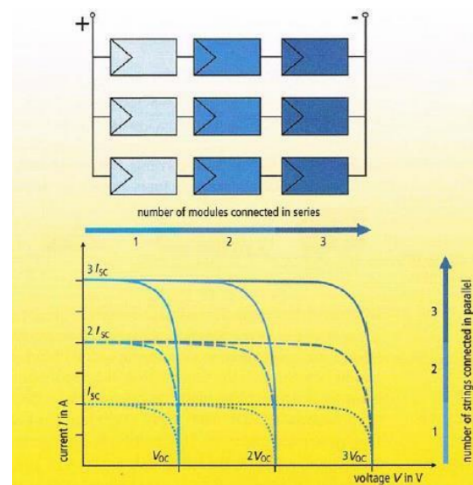


Fig 3-19. Suma de intensidad y voltaje de módulos tanto en serie como en paralelo.

4. NORMATIVA APLICABLE

4.1 LEGISLACIÓN ACTUAL

A nivel estatal, el Real decreto 244/2019 del 5 de abril es el encargado de regular el autoconsumo de energía eléctrica para instalaciones que estén conectadas a la red de distribución eléctrica, este decreto controla las condiciones administrativas, técnicas y económicas. Por otro lado, se encuentra el real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre referido a medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.

4.1.1 Tipos de autoconsumo

En cuanto a excedentes hay dos tipos de autoconsumos:

Autoconsumo con excedentes: En este tipo de instalaciones se pueden verter los excedentes a red. Dependiendo de el tratamiento que se le dé a los excedentes, pueden ser de dos tipos:

- AC con excedentes acogida a compensación

Este caso sucede cuando el consumidor y el productor opten por acogerse a compensación de excedentes pero esta opción solo es posible en los siguientes casos:

- Potencia de producción < 100 kW
 - No haya régimen retributivo adicional o específico
 - El consumidor tenga un contrato conjunto con la comercializadora para consumo y servicios auxiliares de producción
 - Que se acojan al contrato de compensación de excedentes por autoconsumo.
- AC con excedentes no acogida a compensación

Este suceso se da cuando no se cumplen las condiciones nombradas anteriormente o cuando voluntariamente no se quiere acoger a esta modalidad.

Autoconsumo sin excedentes: Las instalaciones que no pueden verter los excedentes a red, deberán instalar un sistema antivertido y en este caso solo existe el sujeto consumidor, que coincidirá con el titular de la instalación de generación.

Además de las clasificaciones nombradas, también se pueden diferenciar las instalaciones para autoconsumo en individuales y colectivas.

Autoconsumo individual: Sucede cuando un consumidor está asociado a una instalación de autoconsumo.

Autoconsumo colectivo: Ocurre cuando varios consumidores están asociados a instalaciones de producción, en este caso, varios consumidores pertenecen a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la distribuidora o a través de la comercializadora un acuerdo firmado por todos los participantes que recojan los criterios de reparto.

4.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores

Acuerdo de París firmado el 22 de abril de 2016 en Nueva York, Estados Unidos.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario con relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

Documento Básico SE-AE, de abril 2009, de seguridad estructural acciones en la edificación.

Documento Básico SE, de 20 de diciembre de 2019, de seguridad estructural.

ITC-BT-40, para instalaciones generadoras, entendiéndose como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

4.3 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

A continuación se describen cada una de las etapas de tramitación administrativa que deben cumplirse para autorizar y poner en marcha una instalación de autoconsumo con excedentes,

según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Este apartado está centrado en instalaciones menores a 10 kW generalmente ya que este proyecto es de 4 kW y se encuentra en este rango.

1. Diseño de la instalación

En este apartado deben aparecer la siguiente información técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, necesidades de mantenimiento etc. La empresa instaladora habilitada debe incluir el cálculo del

consumo eléctrico que pueden tener los servicios auxiliares de la instalación y el porcentaje que estos servicios auxiliares representan respecto de la energía neta generada por la instalación (si es inferior al 1% se considera despreciable).

2. Permisos de acceso y conexión y avales o garantías

Las instalaciones de producción de energía eléctrica de consumo con excedentes de potencia igual o menor a 15 kW, cuando se ubiquen en suelo urbanizado que cuenta con dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, quedarán exentas de solicitar permisos de acceso y conexión.

Las instalaciones de producción en autoconsumo CON excedentes (estén o no acogidas a compensación), de potencia inferior a 15 kW que no cumplan las condiciones de suelo urbanizado anteriores y el resto de instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, están obligadas a solicitar el permiso de acceso y conexión, pero estarían exentas de la presentación del aval.

El resto de instalaciones de producción que participen CON excedentes sí deberán solicitar permisos de acceso y conexión en función de la potencia de la instalación y, por tanto, sí sería necesaria la presentación de avales y/o garantías.

3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

Las instalaciones en autoconsumo CON excedentes y con potencia menor de 100 kW no deberían requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección, en cambio, si las instalaciones tienen una potencia mayor a 100 kW o con conexión AT si se podrán requerir trámites de impacto ambiental y de utilidad pública.

4. Autorización Administrativa previa y de construcción

Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW conectadas directamente a una red de tensión menor de 1kV, es decir en BT, quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción. El resto de instalaciones que esten fuera de estas si necesitarán autorización administrativa previa y de construcción.

5. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

Las instalaciones de autoconsumo deberán solicitar permiso de obras según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido.

6. Ejecución de las instalaciones

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes de potencia menor o igual a 100 kW, conectadas en BT se ejecutarán de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

En cuanto a las instalaciones con excedentes, pero conectadas en alta tensión, se verán afectadas por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión (RIAT).

En el caso de instalaciones de potencia menor de 100 kW, pero con conexión a AT, la instalación generadora se registrará por el REBT y la posible instalación de enlace (línea y transformación) por el RIAT.

7. Inspección inicial e inspecciones periódicas

Generalmente en las instalaciones ejecutadas al amparo del REBT no es necesario pasar una inspección inicial, no obstante, algunas instalaciones si precisan pasar una inspección por parte de un Organismo de Control (OCA/EICI/ECA), dependiendo de su potencia y ubicación.

8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Una vez realizada la instalación, si la conexión se ha realizado en BT y la potencia de la instalación es menor o igual a 10 kW, la certificación del final de la obra se realiza mediante la presentación ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma del certificado de instalación. Una vez finalizadas las obras y realizadas las verificaciones, la empresa instaladora deberá emitir un Certificado de Instalación suscrito por un instalador de BT de la empresa.

9. Autorización de explotación

En términos generales, en los casos en que la instalación se ha realizado al amparo del REBT y su potencia es menor o igual a 100 kW, la autorización de explotación se asimila al certificado de instalación diligenciado por la comunidad autónoma y, por tanto, no sería necesario un trámite específico.

10. Contrato de acceso y contrato de suministro para la instalación de autoconsumo

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes a través de red interior de cualquier potencia y con conexión tanto en BT como AT, no precisan suscribir un contrato específico de acceso con la compañía distribuidora; será válido el contrato de acceso que ya tiene el consumidor.

11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de producción son suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación.

Si la empresa instaladora habilitada certifica que los servicios auxiliares se pueden considerar despreciables, no es necesario suscribir un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios

12. Licencia de actividad

Las instalaciones en autoconsumo CON excedentes acogidas a compensación, no realizan actividad económica por lo que este trámite no sería necesario.

13. Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes

Las instalaciones de autoconsumo colectivo CON excedentes, por el hecho de ser colectivo, tendrán igualmente que acordar el sistema de reparto de la energía que produzca la instalación de autoconsumo que se reflejará en un "Acuerdo de reparto de energía" firmado por todos los consumidores asociados.

Este contrato será necesario en todos los casos, aunque productor y consumidor sean la misma persona física o jurídica.

14. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

Los titulares de las instalaciones en autoconsumo con excedentes con potencia menor a 100 kW y conectadas a BT, se encuentran exentos de realizar el trámite de inscripción.

15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, pero este paso no supone ninguna carga

administrativa adicional para los autoconsumidores ya que es un procedimiento entre administraciones.

16. . Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE)

Los titulares de instalaciones en autoconsumo con excedentes de potencia igual o inferior a 100 kW no están obligados a realizar el trámite de inscripción en RAIPEE.

17. Contrato de venta de energía

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación normalmente deberán formalizar un acuerdo de representación en el mercado con alguna compañía comercializadora para la venta de energía, y cumplir con las obligaciones fiscales y tributarias que se desprendan de esa actividad económica.

Existe la posibilidad de que las instalaciones con excedentes vendan directamente en el mercado eléctrico, para lo cual deberán darse de alta como sujetos de mercado generadores, debiendo realizar los trámites pertinentes exigidos por el operador del sistema y el operador del mercado

18. Notificaciones operacionales

El procedimiento tiene por finalidad que el titular de la instalación demuestre al gestor de red pertinente que cumple con los requisitos técnicos que le son de aplicación.

5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

5.1 UBICACIÓN

5.1.1 Descripción del municipio

La instalación será realizada en una localidad de la provincia de Ourense, al sur de Galicia, más concretamente en un barrio del municipio de A Merca, llamado Pereira de Montes.

Pereira es un pequeño barrio de 0,85 km² y está ubicado a 360-390 metros de altitud con respecto al nivel del mar. En cuanto a su población, no es muy extensa, hay un total de 72 habitantes en esta aldea.

5.1.2 Situación geográfica

En cuanto a la situación geográfica, la provincia de Ourense destaca por sus temperaturas altas en verano y ambiente seco, en cambio, durante el invierno el clima es más húmedo y lluvioso, con temperaturas suaves. Se podría clasificar como clima mediterráneo aun estando en el norte de la Península Ibérica.

Pereira se encuentra en la zona climática número 2 de la figura 5.2, esto implica una radiación media diaria (H) de entre 3,8 kWh/m² y 4,2 kWh/m².

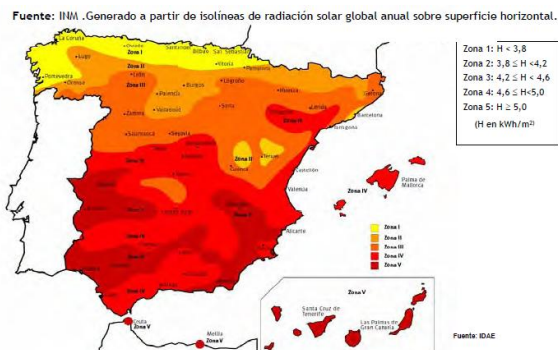


Fig. 5-1. Zonas climáticas en España

En cuanto a los datos históricos, se muestran los datos de Ourense, ya que al ser un pequeño municipio no hay información suficiente de este tipo. En las siguientes figuras se muestran los datos de temperatura mínima y máxima histórica además de los valores más relevantes de las precipitaciones mensuales.

Ourense

Latitud: 42° 19' 31" N - Longitud: 7° 51' 35" O
 Altitud: 143 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1972-2022 Temperatura: 1972-2022 Viento: 1986-2022

Variable	Anual
Tem. mín. absoluta (°C)	-8.6 (25 dic. 2001)

Fig. 5-2. Temperatura mínima histórica.

Ourense

Latitud: 42° 19' 31" N - Longitud: 7° 51' 35" O
 Altitud: 143 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1972-2022 Temperatura: 1972-2022 Viento: 1986-2022

Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	42.6 (20 jul. 1990)

Fig. 5-3. Temperatura máxima histórica.

Ourense

Latitud: 42° 19' 31" N - Longitud: 7° 51' 35" O
 Altitud: 143 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1972-2022 Temperatura: 1972-2022 Viento: 1986-2022

Variable	Anual
Prec. mensual más alta (l/m2)	406.0 (dic. 1978)

Fig. 5-4. Precipitaciones mensuales más altas.

Ourense

Latitud: 42° 19' 31" N - Longitud: 7° 51' 35" O
 Altitud: 143 m - Posición: Ver localización
 Intervalos de validez por variables:
 Precipitación: 1972-2022 Temperatura: 1972-2022 Viento: 1986-2022

Variable	Anual
Prec. mensual más baja (l/m2)	0.0 (ago. 1978)

Fig. 5-5. Precipitación mensual más baja

5.2 OPCIONES EMPLAZAMIENTO

Se estudian diferentes emplazamientos para la instalación fotovoltaica, el domicilio en el que se va a realizar la instalación tiene dos cubiertas interesantes en las que se pueden colocar los paneles fotovoltaicos, la cubierta A (orientación sureste) y la cubierta B (orientación suroeste).

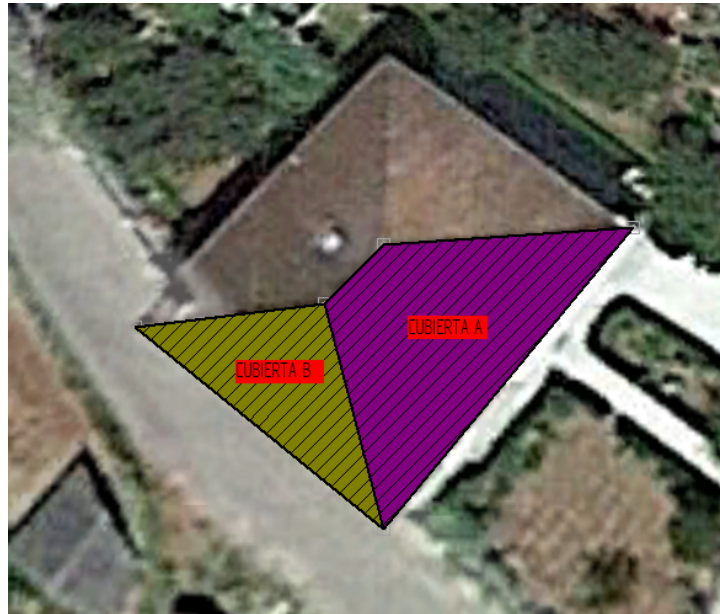


Fig. 5-6. Representación de las cubiertas disponibles para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos.

Se realizarán cuatro estudios distintos para verificar cual es la mejor opción para la instalación fotovoltaica.

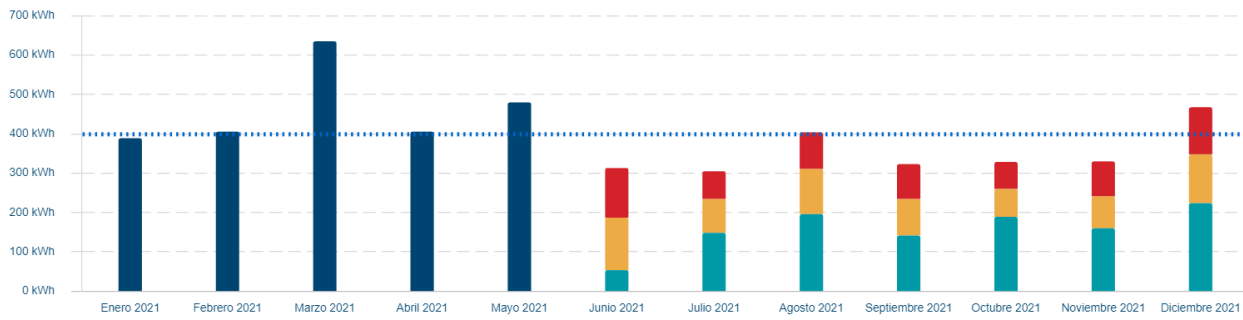
- **OPCIÓN 1:** La primera opción es el aprovechamiento de la cubierta A únicamente, colocando todo el conjunto fotovoltaico en este tejado. En este caso se utilizará un inversor de 4 kW de potencia.
- **OPCIÓN 2:** En esta segunda opción, la potencia del inversor será la misma que en la primera opción (4kW), pero se combinarán ambas cubiertas para generar energía a todas horas del día, tanto a las primeras horas de la mañana, por la cubierta orientada hacia el sureste como a últimas de la tarde por la cubierta B, orientada al suroeste.
- **OPCIÓN 3:** Esta opción es similar a la primera opción, pero la potencia del inversor varía de 4 kW de potencia a 3 kW.
- **OPCIÓN 4:** Este caso es la última opción de estudio, se distribuirán las placas entre la cubierta A y B. pero al igual que en la tercera opción, el inversor será de 3 kW de potencia.

Una vez realizado el estudio de las cuatro opciones posibles, se comparan los resultados obtenidos y se elige la mejor opción de todas. A partir de esa opción se realizan los cálculos necesarios para poder llevar a cabo el proyecto.

5.3 CONSUMO ELÉCTRICO

La potencia contratada en el domicilio es de 4,4 kW, por tanto la potencia del equipo fotovoltaico tiene que ser menor que esta.

En la siguiente gráfica se muestra el consumo energético anual del año 2021, en la cual a partir del mes de junio se distinguen los consumos en las horas valle, pico y llano. También se puede observar que el consumo medio mensual es de 398,64 kWh. Además de todo esto, también se muestra la cantidad de kWh que se consume en cada periodo.



Puedes marcar y desmarcar un periodo de energía para visualizarlo en la gráfica

- Consumo (tarifa anterior) (kWh)
- Consumo en periodo punta (kWh)
- Consumo en periodo llano (kWh)
- Consumo en periodo valle (kWh)
- Consumo medio

Fig. 5-7. Gráfica del consumo mensual de 2021.

Consumo total: 4783,72 kWh **Período:** desde 01/01/2021 hasta 31/12/2021

Consumo máximo: 634,97 kWh Marzo 2021 **Consumo medio:** 398,64 kWh **Consumo mínimo:** 304,62 kWh Julio 2021

Consumo (anterior a tarifa por peajes): 2314,04 kWh

Consumo en periodo punta: 655,43 kWh **Consumo en periodo llano:** 702,63 kWh **Consumo en periodo valle:** 1111,61 kWh

Fig. 5-8. Consumo energético anual por periodo.

6. ESTUDIO Y SIMULACIÓN ELÉCTRICA

En este apartado se muestran las 4 simulaciones elaboradas y resultados obtenidos. Estos estudios se realizan para saber cuál de las 4 opciones es la óptima, los resultados económicos son orientativos, ya que faltan varios componentes por añadir, que se añaden en el estudio final. En estos resultados se visualizan varios parámetros, tales como:

- Diagrama de producción normalizada:
- Proporción de rendimiento (PR): Es la relación entre la producción real de un sistema fotovoltaico y la irradiación solar recibida in situ, es utilizado para la evaluación del sistema. Normalmente este valor oscila entre 0,6 y 0,9.
- Cálculos económicos.

6.1 SIMULACIONES

6.1.1 Opción 1. Cubierta A 4 kW

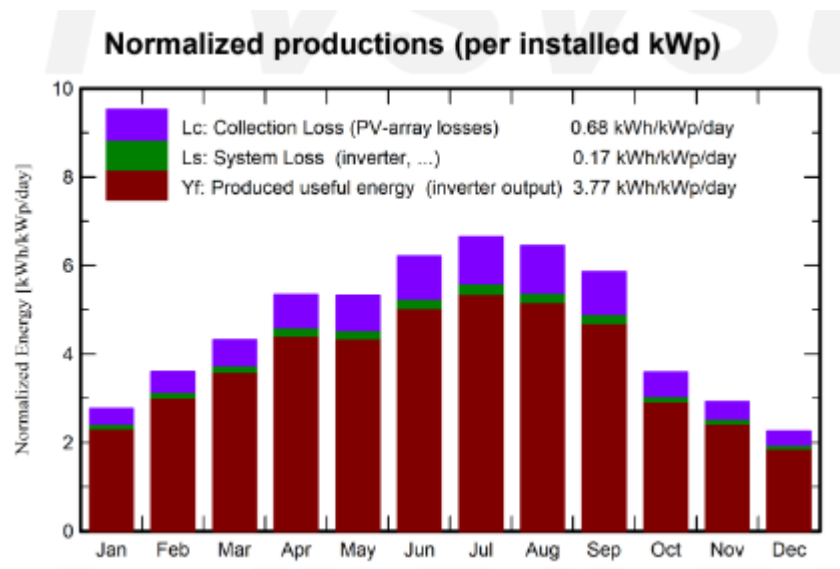


Fig. 6-1. Producción normalizada por kWp instalado.

