



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UNA
VIVIENDA UNIFAMILIAR**

**D. SAMUEL VIVAS RAMOS
TUTOR: D. CRISTIAN BLANCO CHARRO**

FECHA: Febrero-2021

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Emiliano y Carmen, por sentir su apoyo constante sobre todo en los momentos más difíciles, así como a mi abuela Adela, por permitirme revolucionar su vida.

A cada uno de los profesores de la Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón que han formado parte de mi etapa universitaria ayudándome a crecer tanto en lo académico como en lo personal, y en especial, a mi tutor Cristian Blanco, por su consejos y ayuda constante en la realización de esta memoria.

Por último, a mi abuelo Felipe que allí donde se encuentre, me ha enviado toda su fuerza y se sentiría orgulloso de este momento.

RESUMEN

Esta memoria recoge el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red situada sobre el tejado de una vivienda unifamiliar destinada al autoconsumo y a la inyección a red de la energía excedentaria. Esta vivienda se ubicará en el municipio de Oleiros (La Coruña).

Una vez diseñada y seleccionados todos los componentes de la instalación, mediante el software PVsyst se verifican los resultados iniciales y también se obtiene la producción energética de la misma.

Se finaliza este documento con un análisis energético y económico de dicha instalación fotovoltaica.

ÍNDICE

1. OBJETIVOS.....	9
2. INTRODUCCIÓN	10
2.1.- ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
2.2.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	13
2.2.1.- Energía solar fotovoltaica en España	14
2.2.2.- Radiación solar	16
2.2.3.- Célula solar o fotovoltaica	18
3. INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS	22
3.1.- TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	22
3.1.1.- Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.....	22
3.1.2.- Instalaciones fotovoltaicas aisladas	23
3.2.- COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	25
4. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	31
4.1.- DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA UNIFAMILIAR	31
4.2.- SITUACIÓN GEOGRAFÍA	32
4.3.- DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	33
4.4.- SELECCIÓN DE COMPONENTES.....	37
4.4.1.- Módulo fotovoltaico	37
4.4.2.- Estructura soporte	39
4.4.3.- Inversor	39
4.4.4.- Contador bidireccional.....	40
4.5.- DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	41
5. SIMULACIÓN CON PVSYS.....	51
5.1.- ORIENTACIÓN.....	52
5.2.- SISTEMA.....	53
5.3.- SOMBREADOS CERCANOS.....	54
5.4.- GENERACIÓN DE RESULTADOS	57
6. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y ECONÓMICO	58
6.1.- BALANCE ENERGÉTICO	58
6.2.- ANÁLISIS ECONÓMICO	63

6.2.1.-	Presupuesto instalación.....	63
6.2.2.-	Ayudas y subvenciones.....	66
6.2.3.-	Tarifa eléctrica	69
6.2.4.-	Análisis de retorno de la inversión y viabilidad del sistema	71
7.	PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO	75
7.1.-	DESCRIPCIÓN DE TAREAS Y DIAGRAMA DE GANTT.....	75
8.	CONCLUSIONES	78
8.1.-	APLICACIONES FUTURAS	79
9.	BIBLIOGRAFÍA	80

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA [27].	15
FIGURA 2.2.- IRRADIANCIA GLOBAL MEDIA ESPAÑA (1983-2005) [1].	16
FIGURA 2.3.- TIPOS DE RADIACIÓN SOBRE UNA SUPERFICIE [14].	17
FIGURA 2.4.- ESTRUCTURA DE UNA CÉLULA SOLAR [16].	18
FIGURA 2.5.- UNIÓN P-N [8].	19
FIGURA 2.6.- TIPOS DE CÉLULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS [17].	20
FIGURA 3.7.- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	22
FIGURA 3.8.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED [7].	23
FIGURA 3.9.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA [10].	24
FIGURA 3.1.- CONFIGURACIÓN DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO [7].	25
FIGURA 3.2.- CURVA TENSIÓN-INTENSIDAD Y CURVA DE POTENCIA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO [7].	26
FIGURA 3.3.- INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA Y DE LA TEMPERATURA EN LA CURVA V-I [3].	27
FIGURA 3.4.- HOJA DE CARACTERÍSTICAS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO [3].	28
FIGURA 3.5.- GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL [3].	29
FIGURA 4.1.- UBICACIÓN DE LA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN ESPAÑA [18].	32
FIGURA 4.2.- UBICACIÓN DE LA VIVIENDA UNIFAMILIAR EN EL PROPIO MUNICIPIO [18].	33
FIGURA 4.3.- INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS [19].	34
FIGURA 4.4.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE UN TEJADO [28].	36
FIGURA 4.5.- MÓDULO JKM400M-72H-V [3].	37
FIGURA 4.6.- ESTRUCTURA SOPORTE MÓDULO [3].	39
FIGURA 4.7.- INVERSOR PRIMO 5.0-1 [3].	40
FIGURA 4.8.- FRONIUS SMART METER 63A-1 [3].	41
FIGURA 5.1.- SITUACIÓN GEOGRÁFICA.	51
FIGURA 5.2.- DATOS METEOROLÓGICOS.	52
FIGURA 5.3.- INCLINACIÓN Y AZIMUT DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	53
FIGURA 5.4.- SISTEMA.	54
FIGURA 5.5.- ESQUEMA 3D DE LA INSTALACIÓN.	55
FIGURA 5.6.- ANÁLISIS DE SOMBRAS EN EL SOLSTICIO DE INVIERNO.	56
FIGURA 5.7.- DIAGRAMA DE PÉRDIDAS POR SOMBREADO.	56
FIGURA 6.1.- GRÁFICAS ANUALES DE GENERACIÓN Y CONSUMO.	60
FIGURA 6.2.- GRÁFICAS DE GENERACIÓN Y CONSUMO EN UNA SEMANA DE INVIERNO.	60
FIGURA 6.3.- GRÁFICAS DE GENERACIÓN Y CONSUMO EN UNA SEMANA DE VERANO.	61
FIGURA 6.4.- GRÁFICA DEL BALANCE ANUAL.	62

FIGURA 6.5.- GRÁFICAS DEL BALANCE EN UNA SEMANA DE INVIERNO Y EN OTRA DE VERANO.....	62
FIGURA 6.6.- DESGLOSE DE COSTES.....	66
FIGURA 7.1.- FASES DEL PROYECTO.....	76
FIGURA 7.2.- DIAGRAMA DE GANTT.....	77

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1.- COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS [21],[22].	21
TABLA 4.1.- COMPARACIÓN DE DIFERENTES FABRICANTES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [3].	38
TABLA 4.2.- CARACTERÍSTICAS MÓDULO JKM400M-72H-V [3].	38
TABLA 4.3.- CARACTERÍSTICAS INVERSOR PRIMO 5.0-1 [3].	40
TABLA 6.1.- CONSUMO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DE LA VIVIENDA UNIFAMILIAR [23].	59
TABLA 6.2.- PRECIOS UNITARIOS Y TOTALES.	64
TABLA 6.3.- PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	65
TABLA 6.4.- CUANTÍA MÁXIMA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	67
TABLA 6.5.- COMPONENTES SUBVENCIONABLES.	68
TABLA 6.6.- ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO [4],[13],[30].	71
TABLA 6.7.- FACTURA ELÉCTRICA.	71
TABLA 6.8.- TIEMPO DE RETORNO DE INVERSIÓN.	72
TABLA 6.9.- CÁLCULO DEL VAN.	74

1. Objetivos

El presente documento tiene como objetivo principal el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 10 kW conectada a red situada sobre el tejado de una vivienda unifamiliar con el fin de generar energía eléctrica para el autoconsumo y la posibilidad de vender los excedentes a la red para obtener un beneficio económico con ello.

Para el diseño de dicho proyecto se tiene en cuenta toda la normativa actual aplicable en el territorio español para este tipo de instalaciones.

Desde el punto de vista académico, se aspira alcanzar los siguientes objetivos:

- Familiarizarse con los diferentes conceptos que engloban las instalaciones solares fotovoltaicas.
- Resolver una situación real de ingeniería.
- Emplear programas de ámbito profesional para facilitar el dimensionamiento de la instalación y la obtención de resultados.
- Ser capaces de la búsqueda y aplicación de la normativa que rige las instalaciones fotovoltaicas en el estado español.
- Obtener una solución a la situación planteada y su posterior justificación.
- Elaborar un presupuesto acorde al estudio realizado y un análisis de su viabilidad económica.

2. Introducción

2.1.- ENERGÍAS RENOVABLES

A lo largo de la historia, las fuentes de energías renovables fueron utilizadas por el ser humano en paralelo con la energía animal hasta la llegada de la “Revolución Industrial” donde la aparición del carbón tuvo una gran aceptación por presentar una densidad energética muy superior a la de la biomasa y por tener un bajo coste. Más adelante, el petróleo sustituyó al carbón en numerosas aplicaciones debido a su mayor limpieza, poder calorífico y a su carácter fluido y ya en el siglo XX surge un nuevo recurso, más limpio y con mayores reservas, el gas natural.

En estos últimos años, pensando en la futura extinción de las fuentes de energía fósiles, en la enorme dependencia que tienen muchos países de estas, en el progresivo incremento de su coste y en los problemas medioambientales procedentes de su explotación, transporte y consumo, se está produciendo un renacer de las energías renovables. Por tanto, se concluye que la sostenibilidad energética vendrá dada en un futuro próximo por el empleo de las energías renovables [32].

Se denominan energías renovables a las energías que se obtienen por medio de fuentes naturales que por sus características se consideran inagotables, debido a la cantidad de energía que contienen o por su capacidad de regeneración. Son respetuosas con el medio ambiente, y aunque causen efectos negativos sobre él, estos efectos son mucho menores que los impactos ambientales que pueden ocasionar las energías convencionales como los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) energía nuclear... [8],[32].

Las energías fósiles se crearon a partir de la energía solar que llegaba a la tierra y que por el efecto de la fotosíntesis se convertía en materia vegetal fijándose parte del carbono existente en

la atmósfera. Este proceso necesitó miles de años y la energía obtenida se consumirá solamente en 300 años.

Por el contrario, las energías renovables se originan a partir del Sol, ya sea de manera directa o indirecta. El Sol es la fuente de energía de nuestro planeta recibándose en forma de radiación que retiene la atmósfera y permite que la Tierra tenga prácticamente una temperatura constante posibilitando que haya vida. La radiación solar además de proporcionar luz, también se transforma en biomasa por medio del efecto de la fotosíntesis, en viento por los gradientes térmicos que se producen en la atmósfera o en energía hidráulica por la evaporación de los mares [32].

A partir de las energías renovables se pueden obtener las dos formas de energías más empleadas: **calor y electricidad.**

Las ventajas que presentan las energías renovables son las siguientes:

- No emiten gases contaminantes.
- No generan residuos peligrosos.
- Se pueden instalar en zonas de ámbito rural y aisladas.
- Disminuyen la dependencia de suministros externos.

Existen diferentes tipos de energías renovables:

- **Energía eólica:** La energía del sol provoca diferentes niveles de calentamiento y presión en superficie y en la atmósfera terrestre que tienden a eliminarse con la circulación de aire que denominamos viento. Por consiguiente, la energía eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del viento para la obtención de electricidad. El dispositivo utilizado para la transformación de la fuerza del viento en electricidad es el aerogenerador o generador eólico.
- **Energía hidráulica:** La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía potencial asociada a los saltos de agua provocados por la diferencia de altura que hay entre dos puntos de un río. Las centrales hidroeléctricas son las encargadas de transformar en

energía eléctrica el movimiento de las turbinas que se genera al precipitar una masa de agua entre dos puntos situados a diferente altura.

- **Energía geotérmica:** Es la energía que se encuentra en el interior de la Tierra en forma de calor. Se manifiesta por medio de procesos geológicos como volcanes, géiseres que expulsan agua caliente y las aguas termales. A partir de una profundidad aproximada de dos metros, la temperatura de la Tierra no sufre cambios bruscos de temperatura. Ese efecto es aprovechado para fines térmicos en sistemas basados en bomba de calor. La conversión de la energía geotérmica en electricidad consiste en la utilización de un vapor, que pasa a través de una turbina conectada a un generador que produce la electricidad.
- **Energía biomasa:** La fuente de la biomasa son las plantas, que necesitan del Sol para realizar la fotosíntesis. Es la energía renovable con mayor potencial, ya que la fotosíntesis permite convertir la energía solar en materia orgánica de la cual se consiguen los combustibles.
- **Energía mareomotriz:** Es la energía producida por los mares y océanos. Se aprovecha el movimiento de agua originado por las mareas para producir electricidad mediante turbinas acopladas a generadores eléctricos. También se emplea la energía producida por el movimiento de las olas, denominada **energía undimotriz**.
- **Energía solar** Es la energía procedente del Sol, en forma de radiación electromagnética. En función del proceso utilizado y del tipo de energía final obtenida, se diferencian dos tipos:
 - Energía solar **fotovoltaica:** se produce de forma directa la electricidad mediante células de material semiconductor denominadas fotovoltaicas.
 - Energía solar **térmica:** se utiliza la energía solar para elevar la temperatura de un fluido, cuyo calor puede emplearse para la calefacción, el calentamiento de piscinas climatizadas, y principalmente para la producción de agua caliente sanitaria, es decir, la utilizada en baños, duchas, lavadoras, lavavajillas... [8],[32].

2.2.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como se citó anteriormente, la energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa. Esta forma de obtener directamente electricidad, a partir de la luz del Sol, se denomina efecto fotovoltaico. Este fenómeno fue descubierto por el físico Edmond Becquerel, en el año 1839. Para lograrlo, se necesita un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica, es decir, una célula fotovoltaica.

A finales del siglo XIX, el profesor W.Grylls Adams junto con R.Evans Day, un estudiante suyo, experimentaron el efecto de la luz sobre el selenio, comprobando que se creaba un flujo de electricidad, que denominaron “fotoeléctrica”. En el año 1883, Charles Fritts construyó la primera célula solar, recubriendo una muestra de selenio semiconductor con una fina capa de oro.

A principios del siglo XX, Albert Einstein ofreció la explicación teórica del efecto fotoeléctrico. En año 1946 se produce la primera patente de célula fotovoltaica, y en 1954 se descubre en los laboratorios Bell la sensibilidad a la luz de los semiconductores de silicio dopados con impurezas.

Desde finales de la década de 1950, la carrera espacial tuvo gran influencia en el desarrollo de células solares para alimentar eléctricamente a los satélites artificiales. En 1970 se fabrica la primera célula de arseniuro de galio (GaAs), material que predominó en la fabricación de células fotovoltaicas hasta la década de 1980. Actualmente, el empleo de células de silicio ha sustituido casi en su totalidad a las de GaAs [21],[26].

2.2.1.- Energía solar fotovoltaica en España

La energía solar fotovoltaica nace en España en 1984 cuando se instala la primera central fotovoltaica conectada a red con una potencia de 100 kWp en San Agustín de Guadalix (Madrid) siendo la única durante casi 10 años. En 1993 se unieron cuatros sistemas más con una potencia de 2,7 kWp cada uno que dieron paso a sucesivos proyectos como la creación de una central de 1 MW en Toledo. A finales de 1995 la potencia total instalada era de 1,6 MW. Posteriormente al publicarse el Real Decreto 2818/1998 se establecieron primas de 60 pesetas para sistemas con potencia nominal inferior a 5 kWp y 30 pesetas para sistemas con potencia superior a 5 kWp.

A pesar de todas estas acciones, la energía solar fotovoltaica representaba una parte muy pequeña dentro de las renovables (6,5 %) en el año 2004. Con motivo de esta insuficiencia se produjeron cambios en la legislación con el objetivo de que en el año 2010 representase al menos el 12 % dentro del conjunto renovable con una potencia de 400 MW. Por tanto, el gran salto se produce en 2007 con las primas y tarifas reguladas fijas. Con este cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas resultaron muy beneficiadas y en dos años pasó a multiplicarse por 27 la potencia instalada a finales de 2006 [2].

El siguiente gráfico muestra como fue evolucionando la potencia instalada en España desde el año 2006 hasta noviembre del 2020.

Evolución potencia instalada nacional (MW)

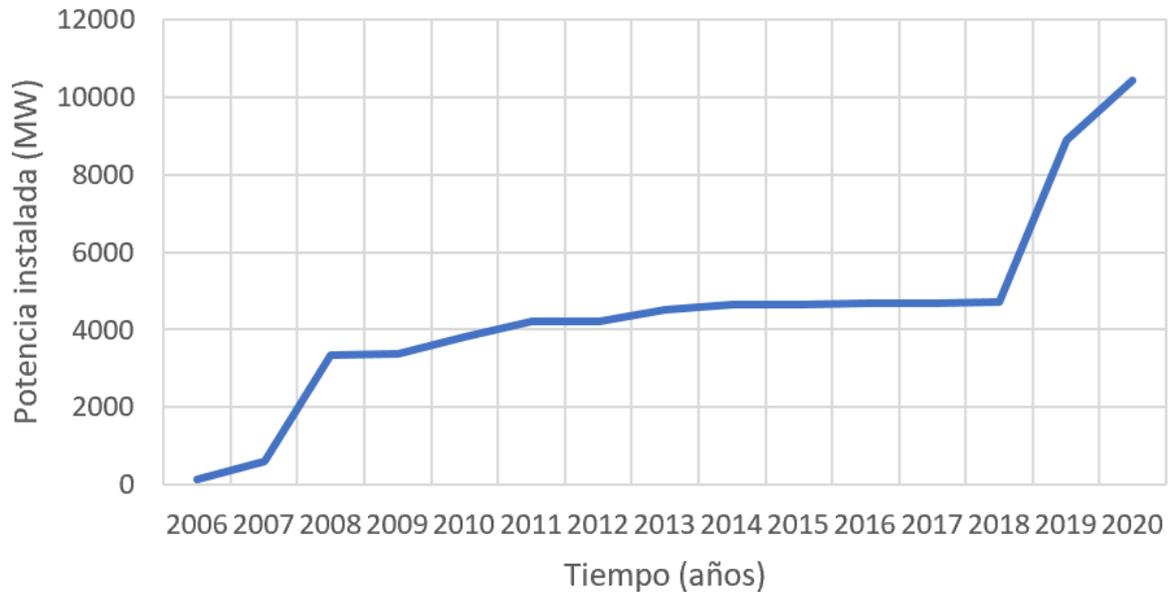


Figura 2.1.- Evolución de la potencia instalada en España [27].

Como se observa en el gráfico hay un retroceso en la evolución de la potencia instalada como consecuencia de la crisis económica sufrida en España a finales del 2008. Una vez superada dicha crisis, la implantación de la energía fotovoltaica continúa creciendo a pesar de que sufre varios reveses legislativos, como en el 2013 el impuesto del 7% sobre la generación suspendido en 2018 y que vuelve a reintroducirse en marzo 2019, o como en el año 2015 donde surge el famoso “impuesto al sol” eliminado en octubre de 2018 con el fin de abaratar la factura eléctrica.

A pesar de todas las trabas legislativas, la energía solar fotovoltaica continuó progresando gracias a la reducción del precio del módulo fotovoltaico y al progreso de eficiencia del mismo. Esta energía tiene un futuro prometedor tal y como lo demuestra el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) cuya meta será un sector eléctrico totalmente renovable en el 2050 y que prevé alcanzar este propósito con una potencia total instalada fotovoltaica de 37 GW en el año 2030 [2].