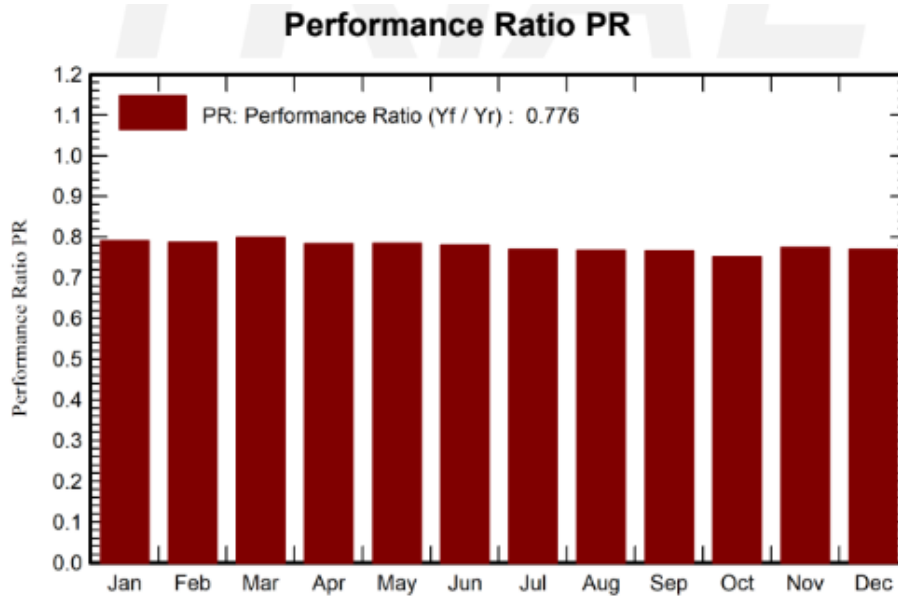


Fig.6-2. Gráfico de ratio de rendimiento

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	54.3	24.00	7.75	85.9	78.9	0.316	0.389	0.208	0.077	0.181
February	73.5	32.84	8.58	101.0	92.9	0.370	0.405	0.245	0.089	0.161
March	113.2	57.12	10.60	134.0	123.4	0.488	0.636	0.306	0.145	0.331
April	150.0	68.53	11.13	160.2	148.2	0.581	0.405	0.302	0.225	0.103
May	178.7	79.05	13.88	165.0	152.4	0.592	0.480	0.325	0.218	0.155
June	204.0	71.82	17.37	186.3	173.0	0.662	0.313	0.162	0.448	0.151
July	223.8	68.66	18.25	206.2	191.9	0.728	0.305	0.273	0.394	0.032
August	195.2	65.07	19.06	200.2	185.3	0.702	0.403	0.321	0.324	0.082
September	148.2	41.40	17.10	175.8	164.2	0.619	0.323	0.246	0.320	0.078
October	90.7	44.67	14.11	111.4	101.8	0.398	0.328	0.202	0.150	0.126
November	59.0	27.70	9.89	87.8	80.6	0.320	0.330	0.188	0.098	0.142
December	43.8	23.90	8.07	69.8	63.1	0.254	0.467	0.177	0.049	0.290
Year	1534.4	604.78	13.01	1683.6	1555.6	6.030	4.784	2.953	2.535	1.831

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Fig. 6-3. Tabla de balances y resultados principales.

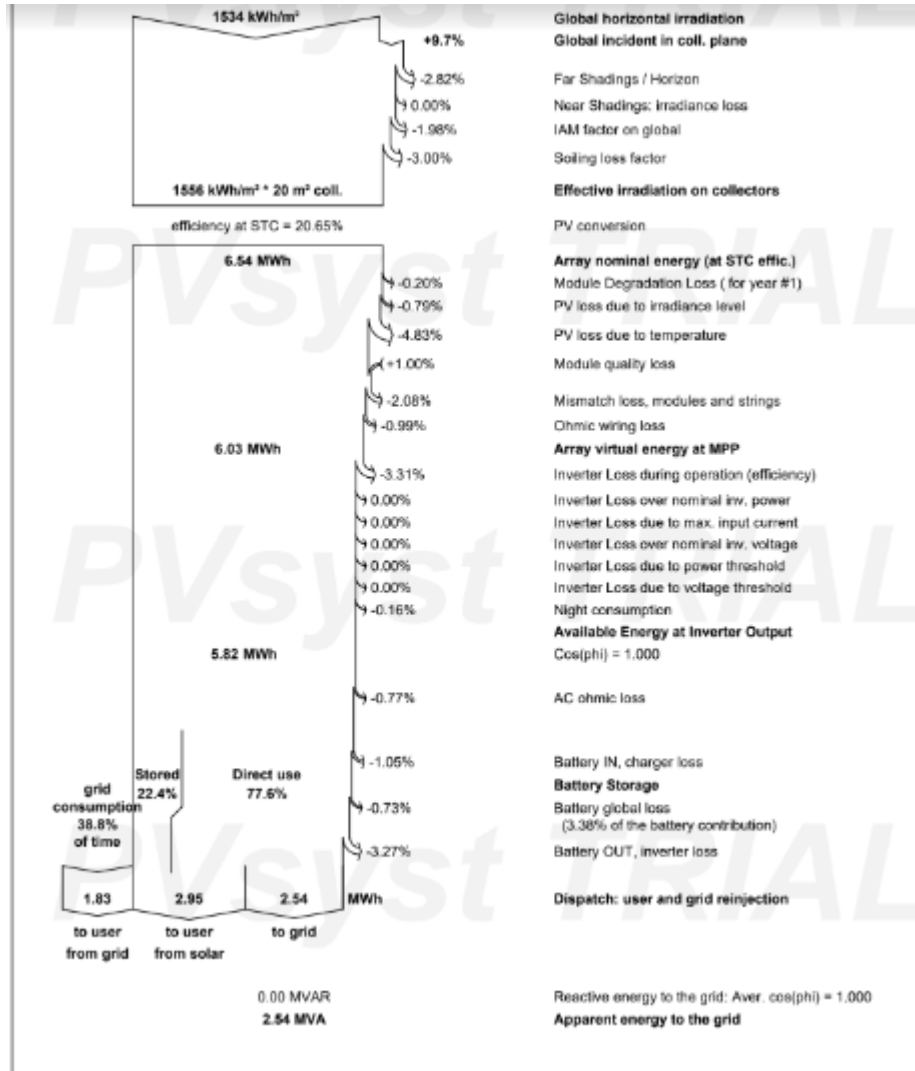


Fig 6-4. Diagrama de pérdidas

Financial analysis
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amord.
2023	804	180	87	537	107	517	77	171	-1942	26.0%
2024	800	183	87	531	106	511	77	171	-1274	51.4%
2025	796	185	87	524	105	506	76	170	-518	76.4%
2026	792	188	87	517	103	500	75	169	25	101.0%
2027	788	191	87	510	102	495	74	168	656	125.0%
2028	784	194	87	503	101	490	73	167	1274	148.8%
2029	780	197	87	497	99	484	73	166	1881	171.7%
2030	776	200	87	490	98	479	72	166	2476	194.4%
2031	772	203	87	483	97	473	71	165	3099	216.8%
2032	769	206	87	476	95	468	70	164	3631	238.4%
2033	765	209	87	469	94	462	69	163	4191	258.7%
2034	761	212	87	462	92	456	68	162	4740	280.7%
2035	757	215	87	455	91	451	68	161	5278	301.2%
2036	753	218	87	448	90	445	67	161	5805	321.3%
2037	750	222	87	441	88	440	66	160	6322	341.0%
2038	746	225	87	434	87	434	65	159	6827	360.2%
2039	742	228	87	427	85	428	64	158	7323	379.1%
2040	738	232	87	420	84	423	63	157	7808	397.8%
2041	735	235	87	413	83	417	63	157	8282	415.7%
2042	731	239	87	405	81	411	62	156	8747	433.4%
2043	727	242	0	485	97	388	68	156	9187	450.2%
2044	724	246	0	478	96	382	57	154	9618	466.8%
2045	720	250	0	470	94	376	55	154	10040	482.7%
2046	717	254	0	463	93	370	55	153	10452	498.4%
2047	713	257	0	456	91	365	55	152	10855	513.7%
Total	18941	5411	1736	11794	2359	11171	1676	4038	10855	513.7%

Fig. 6-5. Resultados económicos.

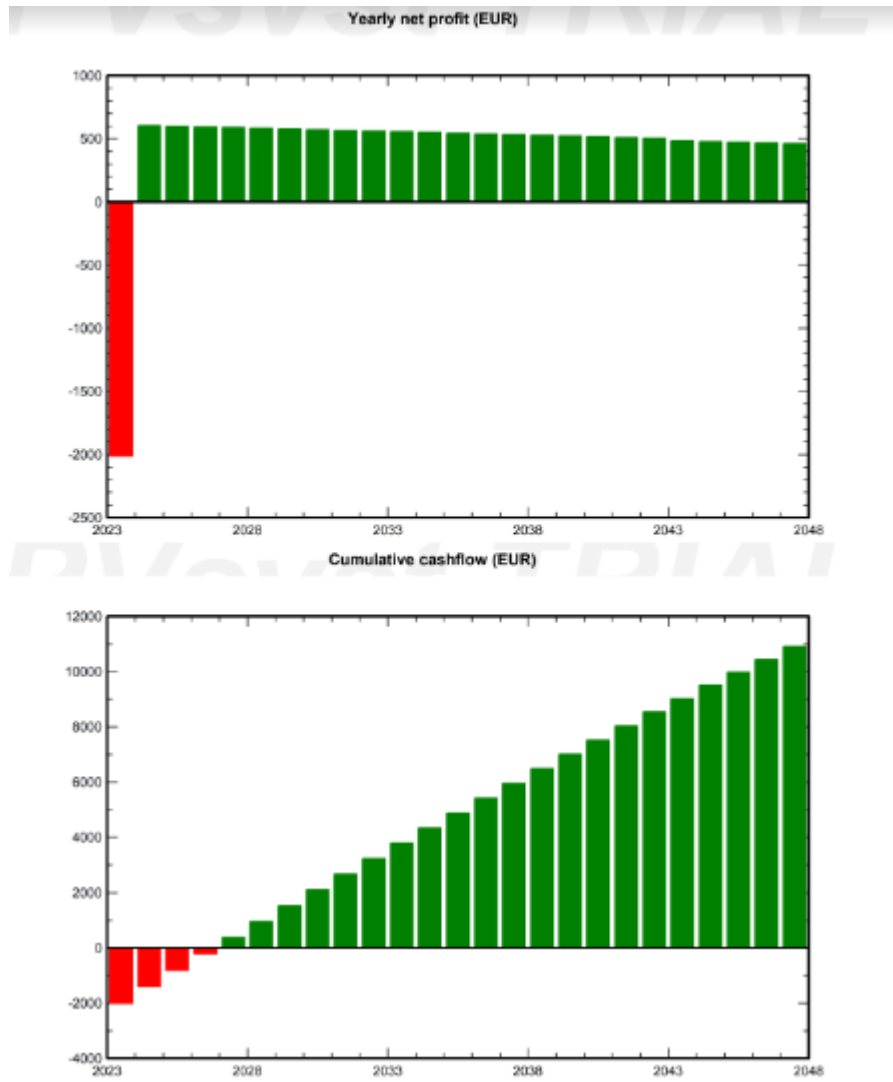


Fig. 6-6. Análisis financiero.

6.1.2 Opción 2. Cubierta A y B 4 kW

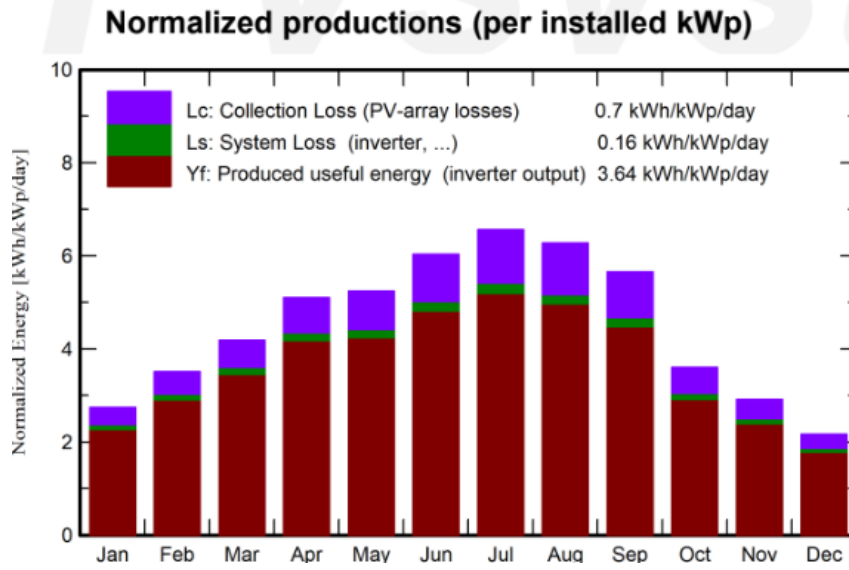


Fig. 6-7. Producción normalizada por kWp instalado.

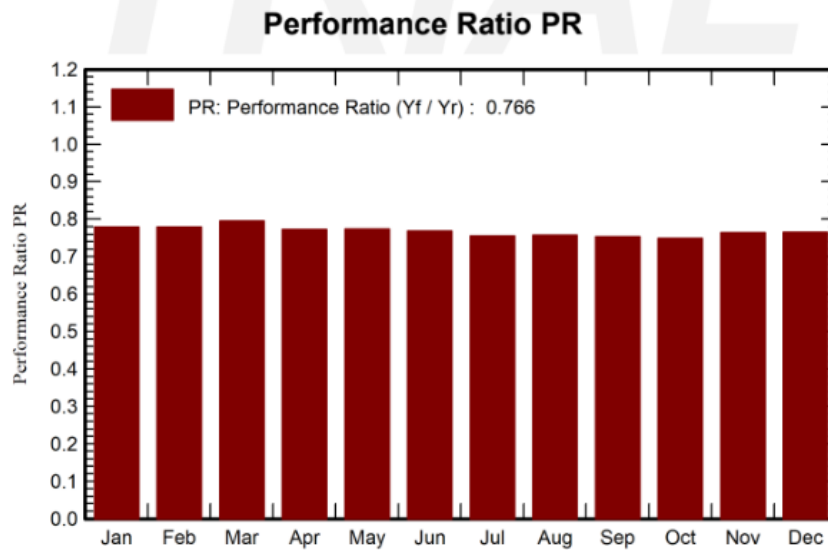


Fig.6-8. Gráfico de ratio de rendimiento

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	54.3	24.01	7.75	84.9	77.7	0.310	0.389	0.213	0.065	0.176
February	73.5	32.84	8.58	98.2	90.5	0.357	0.405	0.249	0.072	0.156
March	113.2	57.12	10.60	129.6	119.7	0.470	0.636	0.309	0.124	0.327
April	150.0	68.53	11.13	152.9	141.3	0.549	0.405	0.307	0.188	0.098
May	178.7	79.05	13.88	162.5	150.4	0.577	0.480	0.342	0.186	0.138
June	204.0	71.82	17.37	181.0	167.8	0.633	0.313	0.161	0.422	0.151
July	223.8	68.67	18.25	203.3	189.1	0.706	0.305	0.282	0.363	0.023
August	195.2	65.07	19.06	194.6	180.7	0.674	0.403	0.340	0.279	0.064
September	148.2	41.40	17.10	169.8	158.7	0.589	0.323	0.258	0.279	0.065
October	90.7	44.67	14.11	111.7	102.8	0.397	0.328	0.211	0.140	0.117
November	59.0	27.71	9.89	87.3	79.9	0.316	0.330	0.200	0.080	0.129
December	43.8	23.90	8.07	67.1	60.9	0.244	0.467	0.177	0.038	0.290
Year	1534.4	604.78	13.01	1642.8	1519.3	5.821	4.784	3.051	2.237	1.733

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

Fig. 6-9. Tabla de balances y resultados principales.

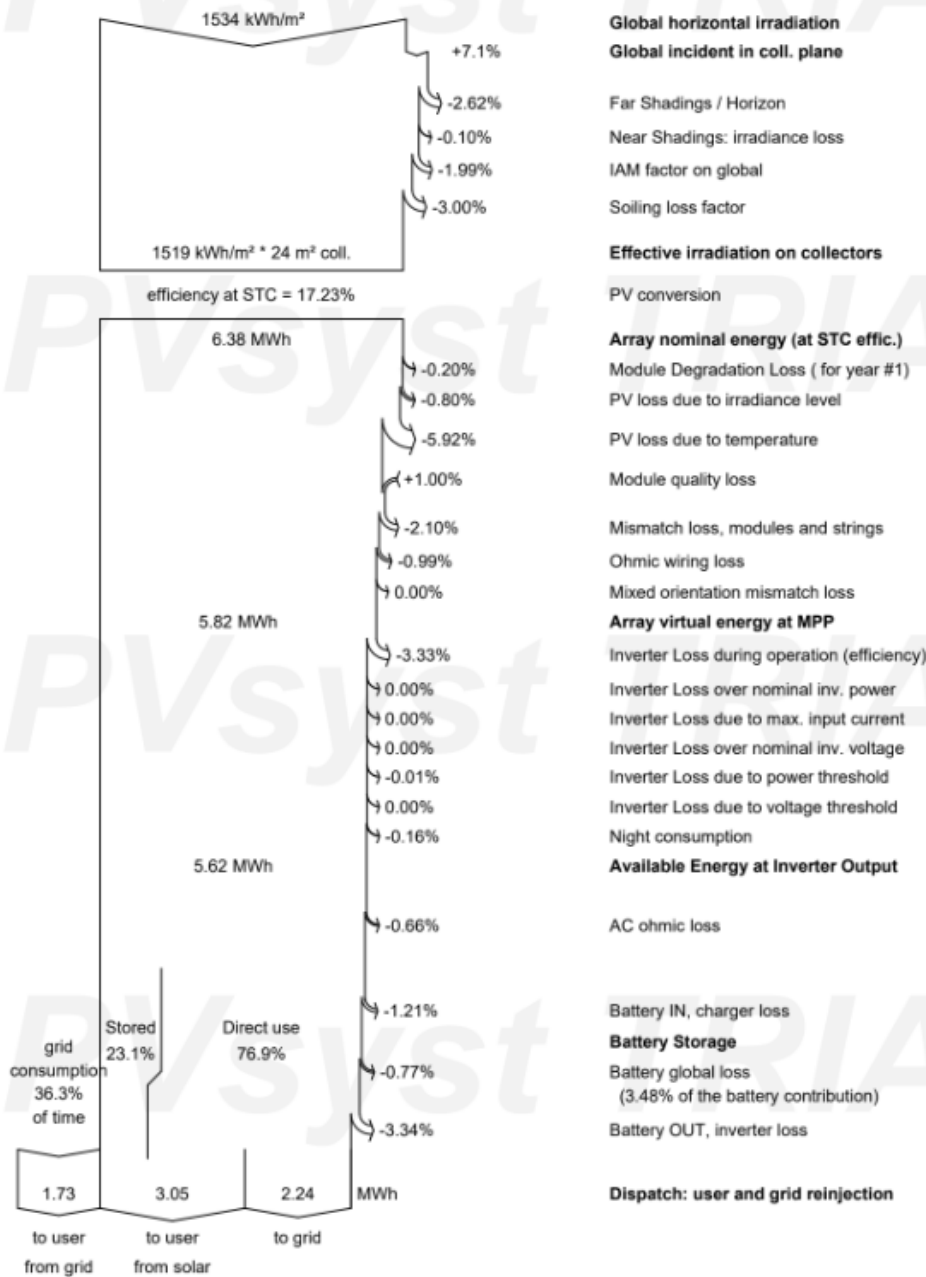


Fig 6-10. Diagrama de pérdidas

Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
2023	707	180	87	440	88	439	66	176	-2015	23.2%
2024	703	183	87	434	87	434	65	175	-1418	46.0%
2025	700	185	87	428	86	429	64	174	-833	68.3%
2026	696	188	87	421	84	424	64	173	-259	90.1%
2027	693	191	87	415	83	419	63	172	304	111.6%
2028	689	194	87	409	82	414	62	172	855	132.6%
2029	686	197	87	402	80	409	61	171	1395	153.2%
2030	682	200	87	396	79	403	61	170	1925	173.4%
2031	679	203	87	389	78	398	60	169	2443	193.1%
2032	676	206	87	383	77	393	59	168	2952	212.5%
2033	672	209	87	377	75	388	58	167	3449	231.5%
2034	669	212	87	370	74	383	57	167	3937	250.1%
2035	666	215	87	364	73	378	57	166	4414	268.3%
2036	662	218	87	357	71	372	56	165	4882	286.1%
2037	659	222	87	350	70	367	55	164	5339	303.5%
2038	656	225	87	344	69	362	54	163	5787	320.6%
2039	652	228	87	337	67	356	53	162	6225	337.3%
2040	649	232	87	330	66	351	53	162	6654	353.6%
2041	646	235	87	324	65	346	52	161	7073	369.6%
2042	643	239	87	317	63	340	51	160	7483	385.2%
2043	639	242	0	397	79	318	48	159	7870	400.0%
2044	636	246	0	390	78	312	47	158	8248	414.4%
2045	633	250	0	383	77	307	46	158	8617	428.4%
2046	630	254	0	376	75	301	45	157	8978	442.2%
2047	627	257	0	369	74	295	44	156	9330	455.6%
Total	16649	5411	1736	9502	1900	9337	1401	4145	9330	455.6%

Fig. 6-11. Resultados económicos.