2.2.2.- Radiación solar

La radiación solar es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

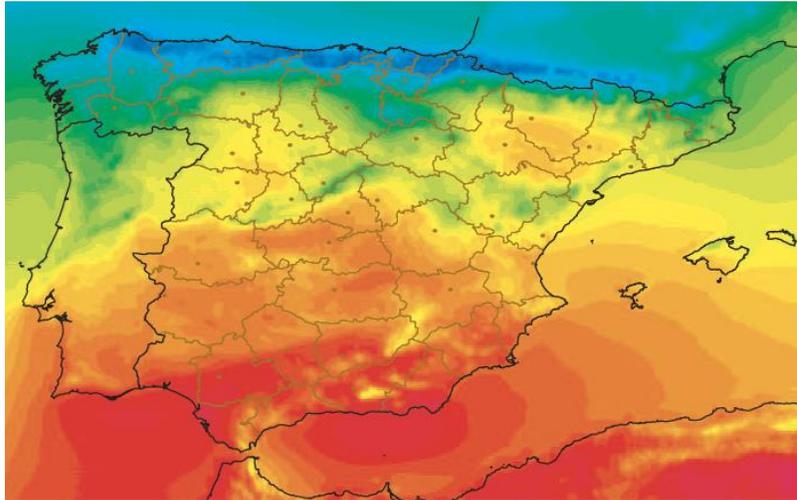


Figura 2.2.- Irradiación global media España (1983-2005) [1].

En función de cómo inciden los rayos en la Tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar:

- Radiación directa: la forman los rayos recibidos directamente del Sol. Es muy representativa en los meses de verano.
- Radiación difusa: la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor. Es muy significativa en días nublados.
- Radiación reflejada o albedo: procede de la reflexión de los elementos que rodean al receptor, como pueden ser lagos, mares, montañas, edificios.... [7],[8].



Figura 2.3.- Tipos de radiación sobre una superficie [14].

La suma de las tres componentes recibe el nombre de radiación global que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor.

Para cuantificar la radiación solar se emplean dos magnitudes:

- **Irradiancia**: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- **Irradiación**: energía solar que recibe una unidad de superficie en un tiempo determinado. Se mide en kWh/m^2 [7],[8].

2.2.3.- Célula solar o fotovoltaica

La célula solar o fotovoltaica es el dispositivo utilizado para transformar la radiación solar en energía eléctrica.

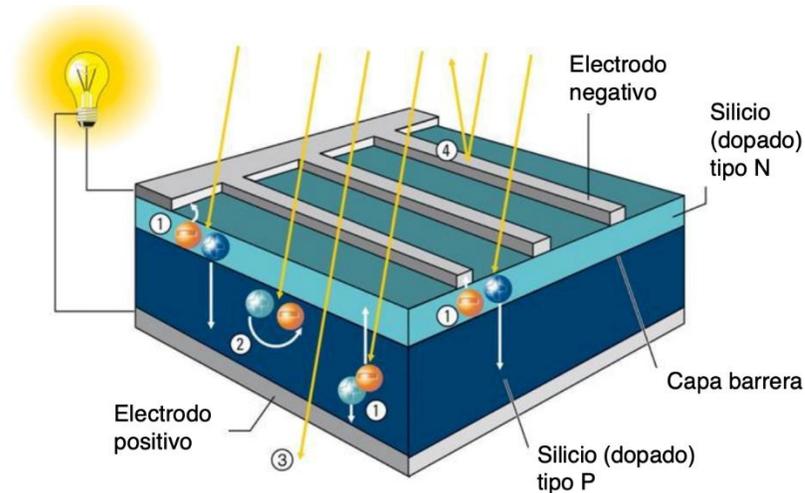


Figura 2.4.- Estructura de una célula solar [16].

El principio de funcionamiento de las células solares es el **efecto fotovoltaico**. Este efecto se basa en la unión de dos elementos semiconductores: uno tipo n y otro tipo p, que provoca una diferencia de potencial en las proximidades de esta unión.

Los fotones que son partículas sin masa con una determinada cantidad de energía transfieren la energía de la radiación solar incidente a los electrones de los semiconductores, liberándolos de la red cristalina a la que permanecían unidos. Esto se conoce como generación electrón-hueco. La energía mínima necesaria para romper un enlace y generar un par electrón-hueco es una cantidad constante que depende del material semiconductor denominada energía de enlace. En el caso del silicio, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es de 1,12 eV. En la red cristalina de silicio se tiene que sustituir uno de sus átomos, los cuales tienen cuatro electrones en su capa de valencia, por otro elemento que incluya cinco electrones en esta misma capa. Esta red de silicio recibe el nombre de “silicio dopado tipo n”. El dopado es la operación en la que se añaden de forma voluntaria impurezas para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores. Las impurezas empleadas para ser mezcladas con la red cristalina de

“silicio dopado tipo n” (dopaje negativo) normalmente son el fósforo, el antimonio y el arsénico. En la parte inferior de la célula solar se coloca otra estructura de silicio pero en este caso se dopa con un compuesto formado por tres electrones en su capa de valencia denominándose “silicio dopado tipo p” (dopaje positivo). Este dopaje se realiza con boro.

Se ponen en contacto ambas estructuras mediante un hilo conductor produciéndose un flujo de electrones desde la estructura “tipo n” a la estructura “tipo p. Por medio de los contactos existentes en la célula, puede disponerse un circuito exterior, por el que circulará una corriente eléctrica, la cual podrá entregar potencia eléctrica. En la siguiente figura se aprecia como se lleva a cabo la unión P-N [8],[26].

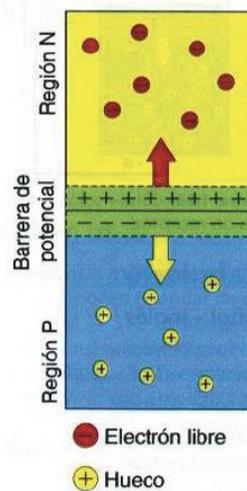


Figura 2.5.- Unión P-N [8].

Las células solares se clasifican en diferentes tipos debido a los materiales semiconductores que las componen y a su estructura interna. Actualmente, las más comunes son las de silicio monocristalino, las de silicio policristalino y las células de capa fina cuyo rendimiento y superficie ocupada se encuentra detallado en la tabla 2.1.

- Células de silicio monocristalino: Presentan una estructura muy uniforme. Se fabrican en cilindros que posteriormente se cortan en obleas; su fabricación es lenta y consume mucha energía. Proporcionan un rendimiento alto y como consecuencia un elevado coste, aunque en los últimos años se ha ido aproximando al precio de las células de silicio policristalino.
- Células de silicio policristalino: Tienen una estructura no uniforme, se fabrican en moldes rectangulares y tienen un coste de fabricación menor que las anteriores. Tradicionalmente tuvieron un rendimiento inferior a las células silicio monocristalino pero en los últimos años se ha ido igualando.
- Células de capa fina: En este tipo de células, el semiconductor se deposita en forma de una fina película sobre un sustrato de bajo coste, siendo el cristal el más utilizado. Los materiales que normalmente se emplean como semiconductor son el silicio amorfo, el cobre-indio-diselenio(CIS), el telurio de cadmio(CdTe) y el cobre-indio-galio-selenio(CIGS) [15].

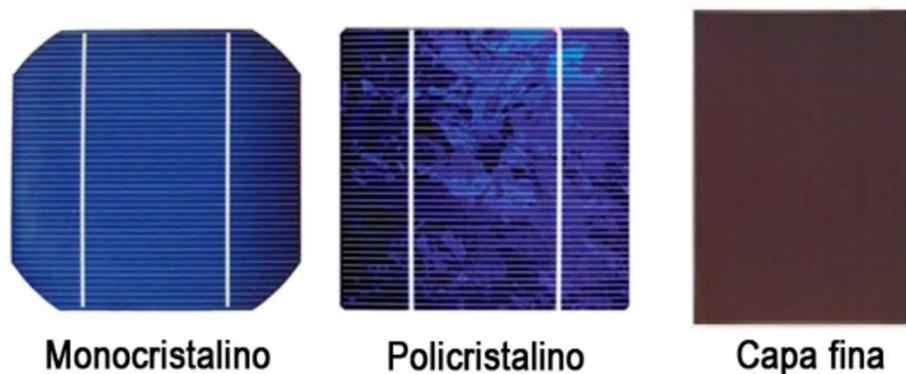


Figura 2.6.- Tipos de células solares fotovoltaicas [17].

Desde hace años, se vienen desarrollando otras clases de células solares que presentan un elevado rendimiento, donde alcanzan una eficiencia de casi el 25% en el laboratorio, ya que disminuyen las pérdidas eléctricas y ópticas.

Para ello, se han llevado a cabo los siguientes métodos:

- La utilización del arseniuro de galio (GaAs) como material semiconductor, en sustitución del silicio, permite fabricar células con rendimientos próximos al 25%. Su desarrollo se ha visto limitado debido a la escasez del material.
- El desarrollo de la tecnología de esferas de silicio que emplea células solares esféricas de pequeño diámetro (entre 0,7 y 1,2 mm) obtenidas mediante pequeñas gotas de silicio líquido bañadas en una resina sintética transparente y conectadas entre dos capas superpuestas de aluminio.
- La fabricación de células solares translúcidas. Su eficiencia es inferior a las mencionadas en los dos puntos anteriores [21].

Tecnología	Rendimiento (%)	Superficie ocupada (m²/kWp)
Silicio monocristalino	15-21,5	7-9
Silicio policristalino	13-17,8	7,5-10
Silicio amorfo	6-8,1	14-20
Arseniuro de galio	25-28	6-7
Teluro de cadmio	9-11	12-17
Cobre-indio-diselenio	10-12	9-11

Tabla 2.1.- Comparación de las diferentes tecnologías de células [21],[22].

En la actualidad, la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas se emplean células de silicio monocristalino o policristalino, debido al buen vínculo entre el rendimiento y el coste de fabricación [7].

3. Instalaciones solares fotovoltaicas

Las instalaciones solares fotovoltaicas, conocidas también como sistemas fotovoltaicos son una fuente de suministro eléctrico debido a que disponen de módulos fotovoltaicos, que permiten la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica [7].

3.1.- TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Se puede distinguir básicamente dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas:

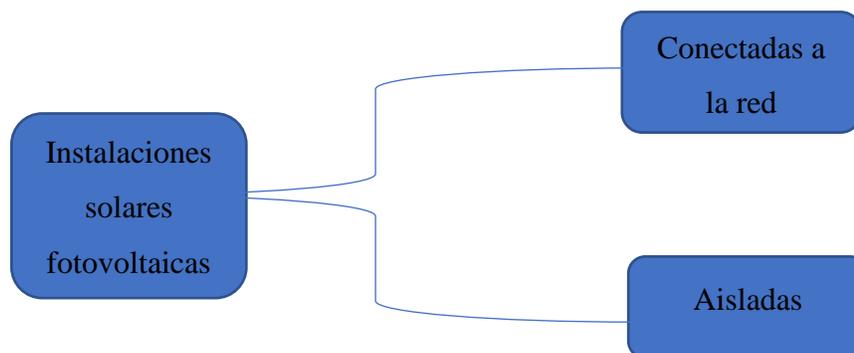


Figura 3.7.- Tipos de instalaciones fotovoltaicas.

3.1.1.- Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red

Este tipo de instalaciones están enfocadas principalmente a la venta de energía y al autoconsumo, las cuales incluyen principalmente los siguientes equipos:

- Módulo fotovoltaico.
- Inversor.
- Cuadros de protección de corriente continua y de corriente alterna.
- Contador.
- Cables.

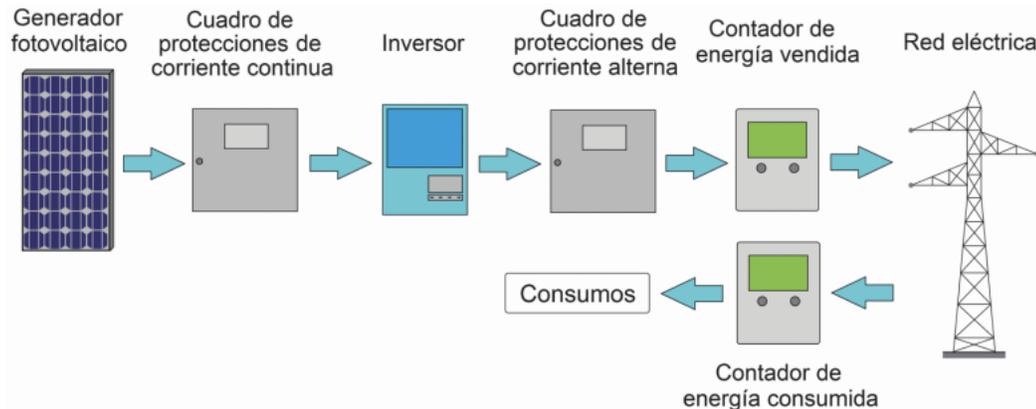


Figura 3.8.- Instalación fotovoltaica conectada a red [7].

3.1.2.- Instalaciones fotovoltaicas aisladas

Las instalaciones aisladas están orientadas fundamentalmente a aplicaciones de bombeo, señalización viaria, comunicaciones, satélites espaciales y a la electrificación de viviendas en zonas de ámbito rural donde no existe red eléctrica de distribución o ésta tiene un difícil acceso.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas están formadas esencialmente por los siguientes elementos:

- Módulo fotovoltaico.
- Inversor.
- Regulador.
- Sistema de acumulación(batería).
- Dispositivos de protección.
- Cables [7].

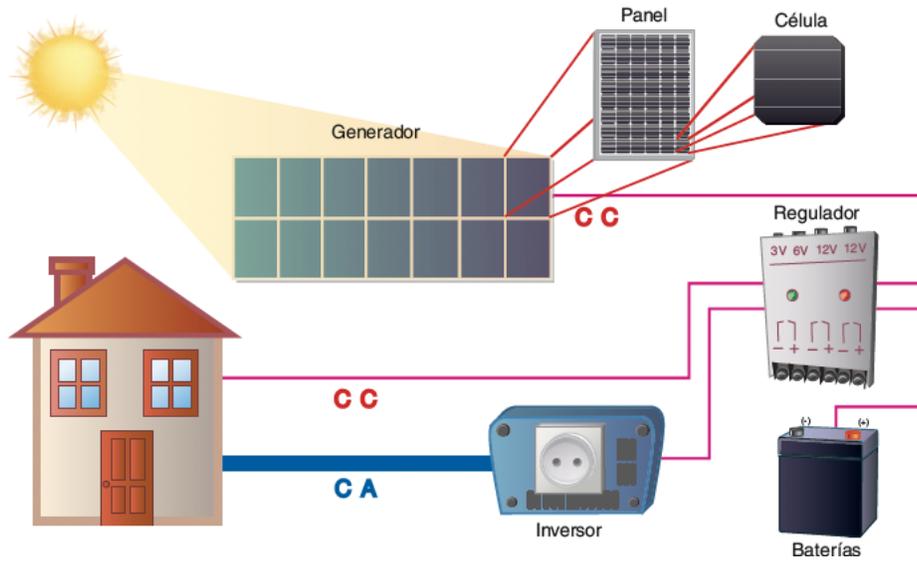


Figura 3.9.- Instalación fotovoltaica aislada [10].

Por último, es importante tener en cuenta que todos los equipos (módulo, inversor, dispositivos de protección...) que forman parte del sistema producen pérdidas. Por esta razón es imprescindible definir el parámetro rendimiento energético o Performance ratio (PR) que mide la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta la eficiencia del cableado, las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, las pérdidas por polvo y suciedad, la eficiencia energética del inversor, envejecimiento de las células fotovoltaicas ... y que se expresa en tanto por uno. Los valores del PR suelen estar entre 0,7 y 0,8, aunque se pueden obtener valores superiores si la instalación está bien optimizada [7],[19].

3.2.- COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una instalación solar fotovoltaica puede estar formada por los siguientes elementos, que dependerá principalmente del tipo de instalación:

Módulo fotovoltaico

Son células solares asociadas entre sí y encapsuladas en un único bloque. Constituyen la parte generadora de una instalación fotovoltaica, es decir, producen energía eléctrica en corriente continua. La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. Los módulos se pueden asociar en serie, en paralelo, o combinar ambas conexiones (serie/paralelo) para formar un conjunto denominado generador fotovoltaico. La agrupación de módulos conectados en serie se llama cadena o string. Además, es importante tener en cuenta para el dimensionamiento de la instalación que todas las cadenas deben tener la misma tensión.

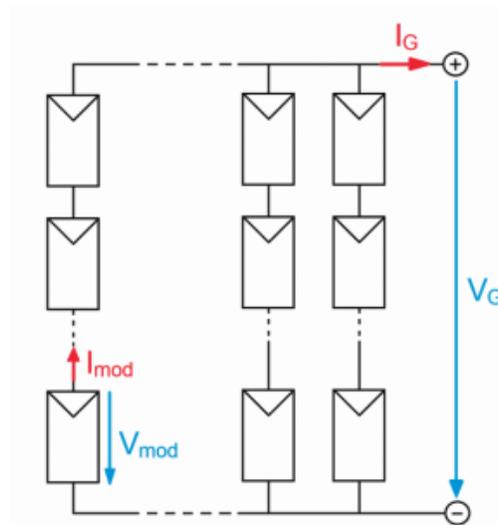


Figura 3.1.- Configuración de un generador fotovoltaico [7].

Los módulos fotovoltaicos se caracterizan por su curva tensión-intensidad. En ella se pueden identificar sus parámetros más importantes que reciben el nombre de parámetros eléctricos:

- Intensidad o corriente de cortocircuito (I_{sc}): valor máximo de la intensidad, que se alcanza en condiciones de cortocircuito.
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): valor máximo de la tensión, que se alcanza en condiciones de circuito abierto, es decir, sin carga.
- Potencia pico o punto de máxima potencia (P_p): punto de la curva en el que el producto de $V \times I$ es máximo: $P_p = V_{mpp} \times I_{mpp}$.
- Intensidad o corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).

En la figura 3.2 se muestra la curva tensión-intensidad y la curva de potencia de un módulo fotovoltaico.

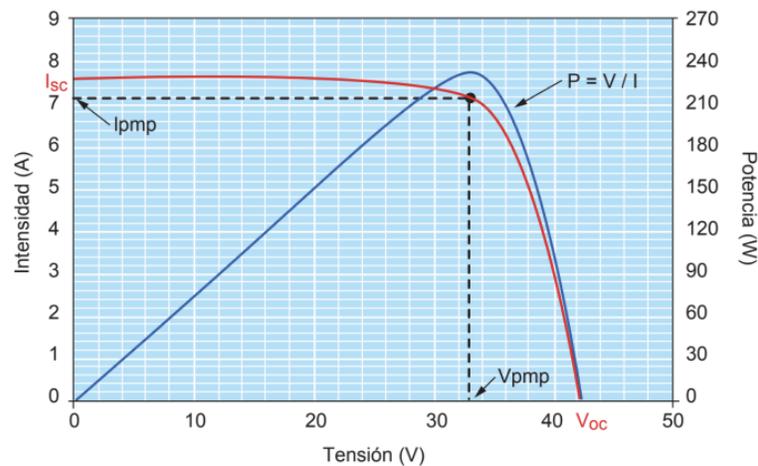


Figura 3.2.- Curva tensión-intensidad y curva de potencia de un módulo fotovoltaico [7].