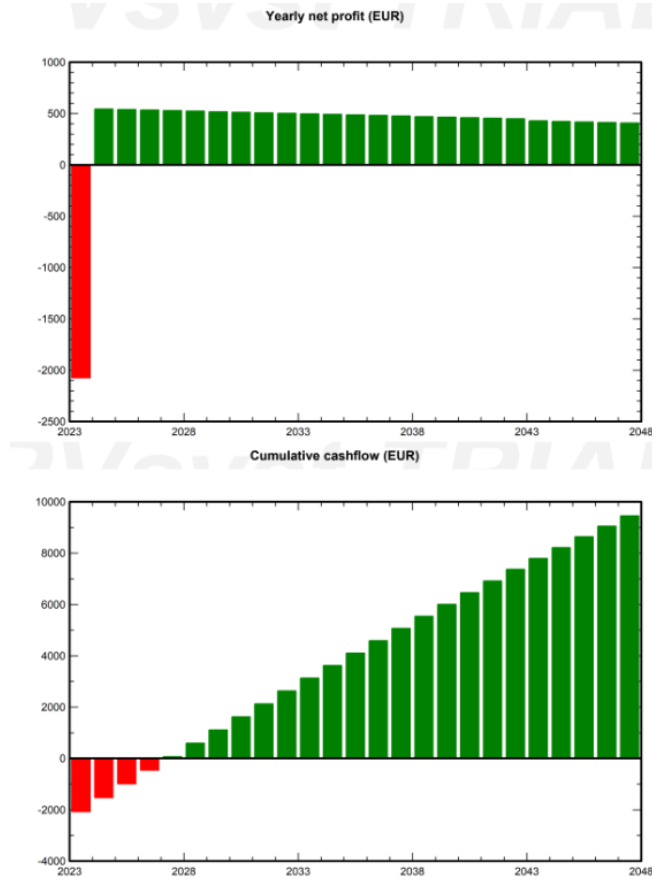


Fig. 6-12. Análisis financiero.

6.1.3 Opción 3. Cubierta A 3 kW

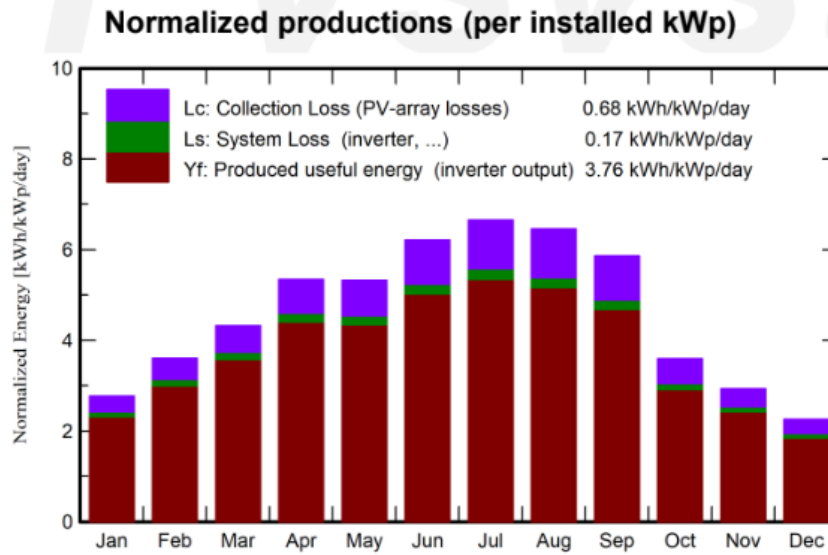


Fig. 6-13. Producción normalizada por kWp instalado.

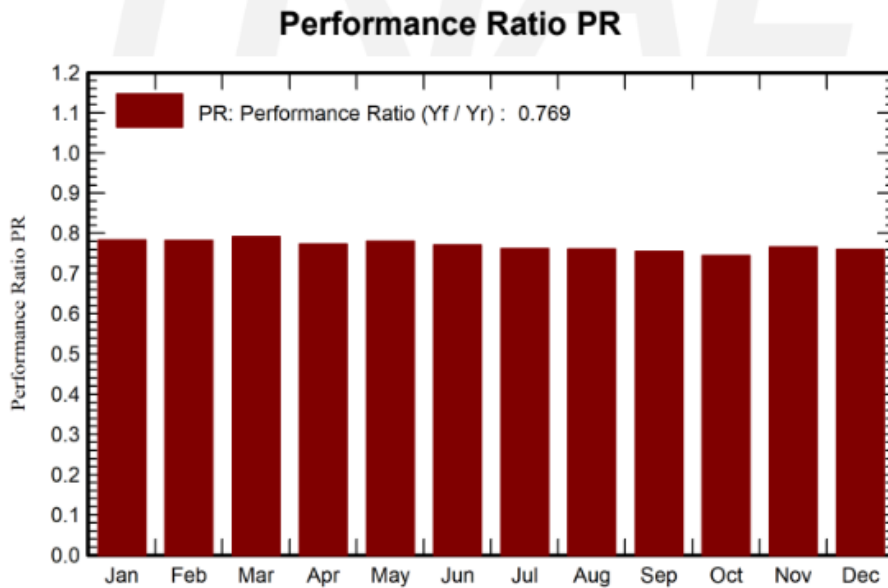


Fig.6-14. Gráfico de ratio de rendimiento

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	54.3	24.00	7.75	85.9	78.9	263.5	388.7	193.4	42.1	195.3
February	73.5	32.84	8.58	101.0	92.9	307.9	405.3	228.1	48.5	177.2
March	113.2	57.12	10.60	134.0	123.4	406.1	636.0	281.8	89.8	354.2
April	150.0	68.53	11.13	160.2	148.2	483.2	404.7	290.0	144.0	114.7
May	178.7	79.05	13.88	165.0	152.4	492.5	479.6	304.1	146.4	175.6
June	204.0	71.82	17.37	186.3	173.0	550.8	312.8	146.0	357.1	166.8
July	223.8	68.66	18.25	206.2	191.9	605.6	304.9	266.3	283.3	38.6
August	195.2	65.07	19.06	200.2	185.3	584.4	403.4	314.5	218.3	89.0
September	148.2	41.40	17.10	175.8	164.2	513.8	323.2	241.2	223.7	82.0
October	90.7	44.67	14.11	111.4	101.8	331.2	327.9	187.8	102.6	140.2
November	59.0	27.70	9.89	87.8	80.6	266.8	329.7	173.7	61.6	156.0
December	43.8	23.90	8.07	69.8	63.1	211.9	467.5	160.8	24.7	306.7
Year	1534.4	604.78	13.01	1683.6	1555.6	5017.9	4783.7	2787.5	1742.0	1996.2

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Fig. 6-15. Tabla de balances y resultados principales.

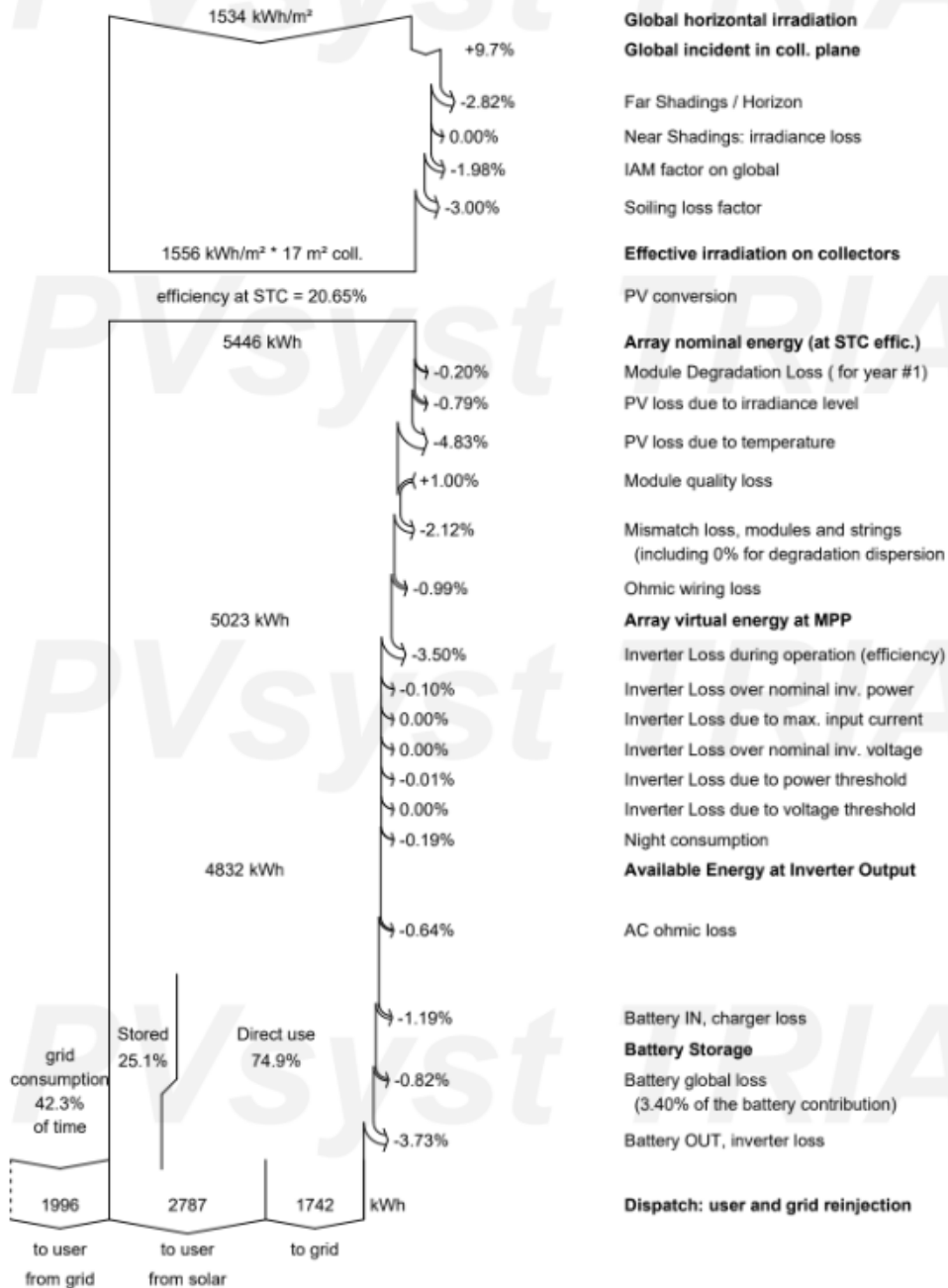


Fig. 6-16. Diagrama de pérdidas

Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2023	553	180	110	263	53	320	48	145	-2005	18.7%
2024	550	183	110	257	51	316	47	144	-1553	37.0%
2025	547	185	110	252	50	311	47	144	-1112	54.9%
2026	544	188	110	246	49	307	46	143	-679	72.4%
2027	542	191	110	241	48	303	45	142	-256	89.6%
2028	539	194	110	235	47	298	45	142	158	106.4%
2029	536	197	110	229	46	294	44	141	563	122.8%
2030	534	200	110	224	45	289	43	140	960	138.9%
2031	531	203	110	218	44	285	43	139	1347	154.6%
2032	528	206	110	212	42	280	42	139	1726	170.0%
2033	526	209	110	207	41	275	41	138	2097	185.0%
2034	523	212	110	201	40	271	41	137	2459	199.7%
2035	520	215	110	195	39	266	40	137	2813	214.1%
2036	518	218	110	189	38	262	39	136	3159	228.1%
2037	515	222	110	183	37	257	39	135	3497	241.8%
2038	513	225	110	178	36	252	38	135	3827	255.2%
2039	510	228	110	172	34	247	37	134	4149	268.2%
2040	508	232	110	166	33	243	36	133	4463	281.0%
2041	505	235	110	160	32	238	36	133	4769	293.4%
2042	502	239	110	154	31	233	35	132	5068	305.5%
2043	500	242	0	258	52	206	31	131	5342	316.6%
2044	497	246	0	251	50	201	30	131	5609	327.4%
2045	495	250	0	245	49	196	29	130	5868	338.0%
2046	493	254	0	239	48	191	29	129	6120	348.2%
2047	490	257	0	233	47	186	28	129	6366	358.2%
Total	13019	5411	2201	5407	1081	6526	979	3419	6366	358.2%

Fig. 6-17. Resultados económicos.

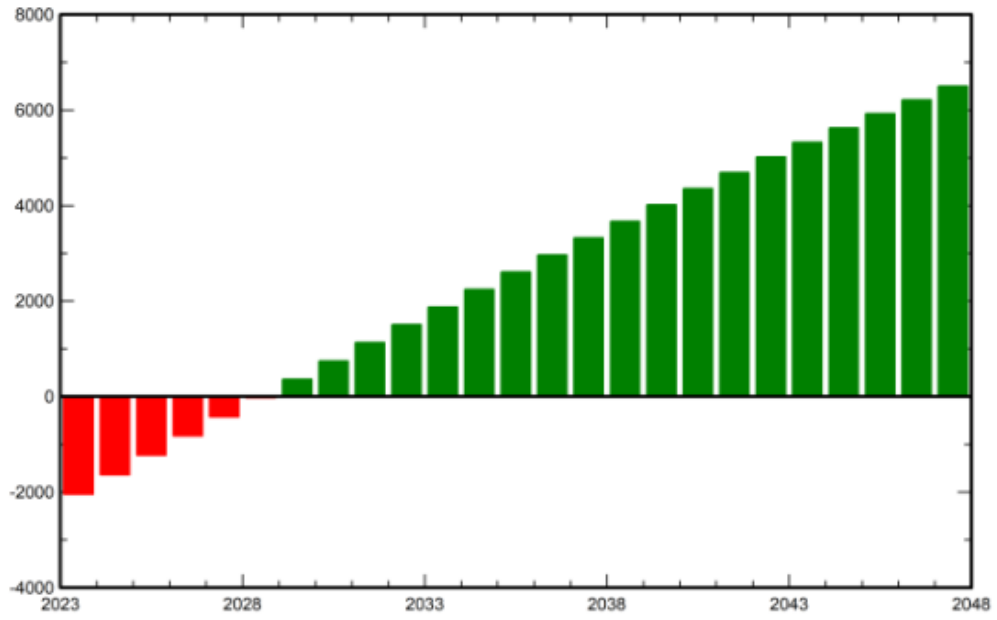
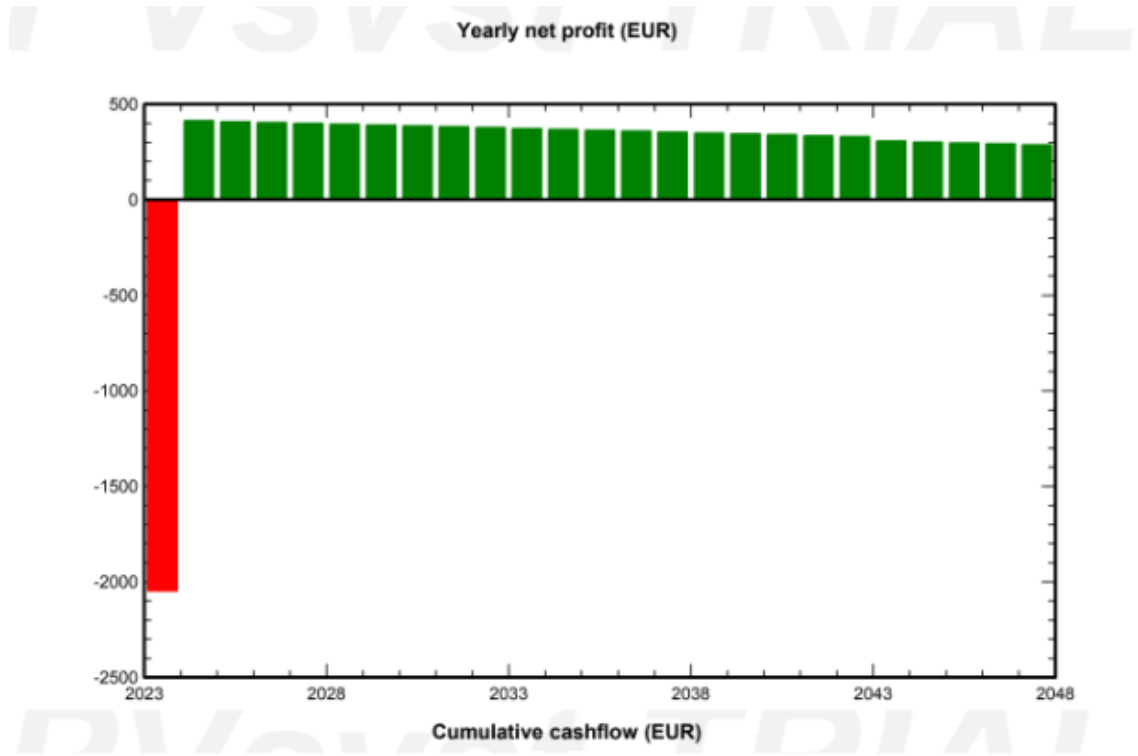


Fig. 6-18. Análisis financiero.