Los parámetros eléctricos, dependiendo de los valores de irradiancia y temperatura ambiente modifican su comportamiento. Al aumentar la irradiancia, se produce un incremento de la intensidad en cortocircuito sin apenas existir variación de la tensión de circuito abierto, por lo que la potencia generada aumenta. En cambio, cuando aumenta la temperatura ambiente se produce también un incremento de la intensidad en cortocircuito, pero la tensión de circuito abierto disminuye significativamente provocando una disminución de potencia generada. Esto se debe a que al aumentar la temperatura ambiente, también se incrementa la temperatura de las

células solares y estas disipan peor el calor. En la figura 3.3 se puede observar cómo son las curvas tensión-intensidad de los módulos para diferentes valores de irradiancia y temperatura [7],[8].

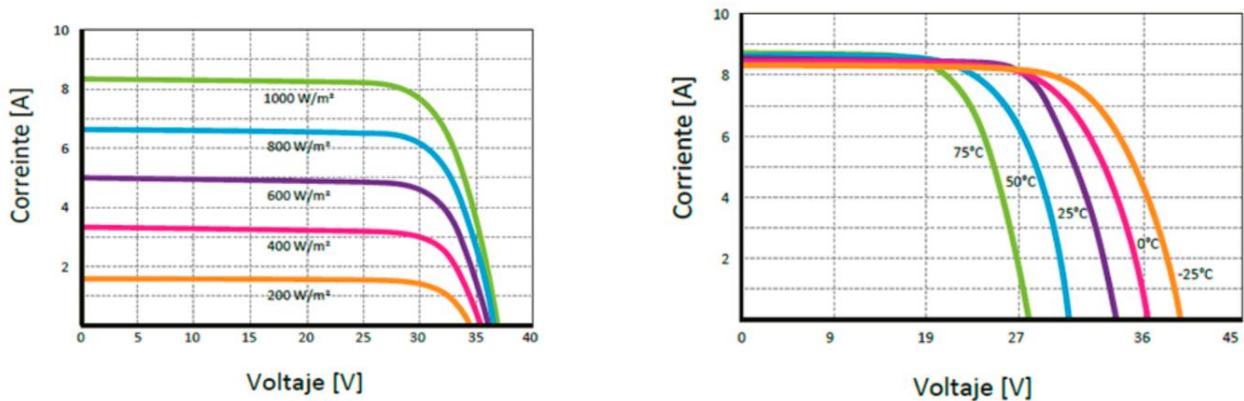


Figura 3.3.- Influencia de la irradiancia y de la temperatura en la curva V-I [3].

En la hoja de características de un módulo fotovoltaico aparecen los parámetros eléctricos, los cuales se especifican en dos condiciones de funcionamiento:

- Condiciones estándar de medida (CEM-STC)
 - Irradiancia sobre el módulo de 1000 W/m^2 .
 - Temperatura en las células de 25°C .
 - Incidencia de la radiación de forma perpendicular a los módulos.
 - Espectro de la luz solar a una masa de aire (AM) de 1,5.
- Condiciones de temperatura de operación nominal de la célula (TONC-NOCT)
 - Irradiancia sobre el módulo de 800 W/m^2 .
 - Temperatura ambiente de 20°C .
 - Incidencia de la radiación de forma perpendicular a los módulos.
 - Velocidad del viento de 1 m/s .

La hoja de características de un módulo también incluye los siguientes parámetros térmicos:

- Temperatura de operación nominal de la célula (TONC): temperatura media de equilibrio de las células de un módulo en las condiciones de TONC. El valor de la TONC se encuentra aproximadamente entre 45 y 48 ° C para todos los fabricantes.
- Coeficientes de temperatura:
 - Coeficiente intensidad-temperatura (k_{TI}): variación de la intensidad de un módulo de fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células.
 - Coeficiente tensión- temperatura (k_{TV}): variación de la tensión de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células.

Los coeficientes de temperatura son muy importantes ya que permiten determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de funcionamiento distintas a las nombradas anteriormente que ocurrirá la mayoría de las veces [8].

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Figura 3.4.- Hoja de características de un módulo fotovoltaico [3].

La vida útil de un módulo fotovoltaico es aproximadamente de 25 años, ya que a medida que van pasando los años se produce un envejecimiento y como resultado una disminución de la potencia máxima generada. La mayoría de los fabricantes de módulos fotovoltaicos garantizan aproximadamente un 90% de potencia durante los primeros 10 años y un 80% al cabo de 25

años como se puede observar en la figura 3.5. Además, es importante tener en cuenta estos datos ya que influirán en el análisis económico de una instalación fotovoltaica.

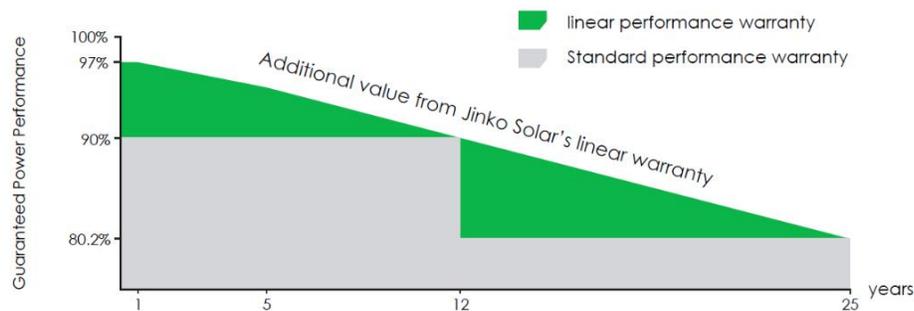


Figura 3.5.- Garantía de rendimiento lineal [3].

El módulo fotovoltaico normalmente presenta una potencia pico que oscila entre $5 W_p$ a unos $400 W_p$. Por último, la suma de la potencia de todos los módulos fotovoltaicos determina la potencia pico de la instalación fotovoltaica [7],[21].

Inversor

Es el dispositivo empleado para convertir la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, o, en otras palabras, de ondular la corriente para transformarla en una función de onda senoidal. También, es el encargado de alimentar las cargas de corriente alterna. En la hoja de características del inversor aparecen algunos de los siguientes datos, los cuales serán relevantes para el dimensionamiento de la instalación: rendimiento del dispositivo, corriente y tensión máximas de entrada, frecuencia de salida etc. El rendimiento es su característica más importante que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor.

En el caso de instalaciones conectadas a red, sus funciones principales son establecer la conexión con la red eléctrica y llevar integrado el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), para garantizar que los módulos fotovoltaicos trabajen lo más cerca posible del punto

de máxima potencia. En España, la tensión de salida tiene que ser de 230 V (instalaciones monofásicas) o 400 V (instalaciones trifásicas) y la frecuencia de 50 Hz.

Por último, la potencia que se obtiene a la salida del inversor es la potencia nominal de la instalación fotovoltaica [8],[21].

Regulador

Es el dispositivo encargado de controlar los procesos de carga y descarga de las baterías [7].

Sistema de acumulación(baterías)

Asociación de varios acumuladores conectados en serie, o en paralelo, combinados para ofrecer la tensión de salida y la capacidad de almacenamiento pretendida. Su función es almacenar la energía eléctrica sobrante generada en los módulos para poder ser utilizada en periodos donde la demanda exceda a la producción [22],[32].

Contador

Es el dispositivo cuya función es registrar la energía que circula a través de él. Actualmente, se emplea el contador bidireccional que permite medir en ambos sentidos, es decir, mide tanto la energía que se inyecta en la red como la energía que se consume de ella. El contador se sitúa a la salida de la instalación fotovoltaica [7],[21].

4. Estudio de la instalación fotovoltaica

En este capítulo se realiza el diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica integrada en el tejado de una vivienda de carácter unifamiliar, con el fin de instalar 10 kW de potencia nominal (potencia en AC). La instalación fotovoltaica de 10 kW persigue un doble objetivo: producir energía suficiente para abastecer todos los posibles consumos de la vivienda intentando depender lo más mínimamente posible de la red eléctrica, y por otro lado inyectar la energía excedentaria a la red eléctrica, con el propósito de obtener unos ingresos extras con su venta para rentabilizar la instalación.

4.1.- DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA UNIFAMILIAR

La vivienda unifamiliar aún no está construida por lo que se definen unas características lo más acordes posibles a una potencia instalada de 10 kW.

La vivienda tendrá una instalación eléctrica monofásica y aproximadamente será de 160 m² presentando las siguientes dimensiones:

- Ancho=11,28 m.
- Longitud=18,18 m.
- Altura base= 3,5 m (aparte el tejado).

El tejado de la vivienda será de dos aguas construido a base de tejas. Por último, para tener una estimación de los consumos de la vivienda, se utiliza la base de datos “Dataport”, que a través de Pecan Street, contiene los datos de energía, agua y gas natural pertenecientes a diferentes hogares situados entre New York, California y Austin. Se selecciona la casa con referencia 2818 situada en Austin por ajustarse más a las características de la vivienda unifamiliar a estudio, los cuales serán utilizados en el capítulo 7 del presente documento para llevar a cabo el balance energético [23].

4.2.- SITUACIÓN GEOGRAFÍA

La vivienda se encontrará ubicada en el municipio de Oleiros, provincia de La Coruña (España) en el territorio de la Comunidad Autónoma de Galicia. Las coordenadas geográficas de la instalación son:

- Latitud: 43.3857 N.
- Longitud: 8.3436 O.
- Altitud sobre el nivel del mar: 42 m.
- Zona horaria: 1.0.

En las figuras 4.1 y 4.2 se puede observar el emplazamiento que ocupa la vivienda dentro de la península ibérica así como en el mismo municipio.



Figura 4.1.- Ubicación de la vivienda unifamiliar en España [18].