6.1.4 Opción 4. Cubierta A y B 3kW

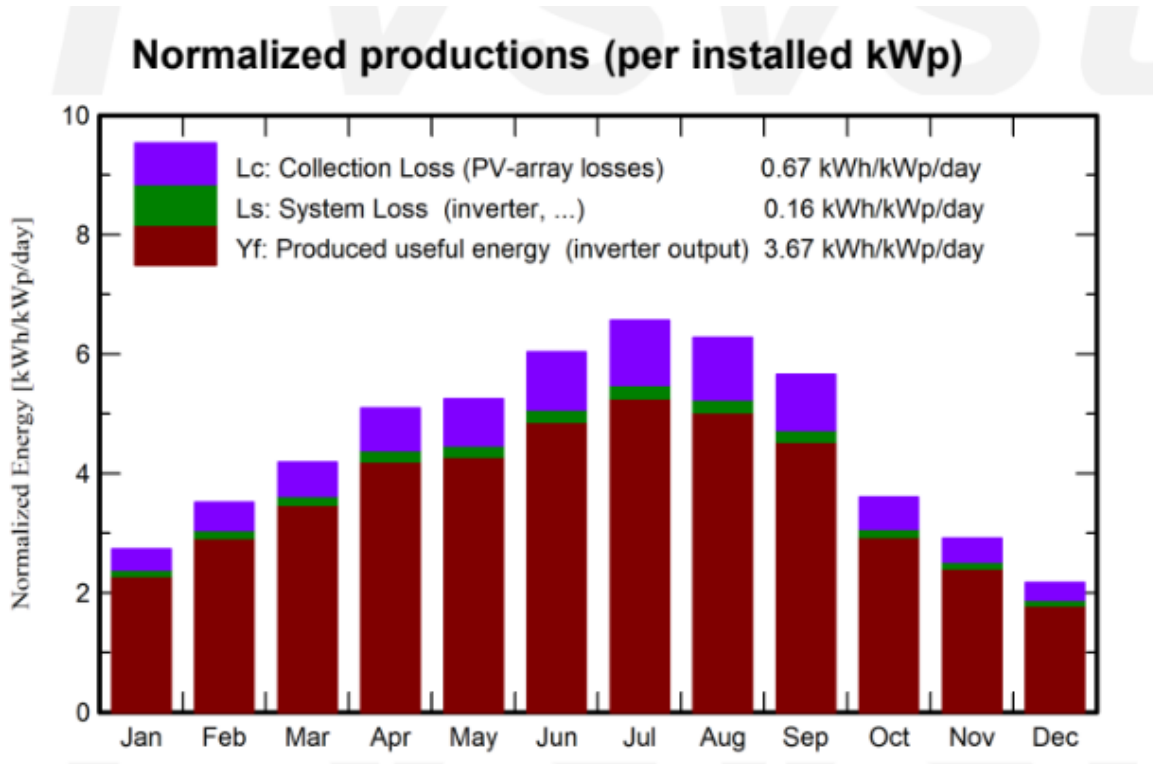


Fig. 6-19. Producción normalizada por kWp instalado.

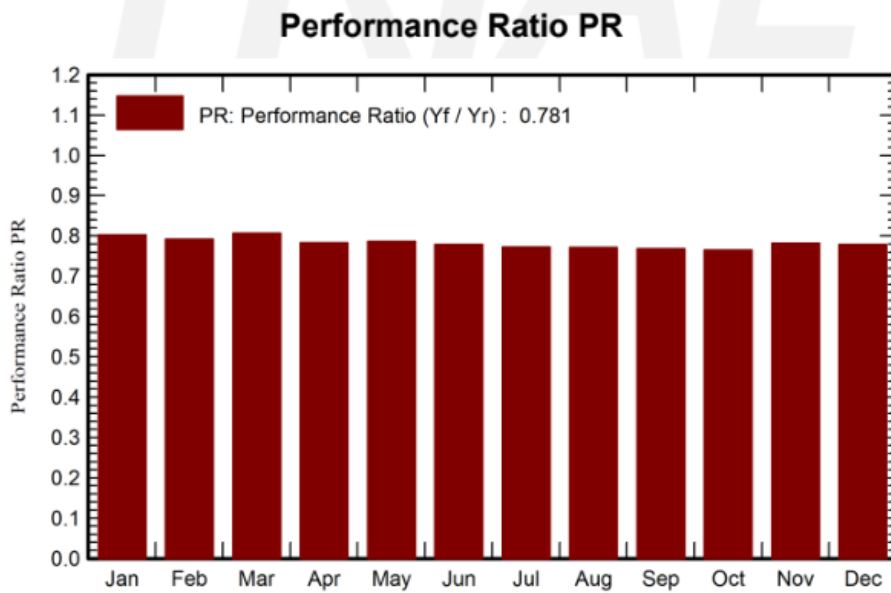


Fig. 6-20. Gráfico del ratio de rendimiento.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	54.3	24.01	7.75	84.8	77.7	259.7	388.7	202.7	35.4	185.9
February	73.5	32.84	8.58	98.2	90.5	299.7	405.3	236.2	36.0	169.1
March	113.2	57.12	10.60	129.6	119.8	393.9	636.0	286.2	79.8	349.7
April	150.0	68.53	11.13	152.9	141.3	460.9	404.7	297.6	121.5	107.1
May	178.7	79.05	13.88	162.5	150.4	484.9	479.6	327.5	119.8	152.1
June	204.0	71.82	17.37	181.0	167.8	532.9	312.8	146.2	347.4	166.6
July	223.8	68.67	18.25	203.3	189.1	595.4	304.9	281.6	267.8	23.3
August	195.2	65.07	19.06	194.6	180.7	568.8	403.4	339.9	185.5	63.5
September	148.2	41.40	17.10	169.7	158.7	496.9	323.2	261.7	194.4	61.5
October	90.7	44.67	14.11	111.6	102.8	333.9	327.9	204.9	93.9	123.0
November	59.0	27.71	9.89	87.2	80.0	264.9	329.7	192.0	46.9	137.7
December	43.8	23.90	8.07	67.0	61.0	204.5	467.5	163.6	19.1	303.9
Year	1534.4	604.78	13.01	1642.6	1520.0	4896.4	4783.7	2940.1	1547.6	1843.6

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Fig. 6-21. Tabla de balances y resultados principales.

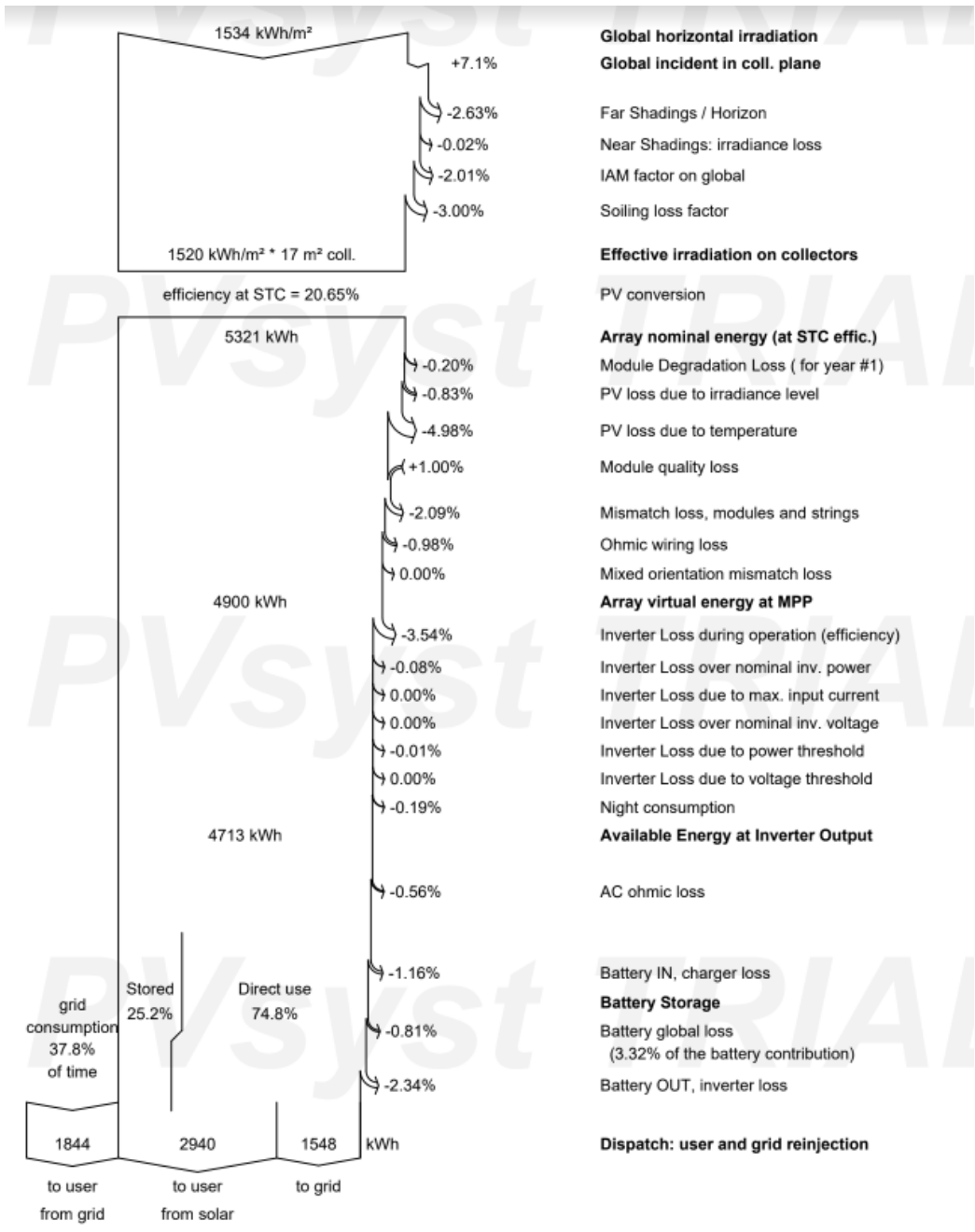


Fig. 6-22. Diagrama de pérdidas

Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2023	489	180	60	249	50	259	39	169	-1823	18.9%
2024	486	183	60	244	49	255	38	169	-1408	37.4%
2025	484	185	60	239	48	251	38	168	-1001	55.4%
2026	482	188	60	233	47	247	37	167	-604	73.1%
2027	479	191	60	228	46	243	36	166	-215	90.4%
2028	477	194	60	223	45	238	36	165	165	107.3%
2029	474	197	60	218	44	234	35	164	537	123.9%
2030	472	200	60	212	42	230	34	164	900	140.1%
2031	470	203	60	207	41	226	34	163	1255	155.9%
2032	467	206	60	202	40	221	33	162	1602	171.3%
2033	465	209	60	196	39	217	33	161	1941	186.4%
2034	463	212	60	191	38	213	32	160	2272	201.1%
2035	460	215	60	185	37	208	31	160	2595	215.5%
2036	458	218	60	180	36	204	31	159	2910	229.5%
2037	456	222	60	174	35	199	30	158	3218	243.2%
2038	454	225	60	168	34	195	29	157	3518	256.6%
2039	451	228	60	163	33	190	29	156	3811	269.6%
2040	449	232	60	157	31	186	28	156	4096	282.3%
2041	447	235	60	151	30	181	27	155	4374	294.6%
2042	445	239	60	146	29	177	26	154	4645	306.7%
2043	442	242	0	200	40	160	24	153	4899	318.0%
2044	440	246	0	194	39	155	23	152	5146	329.0%
2045	438	250	0	188	38	151	23	152	5387	339.7%
2046	436	254	0	182	36	146	22	151	5620	350.1%
2047	434	257	0	176	35	141	21	150	5847	360.2%
Total	11517	5411	1201	4905	981	5125	769	3991	5847	360.2%

Fig. 6-23. Resultados económicos.

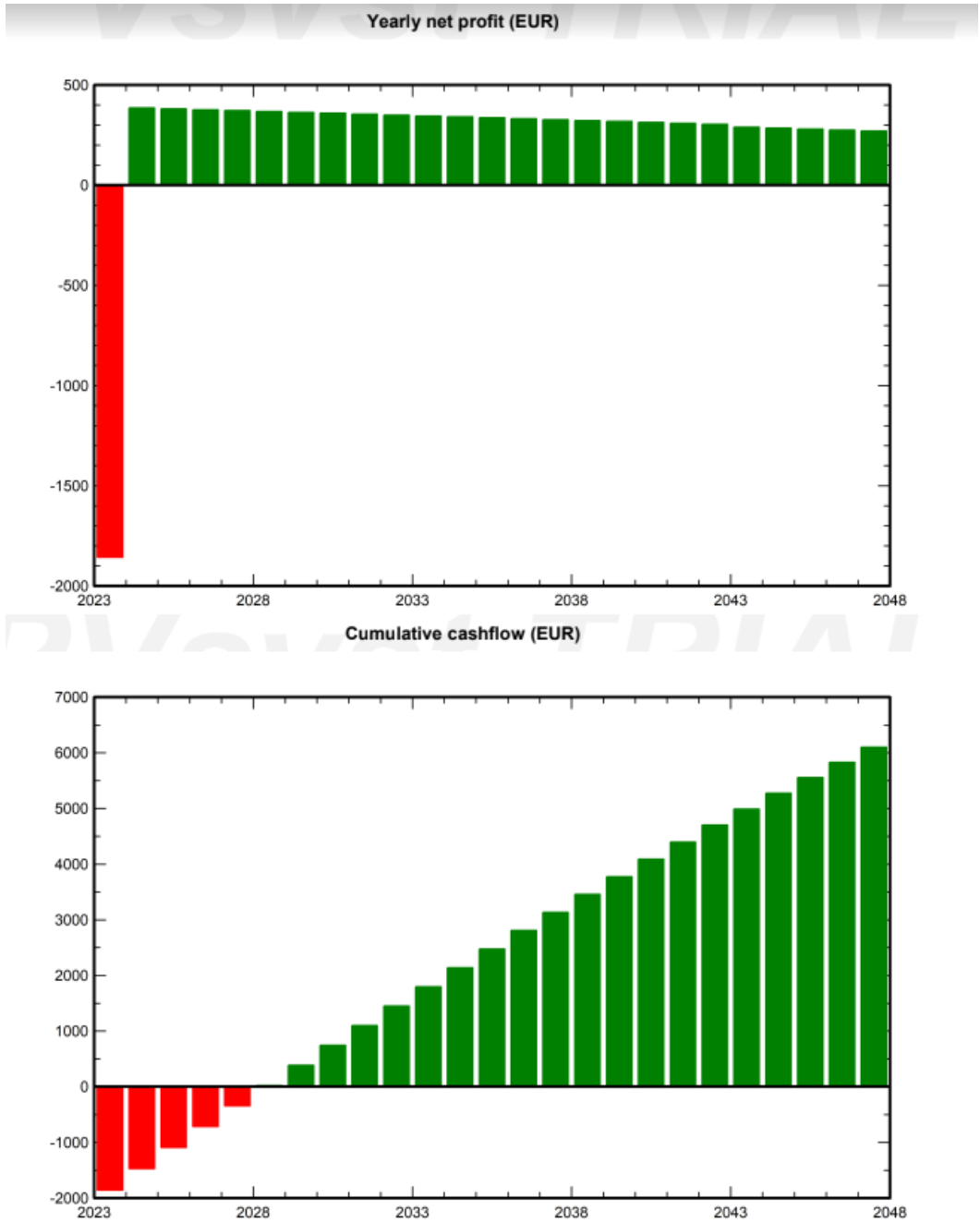


Fig. 6-24. Análisis financiero.

6.2 AGRUPACIÓN DE RESULTADOS

En este apartado se muestran los resultados más interesantes de las simulaciones, resaltando en verde el más beneficioso para el usuario y en rojo el más desfavorable.

	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
PROPORCIÓN DE RENDIMIENTO (PR)	0,776	0,766	0,769	0,781
ENERGÍA EFECTIVA A LA SALIDA DE LA CADENA ANUAL (MWh)	6,030	5,821	5,018	4,896
ENERGÍA SUMINISTRADA AL USUARIO ANUAL (MWh)	4,784	4,784	4,783	4,783
ENERGÍA DEL SOL ANUAL (MWh)	2,953	3,051	2,787	2,940
ENERGÍA INYECTADA A LA RED ANUAL (MWh)	2,535	2,237	1,742	1,547
ENERGÍA ABSORBIDA DE LA RED ANUAL (MWh)	1,831	1,733	1,996	1,843
ENERGÍA PRODUCIDA UTILIZABLE A LA SALIDA DEL INVERSOR (kWh/kWp/día)	3,770	3,700	3,760	3,670
PERIODO DE RECUPERACIÓN ORIENTATIVO (AÑOS)	3-4	3-4	4-5	4-5

Tabla 6-1. Agrupación de los resultados más interesantes de las simulaciones

6.3 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS Y ELECCIÓN DE OPCIÓN MÁS FAVORABLE

Analizando la tabla 6-1, los valores de proporción de rendimiento son bastantes similares entre sí, por tanto, este dato no es muy significativo a la hora de escoger una de las opciones.

En cuanto a energía efectiva a la salida de la cadena, los resultados de las instalaciones de mayor potencia instalada son notablemente mayores a las otras opciones, superando en casi 1 MWh anualmente, que con los precios actuales de la energía son valores a tener en cuenta.

En cuanto a la energía suministrada anualmente, es prácticamente igual en los cuatro casos de estudio, no así como la energía captada del sol, que al haber más paneles instalados en las primeras dos opciones es obvio que en estas dos sean mayores que en las dos últimas.

Uno de los aspectos más interesantes es la energía inyectada a la red, ya que esta unida a una compensación económica, al igual que se ha mencionado anteriormente, las opciones 1 y 2 son las que más energía inyectan, debido a su mayor potencia instalada. Por último y como es lógico, las opciones 3 y 4 son los casos que más energía necesitan de la red.

La energía producida utilizable a la salida del inversor es muy pareja en los 4 casos, con una diferencia de 0,1 kWh/kWp/día.

Uno de los datos más a tener en cuenta es el periodo de recuperación de la instalación, que generalmente es uno de los factores en el que más se fija el propietario. Estos valores son orientativos, ya que solo están incluidos los principales componentes en estos estudios (inversor, mano de obra, paneles...).

Una vez realizada la comparación, es notable la similitud entre las opciones 1 y 2, por ello se realiza un breve estudio económico en base a la energía absorbida e inyectada, para así poder optar por un emplazamiento final.

En la primera de las opciones, se inyecta más energía a la red, pero también se absorbe más, esto es debido a la orientación de las placas, ya que durante las tardes se genera menos energía que en la segunda opción. Se realizan una serie de cálculos sencillos para ver cuánto sería el gasto energético anual en la primera opción. Para estos cálculos, el costo del kWh será la media entre el periodo valle y punta, es decir, 0,26933 €/kWh y el precio del kWh inyectado a red es de 0,055 €/kWh.

$$\text{Ganancias de energía inyectada: } 2,535 \text{ MWh} = 2535 \text{ kWh} \rightarrow 2535 \text{ kWh} * 0,055 \text{ €/kWh} = 139,42\text{€}$$

$$\text{Costo de energía absorbida: } 1,831 \text{ MWh} = 1871 \text{ kWh} \rightarrow 1871 \text{ kWh} * 0,26933 \text{ €/kWh} = 503,91 \text{€}$$

$$\text{Balance total} = 503,91\text{€} - 139,42\text{€} = 364,49\text{€}$$

En la primera de las opciones, anualmente se gastan 364,49 € en abastecer las necesidades energéticas.

Ahora se realiza el mismo cálculo para la opción 2:

$$\text{Ganancias de energía inyectada: } 2,237 \text{ MWh} = 2237 \text{ kWh} \rightarrow 2237 \text{ kWh} * 0,055 \text{ €/kWh} = 123,03 \text{ €}$$

$$\text{Costo de energía absorbida: } 1,733 \text{ MWh} = 1733 \text{ kWh} \rightarrow 1733 \text{ kWh} * 0,26933 \text{ €/kWh} = 466,74 \text{ €}$$

$$\text{Balance total} = 466,74\text{€} - 123,03\text{€} = 343,71\text{€}$$

Los resultados obtenidos son muy similares, pero en la segunda de las opciones, hay un ahorro anual 20 € mayor que en la primera opción, que a primera vista no parece gran cantidad, pero a veinte años vista supone un costo de 400 € . Por esta pequeña diferencia, se opta por la opción nº 2, la utilización de dos cubiertas y un inversor de 4 kW de potencia.

7. MONITORIZACIÓN Y SENSORES

En este apartado se explica el sistema de monitorización que va a utilizar la instalación fotovoltaica, llamado "Fusion solar", diseñado por la marca "Huawei technologies", además también se presentarán los distintos sistemas de sensores de los que estará provista la planta fotovoltaica.

7.1 MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA

En primer lugar, el sistema muestra un esquema muy simplificado de la instalación para que el usuario lo entienda sin problemas, en el que se puede observar la potencia que genera la instalación, y cuánta de esta cantidad se utiliza para el autoconsumo y cuánta se inyecta a la red.

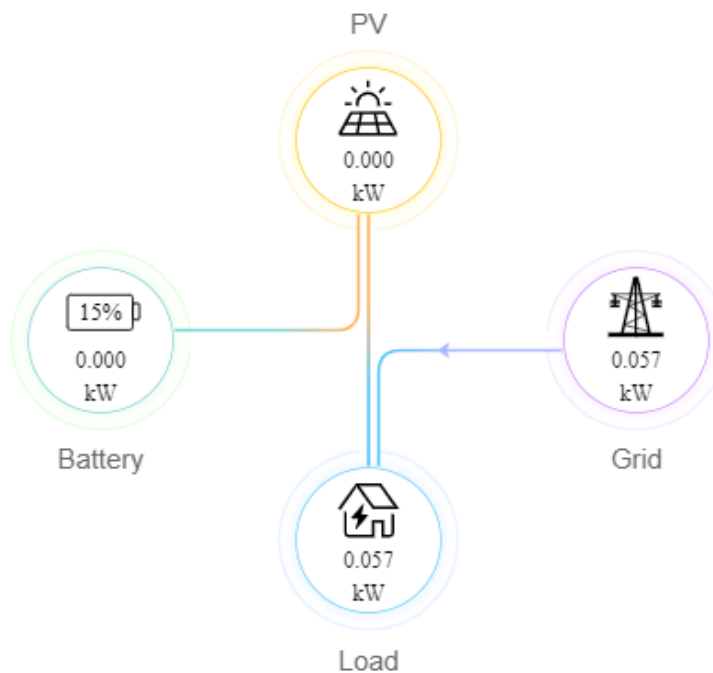


Fig. 7-1. Interfaz principal de monitorización.

Una vez inicializada la aplicación de monitorización, el usuario encuentra un esquema similar al de la figura 7-1, en el que se muestran varios datos interesantes. Por un lado, de color amarillo, se indica la generación actual del sistema fotovoltaico esta potencia deriva a dos ramas, de color azul y mediante una pequeña figura de una casa, se refleja cuanto consume la casa, de color verde, se muestra el almacenamiento de la batería, indicando a cuanto capacidad se encuentra y por último de color morado se indica lo que se vierte a la red.

También se ven unas pequeñas flechas en el diagrama, estas indican en qué dirección se suministra la energía. En el caso de la última figura la instalación está consumiendo de la red.

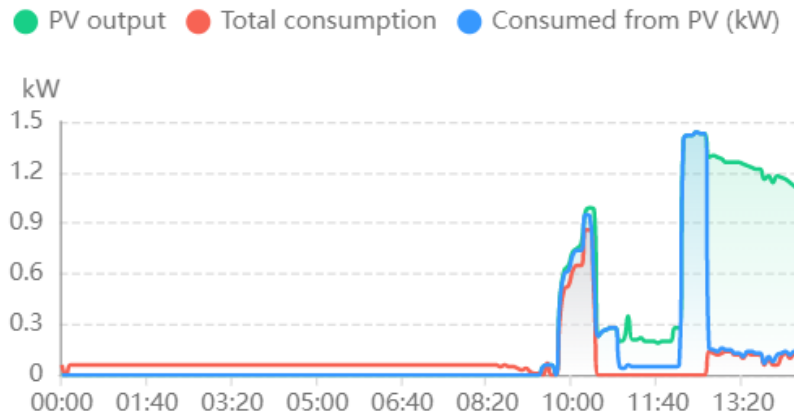


Fig. 7-2 Gráfico energético.

La aplicación de monitorización es muy sencilla y visual, para entender fácilmente todos los datos importantes de nuestro equipo fotovoltaico. En la figura 7-2 se puede observar una memoria en modo de gráfico de varios datos energéticos. Con la siguiente distribución de colores:

- Rojo = Consumo total.
- Verde = Potencia de salida.
- Azul = Autoconsumo.

7.2 SENSORES

Los sensores utilizados para esta instalación son fabricados bajo la marca Seven Sensor y recientemente ha sido aprobado por la sede de Huawei. Compatibles con Smartlogger 1000, que es la unidad encargada de registrar los datos de manera inteligente.

7.2.1 Sensor de irradiancia

El sensor de irradiancia a utilizar es el 3S-IS, contiene una pequeña célula solar de silicio monocristalina y varias conexiones que se concretan en las figuras 7-3 y 7-4.

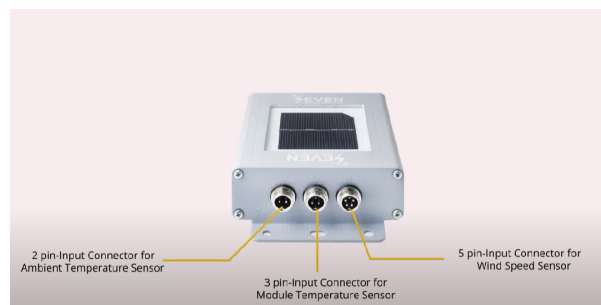


Fig. 7-3. Conexiones parte delantera.

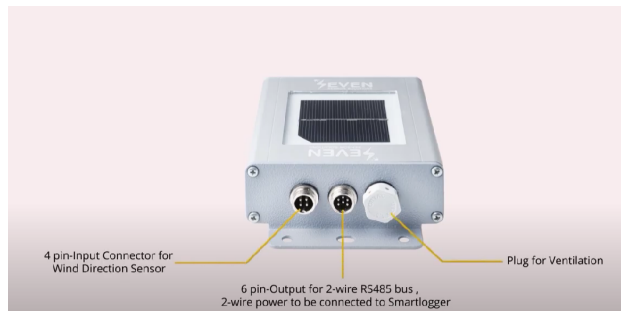


Fig. 7-4. Conexiones parte trasera.

7.2.2 Sensores de viento

En este caso habrá dos sensores, uno para la velocidad del viento y el otro para la dirección de este.

El sensor que se ocupa de medir la dirección del viento es el 3S-WS-PLS-P, es un anemómetro pequeño y económico utilizado para medir la velocidad del viento en una planta solar fotovoltaica. Se suministra junto con un soporte de montaje y un cable y con señal de salida digital.



Fig. 7-5. Sensor para la velocidad del viento.

Para medir la dirección del viento se dispone del sensor 3S-WD-I, pequeño y económico sensor transmisor de dirección del viento con señal de salida analógica conectable con entradas analógicas de registradores de datos. Está hecho de un material plástico resistente a los rayos UV. Se suministra junto con cable.



Fig. 7-6. Sensor para la dirección del viento.

7.2.3 Sensor de temperatura ambiente

El sensor de temperatura ambiente es el 3S-AT-18B20, sensor digital de temperatura ambiente para aplicación universal así como para proyectos de energía solar fotovoltaica.

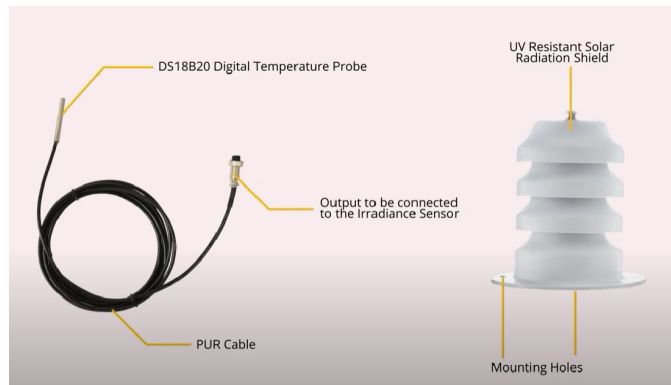


Fig. 7-7. Sensor de temperatura ambiente.

7.2.4 Sensor de temperatura del panel

El sensor de la temperatura del panel es el 3S-MT-18B20, con un error de 0,5 °C y protección IP 67.

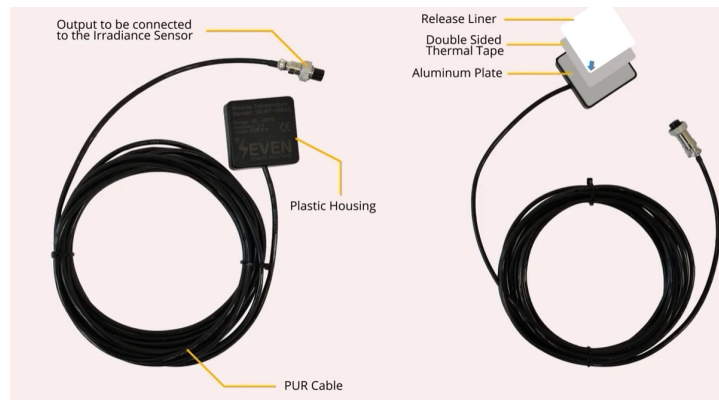


Fig. 7-8. Sensor de temperatura del panel.

8. IMPACTO AMBIENTAL

En este apartado se estudia el impacto ambiental antes y después de llevar a cabo la instalación fotovoltaica.

8.1 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL

La información y conceptos desarrollados a lo largo de la clasificación de impactos ambientales fueron aportados por la presentación de PowerPoint del curso de Sistema de Gestión Ambiental 2022, por la profesora MSc. Ing. Silvia Bentancur, en la Universidad Católica del Uruguay (UCU). La evaluación de impacto ambiental (EIA) es un instrumento preventivo de gestión ambiental en el cual se identifican y valoran los riesgos ambientales de proyectos antes de ejecutarlos con el fin de eliminar o mitigar los impactos ambientales negativos.

Los potenciales impactos ambientales se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías según las características del entorno:

- Medio físico (F)
- Medio biótico (B)
- Medio humano (H)

Dentro del medio físico se encuentran el agua, aire, suelo, paisaje, etc. Por otro lado, el medio biótico es aquello que abarca la fauna, flora, biótica acuática, entre otros. Por último el medio antrópico es todo aquello que tiene que ver con el humano: población, salud, actividades, usos del suelo, sitio de interés histórico y cultural.

Método de EIA

Para realizar la EIA se debe considerar como factor ambiental todos aquellos elementos constructivos del medio ambiente, tales como: el clima, la atmósfera, la geología, el agua, el suelo, la vegetación, la fauna, el paisaje, la población humana, sus actividades y patrimonio.

Se desarrollará la matriz causa efecto para la valoración de los impactos a través de la matriz de Leopold. Esta matriz se construye con las columnas de entrada según acciones del hombre que pueden afectar el medio ambiente, y las entradas según filas son características del medio (factores ambientales que pueden ser alterados).

A continuación se observan las tablas para cada medio de los posibles impactos generados en la etapa de operación.

Medio	Factor	Impacto Potencial
Físico	Geología	Variación de propiedades
	Suelo	Cambio en el drenaje de los suelos
	Napas subterráneas	Utilización de aguas subterráneas provocando una disminución del agua
	Temperatura del medio nutritivo	Vertido de agua del proceso en caso de no recircular
	Aguas superficiales	Utilización de aguas superficiales provocando una disminución del agua
	Calidad del aire	Emisiones de gases GEI, por la quema de combustible.
	Nivel sonoro	Circulación de camiones

Fig. 8-1. Potenciales efectos en el medio físico.

Medio	Factor	Impacto Potencial
Biótico	Flora	Ocurrencia de incendios
		Desaparición de especies
	Fauna	Cambio de uso del suelo
		Migración de especies

Fig. 8-2. Potenciales efectos en el medio biótico.

Medio	Factor	Impacto Potencial
Antrópico	Usos de suelo	Productividad
	Infraestructura de servicios	Edificaciones
	Población	Empleo por mano de obra
	Economía	Valoración de la zona
	Patrimonio cultural	Valor patrimonial de la región
	Paisajes	Cambios en el entorno
	Salud y bienestar	Accidentes laborales
	Visual	Impacto visual

Fig. 8-3. Potenciales efectos en el medio antrópico.

La segunda instancia de la evaluación consiste en cuantificar a partir de algunos parámetros los impactos más significativos para el proyecto.

Los parámetros a evaluar son los siguientes:

Signo (**S**) : Determina si el impacto es beneficioso, perjudicial o neutro para el medio.

- Beneficioso: +1
- Perjudicial: -1
- Neutro: 0

Intensidad (**I**) : Refiere a la magnitud del impacto.

- Baja: 1
- Media: 2
- Alta: 3

Extensión **(E)**: Refiere al área de influencia del proyecto.

- Local: 1
- Zonal: 2
- General: 3

Plazo de manifestación **(M)**: Refiere al tiempo que transcurre entre la acción y el efecto.

Impacto positivo:

- Corto plazo:3
- Mediano plazo:2
- Largo plazo:1

Impacto negativo:

- Corto plazo:3
- Mediano plazo:2
- Largo plazo:1

Reversibilidad **(R)** : Indica la posibilidad de recuperar las condiciones previas al inicio de la acción.

- Corto plazo:1
- Mediano plazo:2
- Largo plazo:3
- Irreversible: 4

La ecuación a utilizar para la ponderación del impacto (I_m) que vincula las diferentes variables está dada por la siguiente relación:

$$\text{Impacto } (I_m) = S \times (3 \times I + 2 \times E + M + D + R)$$

Siendo $D = 2$ debido a que D se refiere a la duración del impacto sobre el medio. Este análisis se focaliza en la etapa de operación. Por lo que:

$$\text{Impacto } (I_m) = S \times (3 \times I + 2 \times E + M + 2 + R)$$

A efectos de disponer de valores que resulten más fáciles de comparar conviene usar el valor de la Importancia del Impacto normalizado (I_{mn}), que linealiza el valor entre -10 y +10.

$$\text{Impacto normalizado } (I_{mn}) = \frac{-10 \times (I_{mmax} + I_{mmin}) + 20 \times I_m}{(I_{mmax} - I_{mmin})}$$

Probabilidad de ocurrencia del Impacto

Se le llama probabilidad de ocurrencia (P) a la probabilidad de que ocurra cierto impacto a raíz de una determinada acción. Se cuantifica con valores de 0 y 1, siendo 1 el valor que determina la

certeza de la ocurrencia y 0 el valor que indica una probabilidad de ocurrencia nula. Se define la importancia absoluta normalizada del impacto ($Imnp$) como:

$$Imnp = Imn \times P$$

Posterior a la cuantificación de los impactos, los mismos se clasificarán en función del valor $Imnp$:

Valor de $Imnp$	Clasificación del impacto
$Imnp > -3,5$	Aceptable
$-7,0 < Imnp < -3,5$	Crítico
$Imnp < -7,0$	Inaceptable

Fig.8-4. Clasificación de los resultados obtenidos en el análisis del impacto ambiental.

Para aquellos valores que se clasifican como "inaceptables" se desarrollará un plan de acción el cual contendrá diversas acciones con el fin de disminuir su grado de impacto. Por otra parte aquellos clasificados como "críticos" se debe desarrollar una serie de medidas para controlar estos impactos, evitando se vuelvan "inaceptables".

Por último aquellos que se clasifican como "aceptables" se debe prestar atención para mantenerlos dentro de su categoría

A continuación se muestra la matriz de impacto ambiental obtenida:

ETAPAS	ACCIÓN GENERADORA DE IMPACTO	MEDIO AFECTADO	IMPACTO POTENCIAL	SIGNO (S)	INTENSIDAD (I)	EXTENSIÓN (E)	MOMENTO (M)	DURACIÓN (D)	REVERSIBILIDAD (R)	IMPACTO (Im)	IMN	PROBABILIDAD	IMPNP	CALIFICACIÓN DEL IMPACTO
Construcción	Cambio de paisaje	B	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	1	1	3	2	2	-12	-6,74	0,30	-2,02	Aceptable
	Transporte de materiales, maquinaria y equipos	B	Contaminación por GEI	-1	2	2	3	2	2	-17	-9,07	0,80	-7,26	Inaceptable
	Envases de materiales	B	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	1	1	3	2	1	-11	-6,28	0,80	-5,02	Crítico
	Recursos minerales	B	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	3	2	2	3	-19	-10,00	0,80	-8,00	Inaceptable
	Limpieza y adecuación del terreno	F	Paisaje natural	-1	1	1	3	2	2	-12	-6,74	0,60	-4,05	Crítico
	Almacenamiento de materiales	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	1	1	3	2	1	-11	-6,28	0,50	-3,14	Aceptable
	Montaje eléctrico (paneles, inversor, cables...)	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	1	1	2	4	-15	-8,14	0,40	-3,26	Aceptable
	Pruebas y puesta en marcha	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	1	3	2	4	-17	-9,07	0,40	-3,63	Crítico
Ruido	B	Desvalorización de zonas próximas al terreno	-1	2	1	3	2	1	-14	-7,67	0,10	-0,77	Aceptable	
Contaminación de suelos	B	Muerte de fauna	-1	1	1	2	2	2	-11	-6,28	0,20	-1,26	Aceptable	
Operación	Contaminación visual	B	Desvalorización de zonas próximas al terreno	-1	1	1	3	2	4	-14	-7,67	0,10	-0,77	Aceptable
	Generación de energía	F	Generación de energía	1	3	1	3	2	3	19	7,67	0,90	6,91	Aceptable
	Mantenimiento preventivo	H	Empleo y mano de obra	-1	1	1	3	2	2	-12	-6,74	0,50	-3,37	Aceptable
	Mantenimiento correctivo	H	Empleo y mano de obra	-1	1	1	3	2	2	-12	-6,74	0,50	-3,37	Aceptable
	Construcción de soportes	F	Alteración de cubierta terrestre	-1	1	1	3	2	4	-14	-7,67	0,60	-4,60	Crítico
	Manejo y disposición de residuos	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	1	1	3	2	2	-12	-6,74	0,50	-3,37	Aceptable
	Ocupación del terreno	F	Alteración de cubierta terrestre	-1	1	1	3	2	4	-14	-7,67	0,20	-1,53	Aceptable
	Reducción de emisiones a la atmosfera	B	Emisiones	1	3	3	3	2	4	24	10,00	0,90	9,00	Aceptable
	Operación de planta	F	Empleo y mano de obra	-1	1	1	2	2	3	-12	-6,74	0,30	-2,02	Aceptable
	Ruido	B	Desvalorización de zonas próximas al terreno	-1	1	1	3	2	1	-11	-6,28	0,10	-0,63	Aceptable
Existencia de líneas eléctricas	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	1	3	2	4	-17	-9,07	0,40	-3,63	Crítico	
Contaminación de suelos	B	Muerte de fauna	-1	1	1	2	2	2	-11	-6,28	0,20	-1,26	Aceptable	
Abandono o cierre	Rehabilitación	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	1	2	2	2	-14	-7,67	0,5	-3,84	Crítico
	Montaje de equipo electromecánico y demolición de obras civ	F	Cambio en propiedades físicas, químicas y biológicas	-1	2	1	2	2	2	-14	-7,67	0,5	-3,84	Crítico

Fig. 7-5. Matriz de impacto ambiental.