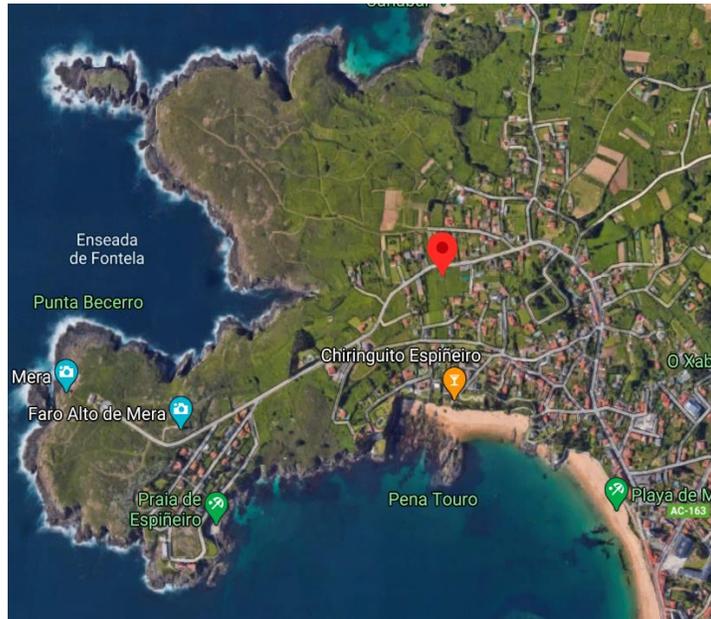


Figura 4.2.-Ubicación de la vivienda unifamiliar en el propio municipio [18].

4.3.- DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En una instalación fotovoltaica, siempre que sea posible, los módulos fotovoltaicos deben situarse perpendicularmente a la dirección de la radiación solar para que alcancen su mayor rendimiento. Los sistemas de seguimiento solar permiten que los módulos fotovoltaicos se muevan siguiendo al Sol, como si fueran girasoles, para conseguir la máxima cantidad de energía. Sin embargo, este tipo de sistemas son de elevado coste y requieren un gran mantenimiento, ya que la presencia de partes móviles provoca que la instalación sea más propensa a fallos [11].

Para el presente caso, se ha optado porque los módulos fotovoltaicos se monten sobre estructuras fijas (económicamente más baratas) por lo que se determinará cual es la orientación y la inclinación óptimas para maximizar la producción de energía a lo largo del año.

La orientación se define mediante el ángulo de azimut α (figura 4.3), que es el ángulo que mide la desviación respecto al ecuador. Por lo tanto, los módulos siempre deben orientarse hacia el ecuador, es decir, hacia el Sur en países como España (hemisferio Norte) o hacia el Norte en países como Argentina (hemisferio Sur). Esto es así debido a que el sol nace en el Este y pone en el Oeste, entonces si se orientan los módulos en esta dirección se tiene un aprovechamiento igual tanto en las mañanas como en las tardes, resultando su orientación óptima. Los valores positivos del ángulo de azimut señalan una orientación hacia el Oeste, los valores negativos indican la orientación hacia el Este y el valor 0° si están orientados hacia el Ecuador.

Como la instalación está situada en España, los módulos fotovoltaicos deben orientarse hacia el Sur. El tejado de nuestra vivienda es de dos aguas, por lo que los módulos se ubicarán en la parte que esté orientada hacia el Sur. Por lo tanto, su ángulo de azimut óptimo será 0° [11].

La inclinación se define mediante el ángulo de inclinación β (figura 4.3), que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales [8].

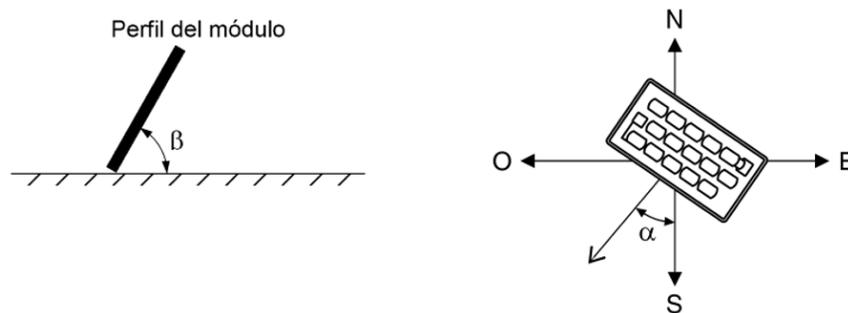


Figura 4.3.- Inclinación y orientación de los módulos [19].

A partir de la aplicación de PVGIS [24] se puede determinar el ángulo de inclinación óptimo para la instalación seleccionada introduciendo sus coordenadas geográficas. Para obtenerlo, primero hay que definir cómo va a ser su posición de montaje, donde se pueden distinguir hasta tres opciones diferentes:

- Posición libre: módulos situados sobre un bastidor que permite libre circulación de aire por detrás de los mismos.
- Integración arquitectónica: módulos que cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado), y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- Superposición arquitectónica: módulos colocados con la misma inclinación que los tejados o fachadas [19], [24].

Se ha optado por la opción de superposición arquitectónica. La razón es que se quiere aprovechar la inclinación del tejado para su colocación, y así intentar abaratar costes de instalación. La herramienta PVGIS dispone únicamente de las opciones de posición libre e integración en el edificio para el cálculo del ángulo óptimo de inclinación, aunque en las ayudas de la aplicación se ofrece una solución para los tipos de montajes situados a medio camino entre las dos opciones anteriores, es decir, montajes de superposición arquitectónica, para los cuales su ángulo óptimo se situará entre los ángulos que se obtienen para posición libre e integración en edificios.

De modo que, se simulan las dos opciones disponibles, obteniendo los siguientes ángulos óptimos:

- Integrado en el edificio = 35°
- Posición libre = 36 °

Se concluye que la inclinación óptima de los módulos, y por tanto la inclinación del tejado, tiene que estar entre los dos resultados obtenidos (35° y 36°). En el siguiente capítulo, mediante el programa PVsyst, se ofrece una conclusión con mayor exactitud [24].

Para finalizar con la disposición de los módulos, es necesario calcular la distancia mínima de separación entre cada fila de módulos con el fin de evitar que se produzcan sombras entre ellas. La distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente se determina mediante la ecuación propuesta en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red de IDAE [19]:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (4.1)$$

Siendo:

d = distancia mínima.

h = altura que existe entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente.

Para este caso, como la inclinación de los módulos fotovoltaicos es la misma que la del tejado, no será necesario deducir su distancia mínima ya que los módulos fotovoltaicos se van a situar en superposición y de forma continua para evitar posibles sombras que se pudieran producir entre ellos. En la figura 4.4 se muestra la instalación fotovoltaica sobre tejado.



Figura 4.4.- Instalación fotovoltaica sobre un tejado [28].

No obstante, se incluye una separación por expansión térmica entre cada uno de los módulos de 0,02 m [12].

4.4.- SELECCIÓN DE COMPONENTES

Dentro de esta sección, se especifica de manera detallada el conjunto de equipos que forman parte de la instalación fotovoltaica.

4.4.1.- Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo JKM400M-72H-V. Se trata de un módulo de 400 W_p de tecnología silicio monocristalino fabricado por la compañía Jinko Solar.



Figura 4.5.- Módulo JKM400M-72H-V [3].

Para su elección se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tecnología: La instalación al estar ubicada en el norte de España, la luz solar que reciben los módulos no es muy elevada, de modo que, se ha decidido utilizar células de silicio monocristalino que presentan una mayor eficiencia para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía solar recibida.
- Potencia: En general, a mayor potencia menor cantidad de módulos y menos estructura, lo que permite un mayor aprovechamiento del espacio disponible. La instalación de los módulos al realizarse en el tejado, la superficie disponible es limitada. Por esta razón, se van a emplear módulos de 400 W_p .

- Fabricante: se seleccionan varios fabricantes líderes en el mercado durante los últimos años (Jinko Solar, Trina Solar, JA Solar) cuyos módulos presenten los requisitos antes descritos. Se decide seleccionar el módulo perteneciente al fabricante Jinko Solar por su buena relación eficiencia/precio.

Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)	Precio (€) IVA _{incluido}
Jinko Solar	JKM400M-72H-V	19,88	158,98
Trina Solar	TSM-DE15H(II)	19,7	181,99
JA Solar	JAM72-S10-400-PR	19,9	164,24

Tabla 4.1.- Comparación de diferentes fabricantes de módulos fotovoltaicos [3].

Las principales características del módulo seleccionado se muestran en la tabla 4.2. Además, en el anexo 3 se adjunta su ficha técnica.

Módulo fotovoltaico- JKM400M-72H-V	
Dimensiones	2008×1002×40 mm
Parámetros eléctricos y térmicos (STC)	
Potencia pico (P_p)	400 W_p
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp})	39,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	7,66 A
Tensión en circuito abierto (V_{OC})	48,5 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	8,16 A
Rango de temperatura	-40°C~+85 °C
Coefficiente tensión-temperatura ($k_{TV_{oc}}$)	-0,28 %/°C
Coefficiente intensidad- temperatura ($k_{TI_{SC}}$)	0,048 %/°C
Temperatura de operación nominal de la célula (T_{ONC})	45±2 °C

Tabla 4.2.- Características módulo JKM400M-72H-V [3].

4.4.2.- Estructura soporte

La estructura soporte seleccionada es el modelo KTH915. Las principales razones de su elección son las siguientes:

- Mantiene la inclinación existente del tejado.
- Recomendada para tejados de teja.
- Capacidad de 1 a 20 módulos fotovoltaicos dispuestos en una fila.



Figura 4.6.- Estructura soporte módulo [3].

4.4.3.- Inversor

El inversor elegido para este proyecto es el modelo Primo 5.0-1 de Fronius. Se trata de un inversor monofásico de conexión a red, sin transformador y capaz de generar 5000 W de potencia nominal. Otro de los motivos de su elección es que debido a su diseño y su doble MPPT resulta muy apto para instalaciones en tejado. A continuación, se muestran las características de este inversor. Asimismo, se adjunta su ficha técnica en el anexo 3.

Inversor- Primo 5.0-1	
Datos de entrada (DC)	
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx\ 1}/I_{dc\ máx\ 2}$)	12 A/ 12 A
Máxima corriente de cortocircuito (I_{mpp1}/I_{mpp2})	18 A/ 18 A
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx}$)	1000 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$)	240-800 V
Número de seguidores MPP	2
Máxima salida del generador fotovoltaico ($P_{dc\ máx}$)	7500 W_p
Datos de salida (AC)	
Potencia nominal (P_n)	5000 W
Frecuencia	50 Hz

Tabla 4.3.- Características inversor Primo 5.0-1 [3].



Figura 4.7.- Inversor Primo 5.0-1 [3].

4.4.4.- Contador bidireccional

El modelo escogido es el Fronius Smart Meter 63 A-1 perteneciente al fabricante Fronius. El principal motivo de la elección es que su uso resulta perfecto junto con el inversor Primo 5.0-1.



Figura 4.8.- Fronius Smart meter 63A-1 [3].

4.5.- DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez que se conocen los componentes que forman parte de la instalación, en este apartado se realiza el cálculo y dimensionado de cada uno de ellos para verificar que son aptos para la instalación fotovoltaica.

Primero, se calcula el número de inversores necesarios para dicha instalación:

$$N^{\circ}_{\text{inversores instalación fotovoltaica}} = \frac{P_n \text{ instalación fotovoltaica}}{P_n \text{ inversor}} \quad (5.1)$$

$$N^{\circ}_{\text{inversores instalación fotovoltaica}} = \frac{10 \text{ kW}}{5 \text{ kW}} = 2 \text{ inversores}$$

Lo siguiente, es determinar la potencia pico del generador fotovoltaico donde se han considerado los siguientes aspectos:

1. La potencia del generador fotovoltaico y la potencia del inversor tiene que corresponderse de manera óptima, es decir, la potencia del inversor debe encontrarse entre el 80% y 90% de la potencia del generador. La razón es porque el inversor al tener una potencia inferior al del generador fotovoltaico, trabajará la mayor parte del tiempo con un rendimiento alto. En caso de que se produzca una situación de irradiancia elevada y la potencia del generador sea superior a la del inversor, su seguidor MPP se sitúa fuera del punto de máxima potencia para protegerlo. La pérdida de energía que se produce con esta situación es mínima comparada con la ventaja de que el inversor trabaje la gran parte del tiempo con un rendimiento elevado.
2. La potencia pico del generador se alcanza en ocasiones muy puntuales. Esto es debido a que los fabricantes de módulos proporcionan el valor de la potencia en condiciones estándar de medida, que como ya se mencionó anteriormente son muy difíciles que se den en la realidad.
3. Existe un conjunto de pérdidas que reducen la potencia que llega a la entrada del inversor. Asimismo, a medida que los módulos envejecen, estos se degradan por lo que la potencia producida por los módulos irá reduciéndose con el paso de los años.

Por tanto, se concluye que hay que sobredimensionar el generador fotovoltaico. Así pues, el rango de valores sobre el que establecer la potencia óptima del generador fotovoltaico respecto a la potencia del inversor es aproximadamente entre 1,10 y 1,20 siempre que cumpla con valores de voltaje y corriente del inversor [7], [8],[11].

$$P_{p \text{ generador fotovoltaico}} = 1,2 \cdot P_{n \text{ inversor}} \quad (5.2)$$

$$P_{p \text{ generador fotovoltaico}} = 1,2 \cdot (5 + 5) = 12 \text{ kW}_p$$

Una vez conocida la potencia pico necesaria para el generador fotovoltaico y seleccionado el tipo de módulo, se puede determinar el número de módulos fotovoltaicos que se precisan para su generación:

$$N^{\circ}_{\text{paneles generador fotovoltaico}} = \frac{P_{\text{p generador fotovoltaico}}}{P_{\text{p módulo}}} \quad (5.3)$$

$$N^{\circ}_{\text{módulos generador fotovoltaico}} = \frac{12 \cdot 10^3}{400} = 30 \text{ módulos}$$

Por otro lado, los datos que proporciona el fabricante del módulo seleccionado aparecen definidos en dos condiciones de funcionamiento (STC y TONC), de modo que, es necesario llevar a cabo una corrección de estos parámetros, en concreto, de la intensidad y tensión para saber si la instalación es apta para las condiciones climatológicas más adversas que se puedan producir. Por ello, se ha tomado como referencia los valores de temperaturas máxima y mínima registrados desde el año 1930 hasta el 1-09-2020 en la estación meteorológica de A Coruña:

- Temperatura máxima histórica registrada (28-08-1961) = 39,6 ° C.
- Temperatura mínima histórica registrada (22-02-1948) = -3 ° C [9].

Por consiguiente, se realiza la corrección en base a estas temperaturas.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los módulos viene definida mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_{\text{amb}} + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \cdot E \quad (5.4)$$

Donde:

T_c = temperatura de trabajo de la célula (° C).

T_{amb} = temperatura ambiente (° C).

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de la célula (° C).

E= irradiancia media dependiendo del periodo en que se encuentre. Se aproxima para los meses de verano, donde se registran las temperaturas más elevadas un valor de irradiancia igual a 1000 W/m² y por el contrario para los meses de invierno donde se dan las temperaturas más bajas un valor de irradiancia igual a 100 W/m².

- Corrección de temperatura de la célula para la temperatura más baja registrada:

$$T_c = T_{amb} + \left(\frac{T_{ONC}-20}{800} \right) \cdot E = -3 + \frac{45-20}{800} \cdot 100 = 0,125 \text{ } ^\circ \text{C}$$

- Corrección de temperatura de la célula para la temperatura más alta registrada:

$$T_c = T_{amb} + \left(\frac{T_{ONC}-20}{800} \right) \cdot E = 39,6 + \frac{45-20}{800} \cdot 1000 = 70,85 \text{ } ^\circ \text{C}$$

Así pues, se verifica que el módulo fotovoltaico trabajará dentro del rango de temperaturas que indica su ficha técnica [-40 ° C, + 85 ° C].

La corrección de la tensión en el punto de máxima potencia debido a la variación de la temperatura se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$V_{mpp(T_c)} = V_{mpp(25^\circ\text{C})} + k_{TV-mpp} \cdot \Delta T \quad (5.5)$$

Como en la hoja de características del panel fotovoltaico no se proporciona el dato de coeficiente de temperatura de tensión para el punto de máxima potencia (k_{TV-mpp}) se utiliza el valor de coeficiente de temperatura de tensión circuito abierto ($k_{TV_{oc}}$).

$$k_{TV-mpp} \cong k_{TV_{oc}}$$

- Corrección de la tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más baja:

$$V_{mpp(0,125^\circ\text{C})} = V_{mpp(25^\circ\text{C})} + k_{TV_{mpp}} \cdot \Delta T$$

$$V_{mpp(0,125^{\circ}C)} = 41,7 - \frac{0,28}{100} \cdot 41,7 \cdot (0,125 - 25) = 44,60 \text{ V/módulo}$$

- Corrección de la tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más elevada:

$$V_{mpp(70,85^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + k_{TV-mpp} \cdot \Delta T$$

$$V_{mpp(70,85^{\circ}C)} = 41,7 - \frac{0,28}{100} \cdot 41,7 \cdot (70,85 - 25) = 36,34 \text{ V/panel}$$

Si se analiza el valor de tensión proporcionado por el fabricante, y su cálculo para las temperaturas más adversas, se observa que la temperatura tiene una influencia significativa.

La corrección de la tensión en circuito abierto debido a la variación de la temperatura se define mediante la siguiente expresión:

$$V_{oc(Tc)} = V_{oc(25^{\circ}C)} + k_{TV-oc} \cdot \Delta T \quad (5.6)$$

- Corrección de la tensión en circuito abierto para la temperatura más baja:

$$V_{oc(0,125^{\circ}C)} = V_{oc(25^{\circ}C)} + k_{TV-oc} \cdot \Delta T$$

$$V_{oc(0,125^{\circ}C)} = 49,8 - \frac{0,28}{100} \cdot 49,8 \cdot (0,125 - 25) = 53,26 \text{ V/módulo}$$

- Corrección de la tensión en circuito abierto para la temperatura más alta:

$$V_{oc(70,85^{\circ}C)} = V_{oc(25^{\circ}C)} + k_{TV-oc} \cdot \Delta T$$

$$V_{oc(70,85^{\circ}C)} = 49,8 - \frac{0,28}{100} \cdot 49,8 \cdot (70,85 - 25) = 43,40 \text{ V/módulo}$$

La corrección de la corriente en cortocircuito debido a la variación de temperatura se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + k_{TI_sc} \cdot \Delta T \quad (5.7)$$

- Corrección de la corriente en cortocircuito para la temperatura más baja:

$$I_{sc}(0,125^\circ\text{C}) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + k_{TI_oc} \cdot \Delta T = 10,36 + \frac{0,048}{100} \cdot 10,36 \cdot (0,125 - 25) = 10,23 \text{ A}$$

- Corrección de la corriente en cortocircuito para la temperatura más alta:

$$I_{sc}(70,85^\circ\text{C}) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + k_{TI_oc} \cdot \Delta T = 10,36 + \frac{0,048}{100} \cdot 10,36 \cdot (70,85 - 25) = 10,58 \text{ A}$$

Finalizado, la corrección de los parámetros de intensidad y tensión se continúa con la configuración del generador fotovoltaico. A continuación, se calcula el número máximo y mínimo de módulos por cadena en condiciones del punto de máxima potencia (MPP) y distinto a este punto:

- Condiciones del punto de máxima potencia:

$$N^{\circ} \text{módulos máximo} = \frac{V_{\text{mpp máxima inversor}}}{V_{\text{mpp máxima módulo}}} \quad (5.8)$$

Donde:

$$V_{\text{mpp máxima inversor}} = 800 \text{ V}$$

$$V_{\text{mpp máxima panel}} = V_{\text{mpp}(0,125^\circ\text{C})} = 44,60 \text{ V/módulo}$$

$$N^{\circ} \text{módulos máximo} = \frac{V_{\text{mpp máxima inversor}}}{V_{\text{mpp máxima módulo}}} = \frac{800}{44,60} = 17,93 \rightarrow 17 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles mínimo} = \frac{V_{\text{mpp mínima inversor}}}{V_{\text{mpp mínima módulo}}} \quad (5.9)$$