Las siguientes medidas han obtenido un resultado de inaceptables, por lo cual hay que desarrollar planes de acción para reducir el impacto de estas:

Transporte de materiales, maquinaria y equipos: En la etapa de construcción de la instalación, se liberan gases de efecto invernadero tanto en el transporte de equipos, materiales y maquinaria. Para controlar este aspecto, se usarán vehículos eléctricos en la medida de lo posible para el traslado de materiales, además se calculará minuciosamente el material y maquinaria requeridos, para no efectuar traslados de más y utilizar únicamente el material justo y necesario.

Recursos minerales: En la elaboración de los materiales que se utilizan para la instalación fotovoltaica (placas fotovoltaicas, inversor, cables, soportes...), se necesitan recursos naturales para poder construirlos, entre ellos: Silicio o aluminio. Por esta razón, y en la medida de lo posible, se intentarán utilizar materiales reciclados en ciertas partes de la instalación, así como en los soportes o en aislantes y de este modo reducir el consumo de recursos naturales.

Un escalón por debajo, en cuanto a los impactos críticos, los más destacables son los envases materiales y la elaboración de los soportes de las cubiertas.

En cuanto a los envases y/o residuos generados por los materiales, se reciclarán correctamente para así poder alargar su vida útil y no dañar el medio ambiente y en cuanto a los soportes, como se ha comentado anteriormente serán de origen reciclado.

8.2 CÁLCULO DE EMISIONES

El mix de la red eléctrica española publicado por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) a fecha de 20 de abril de 2022 calcula que las emisiones son de 259 g CO_{2eq}/kWh, este dato varía año a año.

La media mensual de consumo energético de esta vivienda unifamiliar es de alrededor de 398,64 kWh. Haciendo un sencillo cálculo:

$$259 \text{ gCO}_2/\text{kWh} * 398,64 \text{ kWh} = 103247,76 \text{ g CO}_2 = 103,25 \text{ kg CO}_2 \text{ mensuales}$$

Mensualmente se emiten 103,25 kg de CO₂ a la atmósfera para satisfacer las necesidades energéticas de esta vivienda unifamiliar.

$$103,25 \text{ kg CO}_2 * 12 \text{ meses} = 1239 \text{ kg CO}_2 \text{ anualmente}$$

Anualmente, la cantidad de emisiones emitida es superior a una tonelada, concretamente 1239 kg de CO₂, lo cual es un valor significativo.

9. DESCRIPCIÓN DE TAREAS

9.1 DIAGRAMA DE GANTT

En este apartado se muestran los plazos estimados para desarrollar el proyecto, elaborados mediante la aplicación Ganttter. En cuanto al equipo de obra, se han estimado 3 trabajadores, entre ellos 2 peones y un oficial de primera.

Se ha estimado un plazo total de 25 días para concluir el proyecto, este se ha dividido en varias etapas, entre ellas: Preparación, montaje de estructuras, montaje de paneles, montaje eléctrico, comprobación y conexión y limpieza y recogida.

A continuación se muestra el diagrama de Gantt.

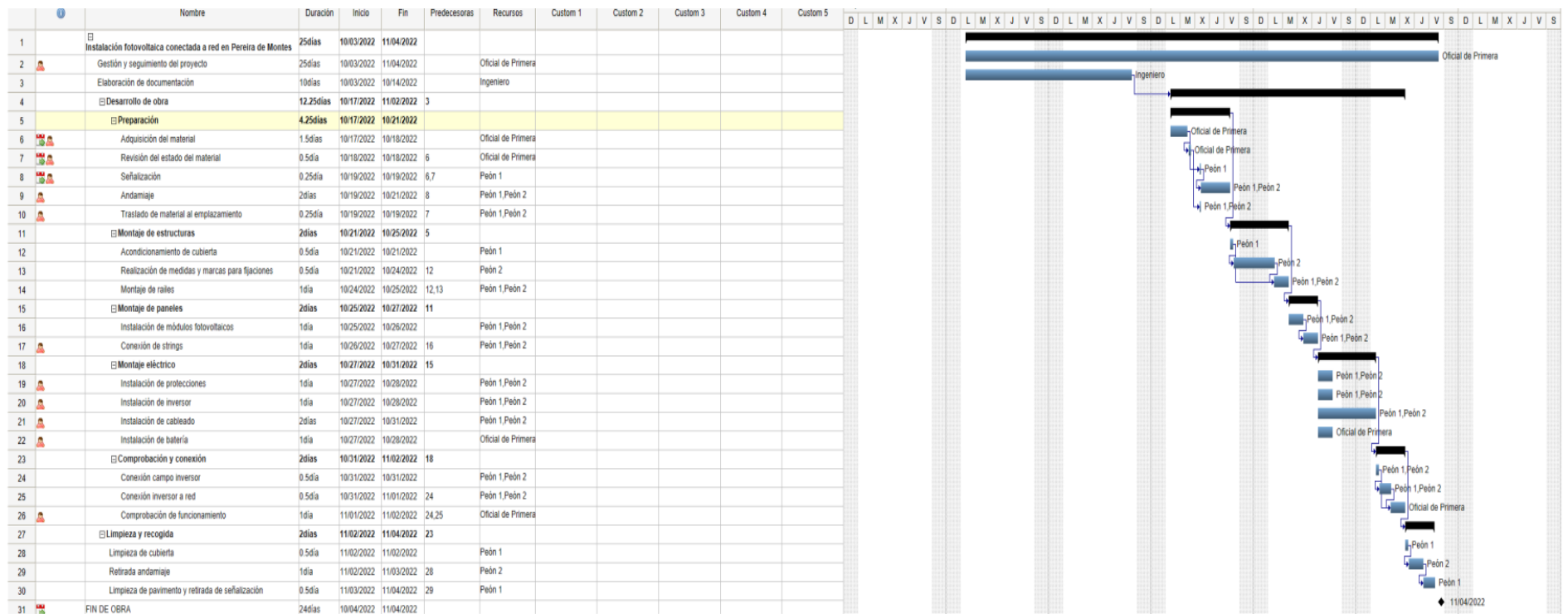


Fig. 9-1. Diagrama de Gantt.

10. CONCLUSIONES

El fomento de las energías renovables siempre es positivo y más por la época que se está pasando. La crisis climática y energética ayudan a impulsar las energías verdes ya que ayudan a reducir las emisiones de CO₂ y a no tener que depender de medios externos para la generación energética, dos aspectos clave hoy en día.

Por otro lado, también supone un ahorro económico notable a largo plazo, incluso teniendo que hacer una inversión económica grande al principio, normalmente en un plazo de entre 7-10 años se recupera toda la cuantía económica y se comienzan a tener ganancias. Además, las ayudas de la Unión Europea facilitan las posibilidades de implantar sistemas de energías renovables en viviendas unifamiliares, ya que estas ayudas se hacen cargo de aproximadamente la mitad del costo total de la instalación.

Por último, cabe destacar que este estudio es de gran ayuda para poner en práctica todo el aprendizaje hecho en los cuatro años de grado y para ver que la teoría cuadra con la realidad, tanto en aspectos fotovoltaicos, como eléctricos o administrativos en este caso.

11. BIBLIOGRAFÍA

[1] «Causas y consecuencias del cambio climático». Fundación Aqueae, <https://www.fundacionaqueae.org/wiki/causas-y-consecuencias-cambio-climatico/>. Accedido 30 de octubre de 2022.

[2] <https://www.factorenergia.com/wp-content/uploads/2016/06/emiliresp.jpg>, Emili Rousaud Socio fundador de factorenergia. «Energía solar: todo lo que tienes que saber». *factorenergia*, <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo/energia-solar/>. Accedido 30 de octubre de 2022.

[3] «Efecto fotoeléctrico (artículo)». *Khan Academy*, <https://es.khanacademy.org/science/ap-chemistry/electronic-structure-of-atoms-ap/bohr-model-of-hydrogen-ap/a/photoelectric-effect>. Accedido 30 de octubre de 2022.

[4] «Tipos de encapsulamiento en células fotovoltaicas». *DiarioRenovables | Energías renovables. Eólica, solar, fotovoltaica, baterías, movilidad sostenible*, <https://www.diariorenovables.com/2017/06/tipos-de-encapsulamiento-en-celulas.html>. Accedido 30 de octubre de 2022. [b]

[5] «Traslación de la Tierra - Concepto, velocidad y consecuencias». *Concepto*, <https://concepto.de/traslacion-de-la-tierra/>. Accedido 30 de octubre de 2022.

[6] *Cómo conectar paneles solares en paralelo o en serie - Atersa Shop*. <https://atersa.shop/como-conectar-paneles-solares-en-paralelo-o-en-serie/>. Accedido 30 de octubre de 2022.

eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes

DOCUMENTO Nº2: CÁLCULOS

Grado: Ingeniería de Energías Renovables

Curso: 2022-2023

Autor: Pérez Castro, Iker

Director: Aguirre Porturas, Iñigo

ÍNDICE

1.CÁLCULOS ELÉCTRICOS	3
1.1 NÚMERO DE PANELES MÁXIMO POR STRING	3
1.2 CABLEADO Y PROTECCIONES	4
1.2.1 Cableado	4
1.2.2 Protecciones	8
1.3 SOPORTES Y RAILES	11
1.3.1 Fijación de los soportes y railes	11
1.3.2 Cálculo de pesos en cubierta	12
2.CÁLCULOS ECONÓMICOS	13
2.1 CÁLCULO DE SUBVENCIÓN	13
2.2 CÁLCULO AMORTIZACIÓN	13

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1.1 NÚMERO DE PANELES MÁXIMO POR STRING

Módulo fotovoltaico: AEG PHOTOVOLTAIC MODULE AS-M1203 350 Wp

Inversor: Huawei SUN2000-4KTL-L1

Temperatura mínima de la célula para una temperatura ambiente de $-1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de 200 W/m^2 :

$$T_{ONC} = 44 \pm 2^{\circ}\text{C}$$

$$T_{cell} = T_a + ((T_{ONC} - 20)/800) \cdot G = -1.5 + \left(\frac{44-20}{800}\right) \cdot 200 = 4,5^{\circ}\text{C}$$

$$\begin{aligned} V_{OC(T_{cell})} &= V_{(OC,mod(STC))} \cdot [1 + ((T_{cell} - 25) \cdot \beta_v) / 100] = \\ &= 42,44 \cdot [1 + \frac{(4,5-25) \cdot (-0,27)}{100}] = 44,78\text{ V} \end{aligned}$$

$$n_{max\text{ paneles}} = \frac{V_{max\text{ inv}}}{V_{oc\text{ mod}(T_{cell})}} = \frac{600}{44,78} = 13,39\text{ paneles} \approx 13\text{ paneles}$$

Tensión en el punto de máxima potencia del módulo a la temperatura máxima de la célula (Se utilizan 40°C de temperatura ambiente):

$$T_{cell} = T_a + ((T_{ONC} - 20)/800) \cdot G = 42 + \left(\frac{44-20}{800}\right) \cdot 1000 = 70^{\circ}\text{C}$$

$$V_{PMP,mod(T_{cell})} = V_{PMP,mod(STC)} \cdot [1 + \frac{(T_{cell}-25) \cdot \beta_v}{100}] = 35,22 \cdot [1 + \frac{(72-25) \cdot (-0,27)}{100}] = 30,92\text{ V}$$

$$n_{min\text{ paneles}} = \frac{V_{PMP\text{ min, inv}}}{V_{PMP,mod(T_{cell})}} = \frac{90\text{ V}}{30,94\text{ V}} = 2,91\text{ paneles} \approx 3\text{ paneles}$$

$$3 < n < 13$$

El número de paneles en serie debe estar comprendido entre 3 y 13 paneles, para que las condiciones de operación sean buenas.

Se puede observar que los resultados obtenidos coinciden con PVSyst.

The screenshot displays the PVsyst software interface, divided into three main sections:

- Seleccione el módulo FV (Select PV module):** Shows a search for 'AEG' modules with specifications: 350 Wp, 30V, Si-mono, AS-M1203-H-350, manufactured from 2020. It indicates approximately 13 modules are needed. Key parameters shown are $V_{mpp}(60^{\circ}C) = 30.9\text{ V}$ and $V_{oc}(-2^{\circ}C) = 45.6\text{ V}$.
- Seleccione el inversor (Select inverter):** Shows a search for 'Huawei Technologies' inverters with specifications: 4.0 kW, 80-600 V, TL, 50/60 Hz, SUN2000-4KTL-L1, manufactured from 2020. It shows 2 MPPT inputs and a maximum input voltage of 600 V. The inverter is configured for 50 Hz and 60 Hz.
- Diseñe el conjunto (Design the array):** Shows 6 modules in series and 2 strings. It displays operating conditions: $V_{mpp}(60^{\circ}C) = 185\text{ V}$, $V_{mpp}(20^{\circ}C) = 215\text{ V}$, and $V_{oc}(-2^{\circ}C) = 273\text{ V}$. The irradiance is set to 1000 W/m². The maximum power is 3.8 kW, and the total system power (STC) is 4.2 kWp.

Fig.1-1 Simulación con PVsyst.

1.2 CABLEADO Y PROTECCIONES

Además del dimensionado del campo fotovoltaico y del inversor es de vital importancia que el resto de componentes que forman parte de la instalación estén dimensionados como es debido.

1.2.1 Cableado

Tramo A: Paneles - inversor

Para realizar estos cálculos hay que plantear la opción más crítica, es decir, cuando los paneles fotovoltaicos dan la tensión máxima. En cuanto a la longitud de los cables, desde la cubierta A hasta el inversor hay una longitud de 10 metros por cada string, para el caso de DC. En cambio, el segmento de AC tiene una longitud de 14 m.

Datos a utilizar:

- $T_{amb\ max}^a = 40^{\circ}C$
- $T_{cable\ max}^a = 70^{\circ}C$
- $C_{cobre\ 70^{\circ}C} = 48\ (S\ m/mm^2)$
- $V_{mpp} = 35,22\ (V)$
- $I_{mpp} = 9,94\ (A)$
- $e = 0,5\ \% = \text{porcentaje de caída de tensión}$
- Factor solar = 0,9
- Cable XLPE
- Factor de potencia = 0,8
- $L_{DC} = 10\ m$
- $L_{AC} = 14\ m$
- Conductores aislados en tubos, en montaje superficial o empotrados en obras. (B)

Se procede a calcular la sección de los cables situados desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor.

Este tramo de la instalación es de DC, por ello se utiliza la siguiente ecuación:

Cálculo por el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * e}$$

Primero se calcula la caída de tensión:

$$V = V_{mpp} * n^{\circ} \text{ de paneles en serie} = 35,22\ V * 6 = 211,32\ V$$

$$211,32\ V * e = 211,32\ V * 0,005 = 1,0566\ V \text{ de caída de tensión}$$

Sustituyendo datos:

$$S = \frac{2 * 10 * 9,94}{48 * 1,0566} = 3,91\ mm^2$$

La sección mínima del cable para poder soportar estas condiciones es de 3,91 mm², la sección más próxima a este valor es la de 4 mm².

Una vez calculada la sección mediante el criterio de caída de tensión, se procede a calcular el área del cable mediante el criterio de intensidad admisible.

Criterio de intensidad admisible:

Se tiene en cuenta el factor solar, por eso es que se divide entre 0,9. Si se observa la figura 1-2, en la fila B, conductores aislados en tubos, en montaje superficial o empotrados en obras y la columna de XLPE2, la intensidad calculada corresponde a una sección de 1,5 mm².

$$I = \frac{9,94 \cdot 1,25}{0,9} = 13,80 \text{ A}$$

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 o 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 XLPE o EPR	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
Cobre	mm ²	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	119	119	131	144	154	154	206
	50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	188	250
	70			149	160	171	188	202	224	244	244	321
	95			189	194	207	230	245	271	296	296	391
	120			236	236	250	274	294	314	348	348	455
150			286	286	302	328	344	374	404	404	525	
185			336	336	354	382	404	434	464	464	601	
240			396	396	416	446	474	504	534	534	711	
300			466	466	488	522	554	584	614	614	821	

Fig. 1-2. Tabla de cálculo de sección

Con estos cálculos, se opta por una sección de cable que permita ambos resultados, por ello se elige una sección de cable de 4 mm².

Tramo B: Inversor-red

Cálculo por el criterio de caída de tensión:

Este tramo es de AC, por ello no se puede utilizar la misma ecuación que en el apartado anterior.

- Corriente máxima AC máxima: 20 A
- e= 0,5 % =porcentaje de caída de tensión
- Cable XLPE
- L_{DC}=10 m

- $L_{AC}=14$ m

Primero se calcula la caída de tensión:

$$220 V * e = 220 V * 0,005 = 1,1 V \text{ de caída de tensión}$$

$$S = \frac{2 * L * I * \cos\phi}{V * e}$$

$$S = \frac{2 * 14 * 20 * 0,8}{48 * (220 * 0,005)} = 8,49 \text{ mm}^2$$

La sección de cable más cercana a este valor es de 10 mm².

Criterio de intensidad admisible:

En este caso los cables van por la parte interna de la vivienda, por lo que no es necesaria la acción solar. Por lo tanto:

$$I = 20 * 1,25 = 25A$$

Mediante la figura 1-2, la fila B y la columna referida a cables XLPE, se obtiene una sección de 2,5 mm².

Con estos cálculos, se opta por una sección de cable que permita ambos resultados, por ello se elige una sección de cable de 10 mm².

Los cables a utilizar son los siguientes:

Tramo A (DC): 4mm² (12 AWG) cable Solar rojo y negro Pv Cable Conductor de cobre XLPE chaqueta TUV certificado.



Fig. 1-3. Cable de 4 mm².

Tramo B (AC): Cable Unifilar 10 mm² SOLAR PV ZZ-F Negro.



Fig. 1-4. Cable de 10 mm².

1.2.2 Protecciones

1.2.2.1 Paneles-Inversor

$$I_{sc} = 10,46 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 42,44 \text{ V}$$

$$P = 350 \text{ W}$$

$$\text{Tensión por string: } 42,44 \text{ V} * 6 = 254,64 \text{ V}$$

$$10,46 \text{ A} * 1,25 = 13,075 \text{ A}$$

Como protección se instalará un interruptor automático de dos polos y DC.

Hay que tener en cuenta que además de esta intensidad debe soportar el voltaje de cada string, por lo tanto el interruptor a utilizar es el siguiente:

Schneider Electric A9N61531 Interruptor Automático Especial de CC, C60H, 500 V, 2P, 16 A, curva C



Fig 1-5. Interruptor automático de los paneles.

1.2.2.2 Batería - Inversor

Potencia inversor: 4000W

Voltaje salida inversor: 220V

Voltaje paquete de baterías : 48 V

$$\frac{4000W}{48V} = 83,33 A$$

$$83,33 * 1,25 = 104,17 A$$

Se utiliza un interruptor automático de dos polos de DC, que cubra la intensidad calculada y la tensión del paquete de baterías.

El interruptor elegido es:

Serie RV303 Interruptor Automático Magneto-térmico 125A Curva C, 10kA



Fig. 1-6. Interruptor de las baterías

1.2.2.3 Inversor - Red

Potencia inversor: 4000W

Voltaje salida inversor: 220 V

$$\frac{4000W}{220V} = 18,19 A$$

$$18,19 * 1,25 = 22,74 A$$

El interruptor seleccionado es de AC con dos polos, y es el siguiente: M9F23220



Fig. 1-7. Interruptor AC

1.3 SOPORTES Y RAILES

1.3.1 Fijación de los soportes y railes

En primer lugar, se evitará la colocación de obstáculos, para así facilitar la bajada del agua en días lluviosos. La cubierta tiene una inclinación de 45° y está formada por teja. Cabe detallar lo que se puede encontrar debajo de cada teja, en este caso hay un aislante de unos 3 cm aproximadamente, posteriormente otro aislante más fino y por último la losa de hormigón de unos 10-15 cm.

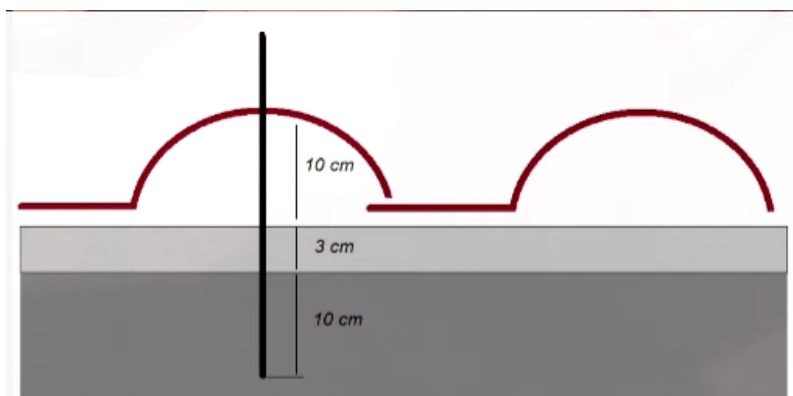


Fig. 1-8. Representación de la composición de la cubierta.

Para fijar las estructuras a la cubierta, se realiza un agujero de unos 16 mm de ancho en las tejas, para después introducir una varilla roscada en el orificio, además de una resina y poliespuma de tejas para realizar una buena fijación.

Una vez colocada correctamente la varilla roscada, se colocan los railes en la parte superior de esta, como se muestra en la figura 1-8.

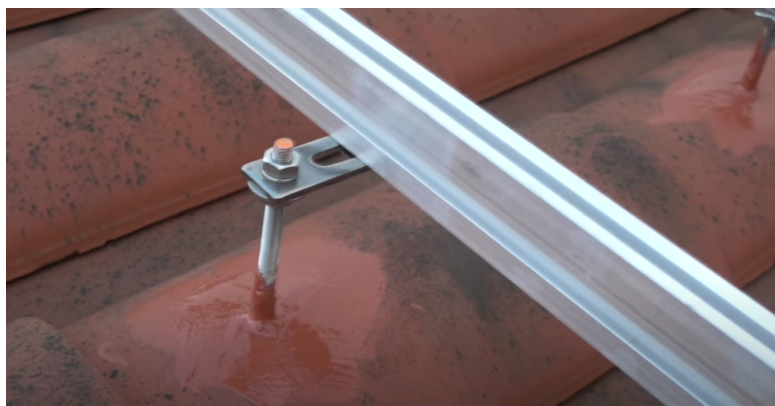


Fig. 1-9. Rail colocado en la varilla roscada.

Por último se colocan los paneles en los raíles, habrá 3 paneles por fila y un total de dos filas tanto en la cubierta A como en la B.

1.3.2 Cálculo de pesos en cubierta

El peso de la instalación en la cubierta se estimará por metro cuadrado, para calcular el peso que se va a tener en la cubierta se va a tener en cuenta el peso de los paneles y raíles, estos tienen un peso de:

- Paneles fotovoltaicos: 19,1 kg
- Raíles: 878 gr/m

Los paneles tienen unas dimensiones de 1,002m x 1,695m.

$$1,002 \text{ m} * 1,692 \text{ m} = 1,695 \text{ mm}^2$$

$$1 \text{ m}^2 * \frac{19,1 \text{ kg}}{1,695 \text{ m}^2} = 11,26 \text{ kg}$$

Esto supone un peso de 11,26 kg por metro cuadrado por cada panel.

En cuanto a los raíles, en cada panel hay dos raíles, uno en la parte superior y otro en la inferior, por ello:

$$0,875 \text{ kg/m} * 1 \text{ m} = 0,875 \text{ kg} \rightarrow \text{como hay dos raíles} \rightarrow 0,875 \text{ kg} * 2 = 1,75 \text{ kg}$$

Por metro cuadrado hay 1,75 kg de peso en raíles.

Sumando ambos componentes:

$$11,26 \text{ kg} + 1,75 \text{ kg} = 13,01 \text{ kg por m}^2$$

Calculando en Newtons:

$$13,01 \text{ kg} * 9,8 \text{ m/s}^2 = 127,50 \text{ N}$$

Por cada metro cuadrado de instalación en la cubierta hay 127,50 N.

Como hay 12 paneles:

$$1,695 \text{ mm}^2 * 12 = 20,34 \text{ m}^2 \rightarrow 20,34 \text{ m}^2 * 127,50 = 2593,35 \text{ N.}$$

2. CÁLCULOS ECONÓMICOS

2.1 CÁLCULO DE SUBVENCIÓN

El gobierno actualmente da ayudas para fomentar el uso de las energías renovables en la sociedad, en cuanto a la energía fotovoltaica se basa en dos parámetros para la cuantía económica. El primero de ellos es la potencia pico de la instalación y se divide en dos grupos, instalaciones menores de 10kW o de 10 kW hasta 100 kW. En este caso, como este proyecto tiene 4,2 kWp, se encuentra en el primer grupo.

El otro de los aspectos a tener en cuenta son los habitantes del municipio, si tiene menos de 5000 habitantes se dará una cantidad y si se supera esta cantidad de población se dará otra cuantía.

Uniendo estos dos aspectos tenemos los siguientes resultados:

- 655 € por kWp de la instalación.
- 505€ por kWh en la batería.

$$12 * 0,35 kW * 655 € = 2.751 €$$

$$4,2 kWh * 505€ = 2.121€$$

Subvención estimada total:

$$2.751€ + 2.121€ = 4.872€$$

2.2 CÁLCULO AMORTIZACIÓN

En este apartado se realiza el cálculo manual de la amortización, para ello se realiza el cálculo del payback utilizando los datos de la inversión, subvención y el ahorro anual.

En primer lugar se realiza el ahorro anual:

Para ello se tiene en cuenta la energía utilizada del sol, que es 3,051 MWh y los excedentes vertidos a red, que son 2,237 MWh.

En primer lugar, se calcula el costo anual energético ahorrado utilizando el precio medio del pool en España.

$$3,051 MWh * 212,03 €/MWh = 646,90 €$$

Después, se obtiene el valor de los excedentes vertidos a red.

$$2,237 MWh * 55 €/MWh = 123,03 €$$

Sumando ambas, se consigue el ahorro anual:

$$646,90 \text{ €} + 123,03 \text{ €} = 769,93 \text{ €}$$

- Inversión (sin IVA): 9.794,03 €
- Inversión (Con IVA); 11.850,78 €
- Subvención: 4.872 €
- Ahorro anual: 769,03 €

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión} - \text{subvención}}{\text{Ahorro}}$$

$$\text{Payback con IVA} = \frac{11.850,78 \text{ €} - 4.872}{769,03 \text{ €}} = 9 \text{ años}$$

Los cálculos realizados son bastante similares a los estimados por la simulación.

Return on investment	
Payback period	8.5 years
Net present value (NPV)	7358.24 EUR
Return on investment (ROI)	149.5 %
Paid dividends	1455.12 EUR

Fig. 2-1. Resultados del Payback PVsyst.

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes

DOCUMENTO N°3: PLANOS

Grado: Ingeniería de Energías Renovables

Curso: 2022-2023

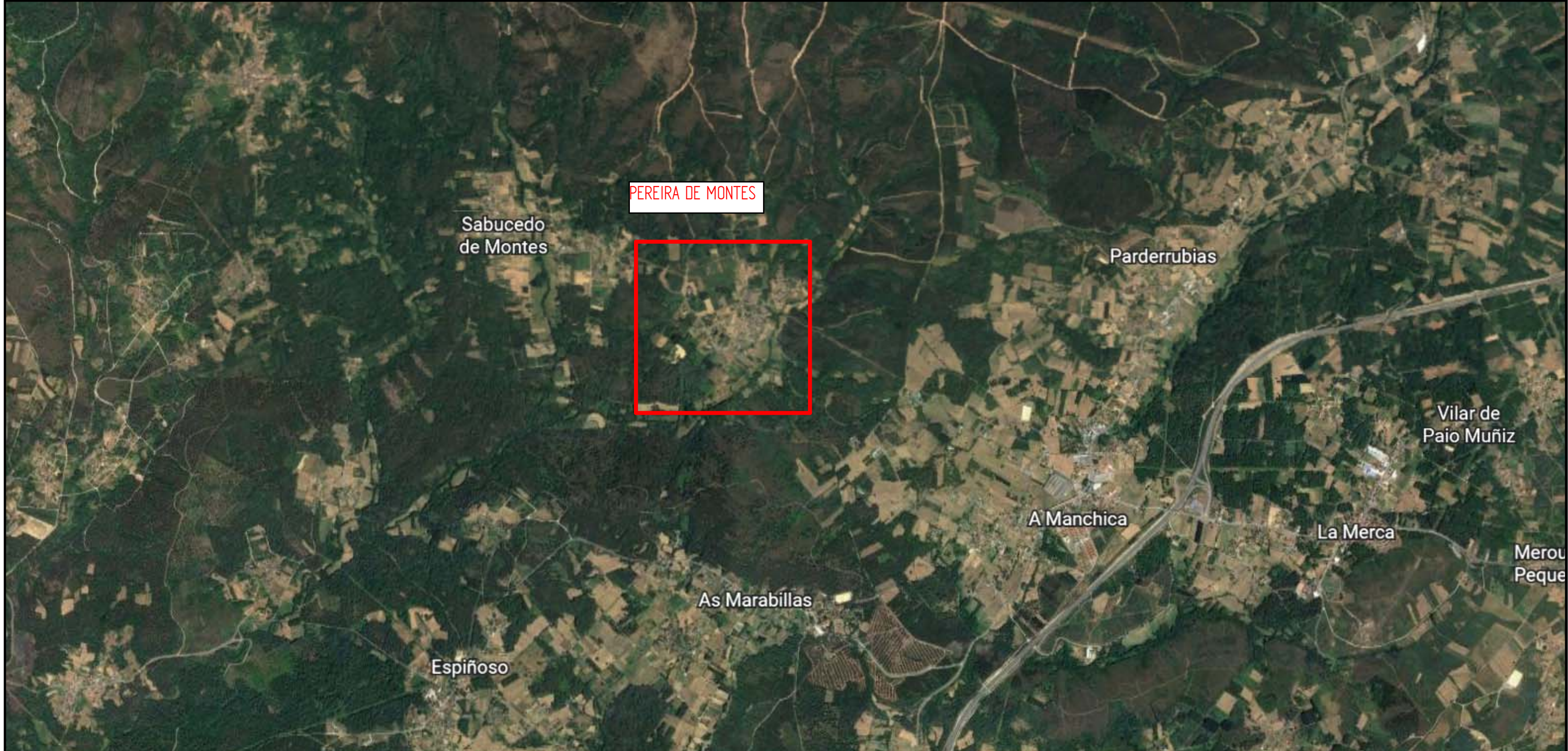
Autor: Pérez Castro, Iker

Director: Aguirre Porturas, Iñigo


ÍNDICE PLANOS

- 1. PLANO N°1: SITUACIÓN**
- 2. PLANO N°2: EMPLAZAMIENTO**
- 3. PLANO N°3: DISTRIBUCIÓN DE PANELES EN CUBIERTA**
- 4. PLANO N°4: DISTRIBUCIÓN DE STRINGS**
- 5. PLANO N°5: ESQUEMA UNIFILAR**
- 6. PLANO N°6: CONEXIÓN DE PANELES**

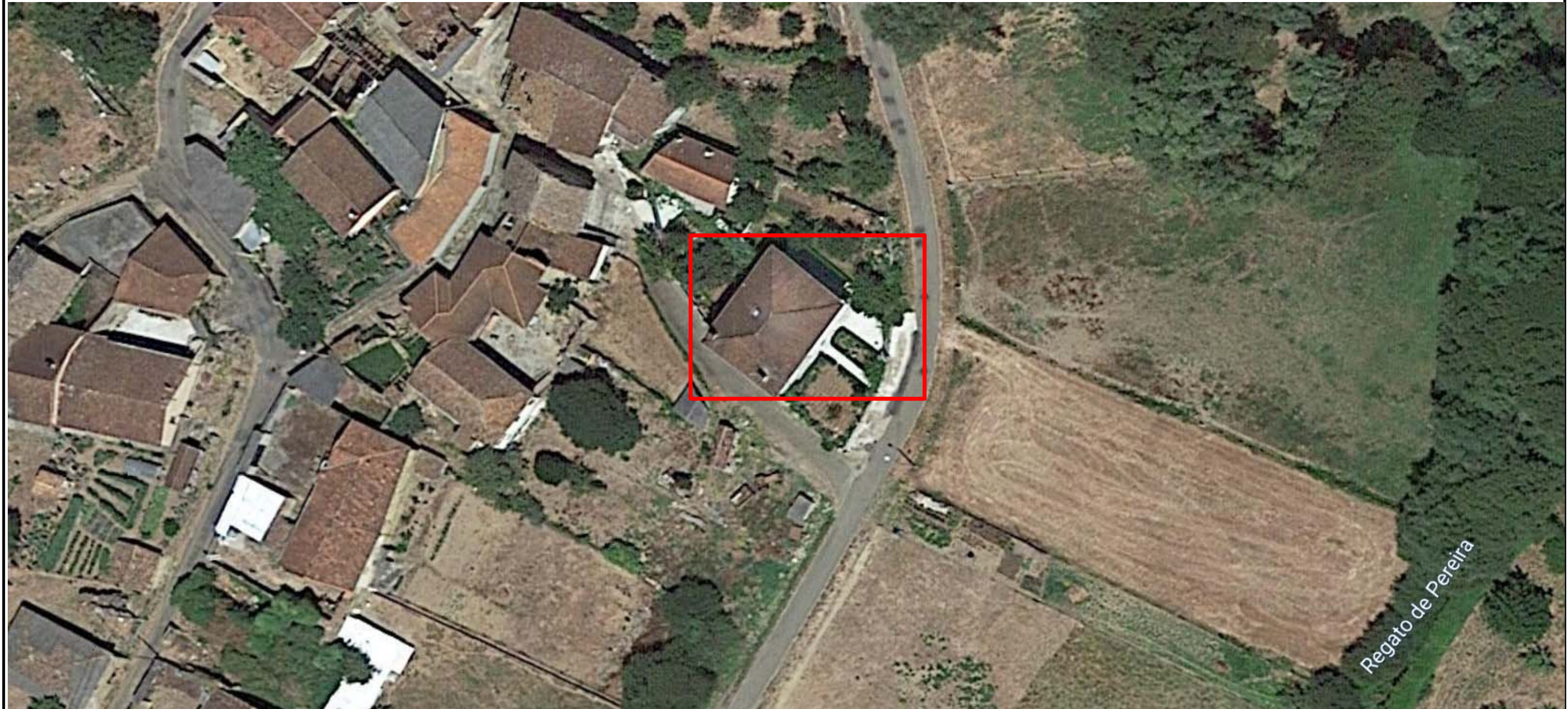
Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado




SOLID EDGE ACADEMIC COPY

	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM
Dibujado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Comprobado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 1	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 2			Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes
			A3 Plano PLANO 1: SITUACIÓN
			Archivo: Plano1 SITUACION.dft
			Hoja 1 de 6

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado




SOLID EDGE ACADEMIC COPY

	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes
Dibujado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Comprobado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 1	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 2			
	 UPV EHU		A3 Plano PLANO 2: EMPLAZAMIENTO Archivo: PLANO 2 EMPLAZAMIENTO.dft Hoja 2 de 6

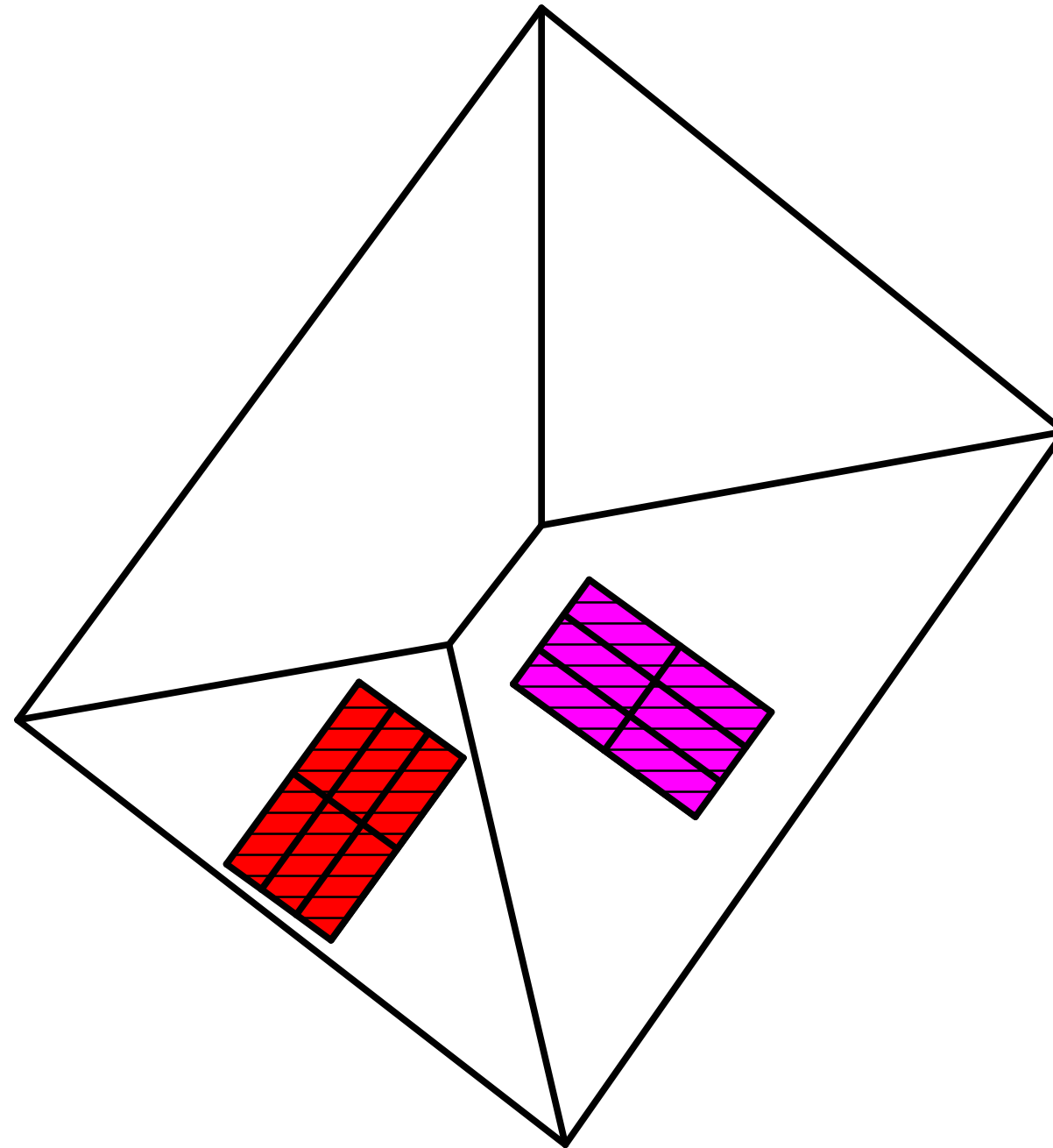
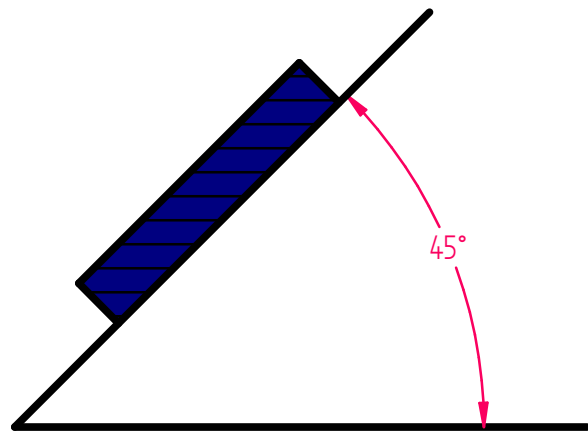
Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado




SOLID EDGE ACADEMIC COPY

	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes
Dibujado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Comprobado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 1	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 2			
	<small>erman ta zabal zazu</small>  UPV EHU		A3 Plano PLANO 3: DISTRIBUCIÓN DE PLACAS SOLARES EN CUBIERTA Archivo: DISTRIBUCIÓN DE PANELES EN CUBIERTA Hoja 3 de 6

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM
Dibujado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Comprobado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 1	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 2			Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes
	 UPV EHU		A3 Plano PLANO 4: DISTRIBUCIÓN DE STRINGS
			Archivo: DISTRIBUCIÓN DE STRINGS
			Hoja 4 de 6

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

6 MÓDULOS POR STRING

2 STRINGS

INVERSOR 4kW

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

BATERÍA

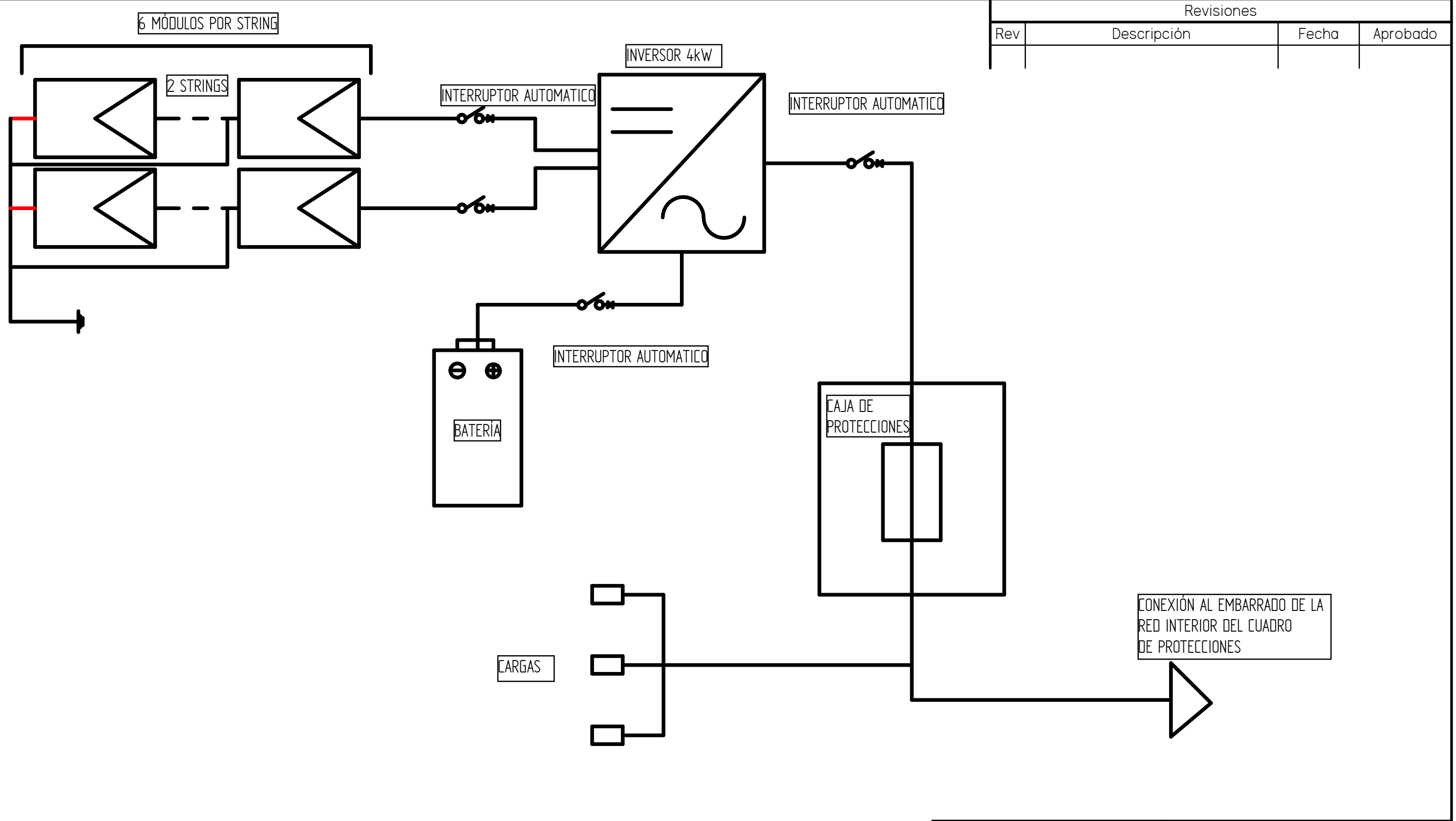
CAJA DE PROTECCIONES


CARGAS

CONEXIÓN AL EMBARRADO DE LA RED INTERIOR DEL CUADRO DE PROTECCIONES

Revisiones

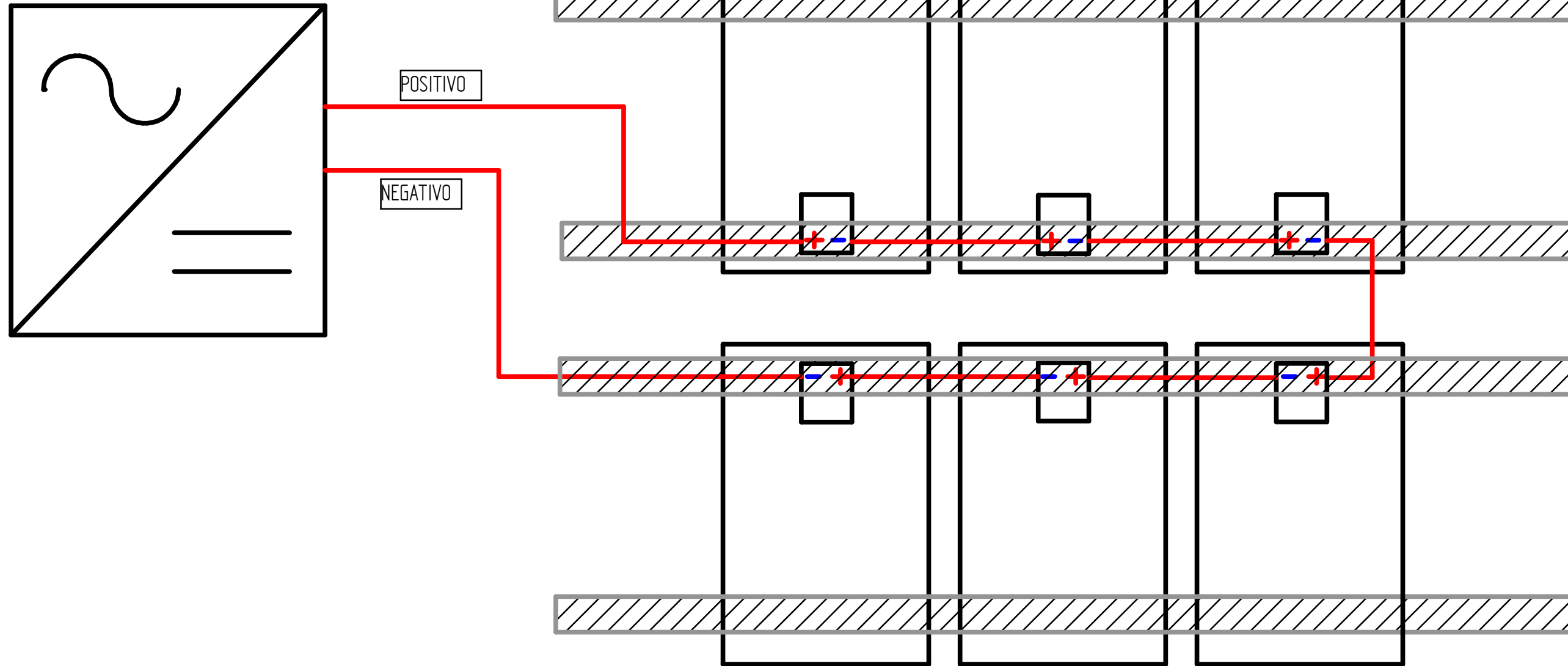
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado




Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM	
Dibujado IKER PÉREZ	21/09/2022	Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes	
Comprobado IKER PÉREZ	21/09/2022		
Aprobado 1 IKER PÉREZ	21/09/2022		
Aprobado 2		A3	Plano PLANO 5: ESQUEMA UNIFILAR
 UPV EHU		Archivo: PLANO 5 ESQUEMA UNIFILAR.dft Hoja 5 de 6	

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



SOLID EDGE ACADEMIC COPY

	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM Título Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes
Dibujado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Comprobado	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 1	IKER PÉREZ	21/09/2022	
Aprobado 2			
	 UPV EHU		A3 Plano PLANO 6: CONEXION DE LOS PANES FOTOVOLTAICOS CONEXIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS Hoja 1 de 6

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes

DOCUMENTO N°4: PLIEGO DE CONDICIONES

Grado: Ingeniería de Energías Renovables

Curso: 2022-2023

Autor: Pérez Castro, Iker

Director: Aguirre Porturas, Iñigo

ÍNDICE

1. DISEÑO	5
1.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	5
1.2 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA	6
2. Componentes y materiales	7
2.1 GENERALIDADES	7
2.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	7
2.3 ESTRUCTURA SOPORTE	9
2.4 INVERSORES	10
2.5 CABLEADO	12
2.6 CONEXIÓN A RED	12
2.7 MEDIDAS	12
2.8 PROTECCIONES	12
2.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTÁICAS	12
2.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA	13
3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS	15
3.1 DOCUMENTO-ALBARÁN	15
3.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	15
3.3 PRUEBAS A REALIZAR	15
3.4 RECEPCIÓN PROVISIONAL DE LA INSTALACIÓN	15
3.5 RESPONSABLE	16
3.6 ELEMENTOS SUMINISTRADOS	16
3.7 REPARACIÓN FALLAS FUNCIONAMIENTO	16
4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	17
4.1 GENERALIDADES	17
4.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	17
4.3 GARANTÍAS	18

1. DISEÑO

1.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

1.1.1 Generalidades

1.1.1.1 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

1.1.1.2 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

1.1.2 Orientación e inclinación y sombras

1.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la figura 1.1. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fig. 1-1. Pérdidas máximas

1.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 1.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

1.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

1.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

1.2 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

1.2.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

1.2.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

1.2.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

2. COMPONENTES Y MATERIALES

2.1 GENERALIDADES

2.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

2.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

2.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

2.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución

2.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

2.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

2.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

2.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

2.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

2.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las

siguientes normas: – UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. – UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo. – UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación. Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción. Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente. Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

2.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

2.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

2.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

2.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

2.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

2.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

2.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

2.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

2.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

2.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

2.3 ESTRUCTURA SOPORTE

2.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

2.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

2.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

2.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

2.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

2.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

2.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

2.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojará sombra sobre los módulos.

2.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

2.3.10 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

2.3.11 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

2.3.12 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

2.3.13 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

2.4 INVERSORES

2.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

2.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

2.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc. Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004,

relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

2.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

2.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

2.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

2.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

2.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en "vacío") en "stand-by" o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida. 2.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

2.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

2.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

2.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

2.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

2.5 CABLEADO

2.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

2.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

2.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

2.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

2.6 CONEXIÓN A RED

2.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.7 MEDIDAS

2.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2.8 PROTECCIONES

2.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

2.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTÁICAS

2.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

2.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

2.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

2.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

3.1 DOCUMENTO-ALBARÁN

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

3.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

3.3 PRUEBAS A REALIZAR

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

3.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

3.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

3.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

3.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

3.4 RECEPCIÓN PROVISIONAL DE LA INSTALACIÓN

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

3.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

3.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

3.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

3.5 RESPONSABLE

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

3.6 ELEMENTOS SUMINISTRADOS

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

3.7 REPARACIÓN FALLAS FUNCIONAMIENTO

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

4.1 GENERALIDADES

4.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos un año.

4.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

4.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

4.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red.

4.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma: – Mantenimiento preventivo. – Mantenimiento correctivo.

4.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

4.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

4.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

4.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

4.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

4.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.3 GARANTÍAS

4.3.1 Ámbito general de la garantía

4.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

4.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

4.3.2 Plazos

4.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

4.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

4.3.3 Condiciones económicas

4.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

4.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

4.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

4.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

4.3.4 Anulación de la garantía

4.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 4.3.3.4.

4.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

4.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

4.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

4.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

4.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

Instalación fotovoltaica conectada a red en Pereira de Montes

DOCUMENTO Nº5: PRESUPUESTO

Grado: Ingeniería de Energías Renovables

Curso: 2022-2023

Autor: Pérez Castro, Iker

Director: Aguirre Porturas, Iñigo

RESUMEN DE PRESUPUESTO

En este apartado se muestra el monto total de la instalación y el desglose de todos los precios necesarios

CAPÍTULO 1: BIENES DE EQUIPAMIENTO	TOTAL	5.281,46€
CAPÍTULO 2: EJECUCIÓN DE OBRA	TOTAL	2.802,57 €
CAPÍTULO 3: SEGURIDAD Y SALUD	TOTAL	200,00€
CAPÍTULO 4: GESTIÓN DE RESIDUOS	TOTAL	150,00€
CAPÍTULO 5: LEGALIZACIÓN Y TRAMITACIÓN	TOTAL	400,00€
CAPÍTULO 6: INGENIERÍA	TOTAL	960,00 €
	TOTAL	9.794,03 €
	IVA 21%	2.056, 75€ €
	TOTAL+IVA	11.850,78 €

El monto total de la instalación asciende a 11.850,78€

código	unidad	Descripción	precio unitario	medición	Importe
CAPÍTULO 1: BIENES DE EQUIPAMIENTO					
Subcapítulo. Material necesario para la instalación					
Panel fotovoltaico	ud.	Panel fotovoltaico AEG AS-350AS-M1203-350W. Módulo fotovoltaico monocristalino y encapsulamiento EVA , de 19,1 kg y con medidas 1692 mm x 1002 mm x 35 mm.	114 €	12	1.368,00 €
Inversor	ud.	Suministro de inversor Canadian Solar CSI-4KTL1P-GI-FL fotovoltaico híbrido monofásico. Con eficiencia máxima de 98% . Interruptor DC integrado, diseño compacto y con 5 años de garantía.Totalmente instalado y puesto en marcha.	1.187,20 €	1	1.187,20 €
Batería	ud.	Bateria Panasonic Litio-Ion DCB102Z. Con voltaje nominal de 48.1 V, eficiencia Coulombica de 96% y capacidad en C10 de 54 Ah a una temperatura de referencia de 20°C	801,52 €	2	1.603,04 €
Cable DC	m.	Cable 4mm² (12 AWG), cable solar rojo y/o negro PV. Conductor de cobre XLPE chaqueta TUV certificado.	1,84 €	20	36,80 €
Cable AC	m.	Cable 10 mm² SOLAR PV ZZ-F Negro, especial para instalaciones eléctricas. Se trata de un cable de potencia libre de halógenos. El cable Solar ZZ-F es un cable flexible de potencia diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes, como por ejemplo las conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones en edificios	1,47 €	14	20,58 €
Sensor	ud.	Sensor de irradiancia 3S-IS, con celula solar monocristalina y resistencia IP68	123,95 €	1	123,95 €
Sensor	ud.	Sensor de velocidad de viento 3S-WS-PLS-P, con rango de medición de 0,9 a 60 m/s, dimensiones de 76mm x 174 mm y protección IP67	105,34 €	1	105,34 €
Sensor	ud.	Sensor de dirección de viento 3S-WD-I, con rango de medición de 0 a 359 °, altura e 254 mm y protección IP65.	51,62 €	1	51,62 €

Sensor	ud.	Sensor de temperatura ambiente 3S-AT-18B20 , con precisión de ± 0.5 °C, protección IP65 y conexión técnica de un solo cable.	134,78 €	1	134,78 €
Sensor	ud.	Sensor de temperatura de panel 3S-MT-18B20 , con precisión de ± 0.5 °C, protección IP67 y conexión con técnica de bus de un solo cable.	103,26 €	1	103,26 €
Smartlogger	ud.	Smartlogger 1000 , registrador de datos meteorológicos.	546,89 €	1	546,89 €
				TOTAL	5.281,46 €
CAPÍTULO 2: EJECUCIÓN DE OBRA					
Subcapítulo 2.1 Soporte		Estructura soporte			
Estructura	ud.	Estructura soporte: SOPORTE COPLANAR para 1 módulos, para montaje en cubierta superpuesta y paralelo a la cubierta.	48 €	12	577,32 €
Subcapítulo 2.2 Protecciones					
Interruptor automático	ud.	Schneider Electric A9N61531 interruptor automático Especial de CC, C60H, 500 V, 2P, 16 A, curva C	39,95 €	2	79,90 €
Interruptor automático magnetotérmico	ud.	RV 303 Interruptor Automático Magneto-térmico 125A Curva C	63,00 €	1	63,00 €
Interruptor seccionador	ud.	El interruptor seleccionado M9F23220 de AC con dos polos.	71,95 €	1	71,95 €
2.3 Monitorización					
Cable red	m.	CABLE RED ETHERNET UTP CAT6 (1M)	1,02 €	20	20,40 €
Configuración	-	Configuración de la monitorización	190,00 €	1	190,00 €
Subcapítulo 2.3 Mano de obra.					
Mano de obra	horas	SERVICIO - MANO DE OBRA Instalación del autoconsumo llave en mano por empresa acreditada, con todas las garantías de producto	1.800,00 €	-	1.800,00 €

Subcapítulo 2.4 Mantenimiento					
				TOTAL	2.802,57 €
CAPÍTULO 3: SEGURIDAD Y SALUD					
3.1		Estudio Básico de Seguridad y Salud	200,00 €	1	200,00 €
				TOTAL	200,00 €
CAPÍTULO 4: GESTIÓN DE RESIDUOS					
4.1		Gestión de Residuos	150,00 €	1	150,00 €
				TOTAL	150,00 €
CAPÍTULO 5: LEGALIZACIÓN Y TRAMITACIÓN					
5.1		Gestión de subvención.	200€	1	200€
5.2		Legalización de la instalación para venta de excedentes	200€	1	200€
				TOTAL	400,00 €
CAPÍTULO 6: INGENIERÍA					
6.1	-	Cálculos e ingeniería	960€	1	960€
				TOTAL	960€
SUBVENCIÓN					
		Se calcula una subvención de la instalación de 4.872€			
TOTAL CAPÍTULO				TOTAL	9.794,03 €
				IVA 21%	2.056,75
				TOTAL+IVA	11.850,78 €