Donde:

$$V_{\text{mpp mínima inversor}} = 240 \text{ V}$$

$$V_{\text{mpp mínima módulo}} = V_{\text{mpp}(70,85 \text{ }^{\circ}\text{C})} = 36,34 \text{ V/módulo}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos mínimo} = \frac{V_{\text{mpp mínima inversor}}}{V_{\text{mpp mínima módulo}}} = \frac{240}{36,34} = 6,60 \rightarrow 7 \text{ módulos}$$

- Condiciones distintas al punto de máxima potencia:

$$N^{\circ} \text{ módulos máximo} = \frac{V_{\text{DC máxima inversor}}}{V_{\text{oc máxima módulo}}} \quad (5.10)$$

Donde:

$$V_{\text{DC máxima inversor}} = 1000$$

$$V_{\text{oc máxima módulo}} = V_{\text{oc}(0,125^{\circ}\text{C})} = 53,26 \text{ V/módulo}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos máximo} = \frac{V_{\text{DC máxima inversor}}}{V_{\text{oc máxima módulo}}} = \frac{1000}{53,26} = 18,77 \rightarrow 18 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, el número de módulos por cadena se sitúa:

$$\left[7 \leq \frac{\text{n}^{\circ} \text{ módulos}}{\text{cadena}} \leq 17 \right]$$

Para definir el número exacto de cadenas totales se aplica el método de tanteo mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{N^{\circ} \text{ módulos instalación fotovoltaica}}{N} = x \quad (5.11)$$

Siendo:

x = número de cadenas totales, el cual tiene que resultar ser un número entero

$$N = \frac{\text{n}^\circ \text{módulos}}{\text{cadena}}$$

Por consiguiente, el número exacto de cadenas totales:

$$\frac{\text{N}^\circ \text{módulos instalación fotovoltaica}}{N} = \frac{30}{15} = 2 \text{ cadenas}$$

En resumen, la instalación fotovoltaica queda definida de la siguiente manera:

$$\text{Instalación fotovoltaica} \left\{ \begin{array}{l} 2 \text{ inversores} \\ 1 \text{ cadena de } 15 \text{ módulos por inversor} \\ P_p = 12 \text{ kWp} \end{array} \right.$$

Una vez dimensionada la instalación fotovoltaica, se comprueba que las características del inversor seleccionado se ajustan a los parámetros del generador fotovoltaico teniendo en cuenta que a cada inversor le corresponde una cadena del generador.

- Tensión y corriente en el punto de máxima potencia:

$$V_{\text{mpp generador fotovoltaico}} = V_{\text{mpp módulo}} \cdot N_s \quad (5.12)$$

$$V_{\text{mpp generador fotovoltaico}} = 41,7 \cdot 15 = 625,5 \text{ V}$$

$$I_{\text{mpp generador fotovoltaico}} = V_{\text{mpp módulo}} \cdot N_p \quad (5.13)$$

$$I_{\text{mpp generador fotovoltaico}} = V_{\text{mpp módulo}} \cdot N_p = 9,60 \cdot 1 = 9,60 \text{ A}$$

Si se observa la hoja de características del inversor, en la sección datos de entrada aparecen las variables ($U_{mpp\text{ mín}} - U_{mpp\text{ máx}} = 240-800\text{ V}$ y $I_{mpp1} = 18\text{ A}$ y se confirma que cumple estas condiciones.

Seguidamente, se calcula la tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico para las temperaturas mínima y máxima registradas para comprobar que cumple con las características del inversor:

- Tensión de circuito abierto:

$$V_{oc(Tc)\text{ generador fotovoltaico}} = V_{oc(Tc)} \cdot N_s \quad (5.14)$$

$$V_{oc(0,125^\circ\text{C})\text{ generador fotovoltaico}} = V_{oc(0,125^\circ\text{C})} \cdot N_s = 53,26 \cdot 15 = 798,9\text{ V}$$

Siendo:

N_s el número de módulos en serie de una cadena.

$$V_{oc(0,125^\circ\text{C})\text{ generador fotovoltaico}} = V_{oc(0,125^\circ\text{C})} \cdot N_s = 53,26 \cdot 15 = 798,9\text{ V}$$

$$V_{oc(70,85^\circ\text{C})\text{ generador fotovoltaico}} = V_{oc(70,85^\circ\text{C})} \cdot N_s = 43,40 \cdot 15 = 651\text{ V}$$

- Corriente de cortocircuito:

$$I_{sc(Tc)\text{ generador fotovoltaico}} = I_{sc(Tc)} \cdot N_p \quad (5.15)$$

Siendo:

N_p : el número de ramas en paralelo por inversor

$$I_{sc(0,125^{\circ}\text{C})} \text{ generador fotovoltaico} = I_{sc(0,125^{\circ}\text{C})} \cdot N_p = 10,23 \cdot 1 = 10,23 \text{ A}$$

$$I_{sc(70,85^{\circ}\text{C})} \text{ generador fotovoltaico} = I_{sc(70,85^{\circ}\text{C})} \cdot N_p = 10,58 \cdot 1 = 10,58 \text{ A}$$

Si se observa la hoja de características del inversor, en la sección datos de entrada aparecen las variables ($U_{Dc \text{ máx}} = 1000\text{V}$ y $I_{dc \text{ máx}1} = 12 \text{ A}$) y se puede afirmar que cumple con estas condiciones.

Por último, se comprueba que cumple para la tensión y corriente en el punto de máxima potencia debido a la variación de temperatura:

- Tensión en el punto de máxima potencia:

$$V_{mpp(0,125^{\circ}\text{C})} \text{ generador fotovoltaico} = V_{mpp \text{ panel}} \cdot N_s = 44,60 \cdot 15 = 669 \text{ V}$$

$$V_{mpp(70,85^{\circ}\text{C})} \text{ generador fotovoltaico} = V_{mpp \text{ panel}} \cdot N_s = 36,34 \cdot 15 = 545,1 \text{ V}$$

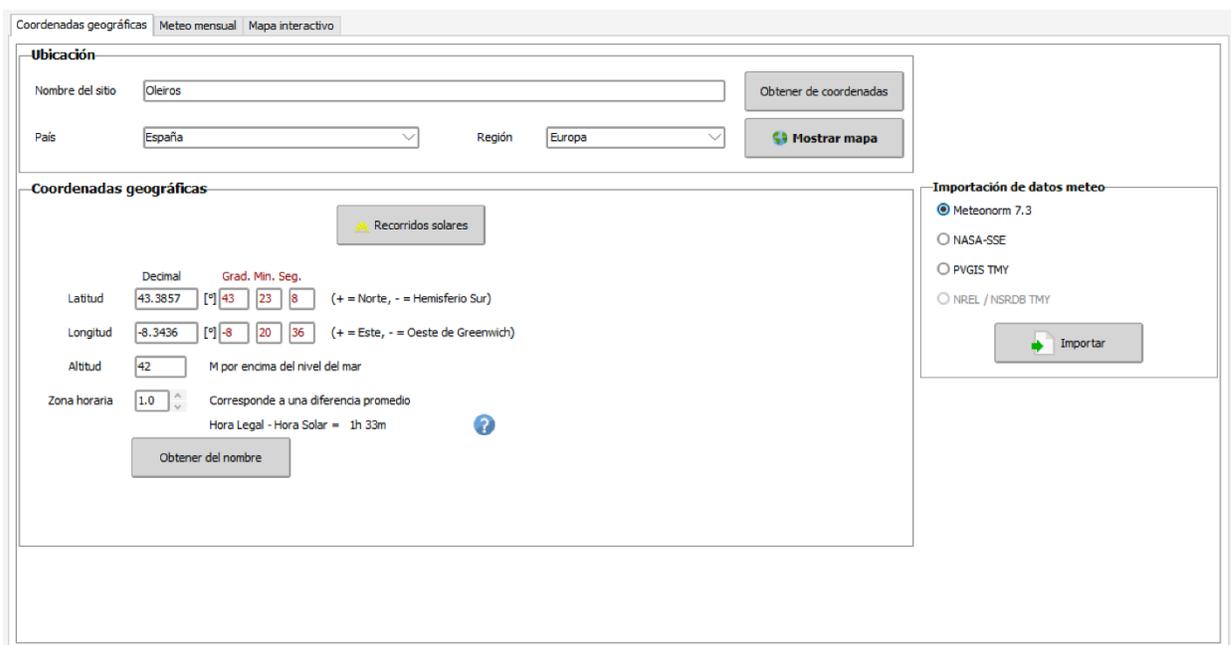
Si se observa la hoja de características del inversor, en la sección datos de entrada aparece la variable ($U_{mpp \text{ mín}} - U_{mpp \text{ máx}} = 240\text{-}800 \text{ V}$). Entonces se puede asegurar que cumple estas condiciones. El cálculo de la intensidad en el punto de máxima potencia debido a la variación de temperatura no es necesario calcularlo, ya que como se ha visto anteriormente apenas tiene influencia.

Por lo tanto, se concluye que el inversor seleccionado es válido para esta instalación fotovoltaica.

5. Simulación con PVSyst

Con el fin de contrastar los datos calculados en el apartado anterior se utiliza el software PVSyst. Se trata de un programa de diseño y cálculo de instalaciones fotovoltaicas que mediante simulaciones horarias permite obtener la producción energética de la instalación, dato que se empleará en el siguiente capítulo del presente documento para el balance energético y económico de la instalación.

Primeramente, se señala la opción de sistema fotovoltaico conectado a red. Seguidamente, se introducen las coordenadas geográficas del punto de instalación y se indica la base de datos “Meteonorm 7.3” de donde se obtienen los datos meteorológicos del emplazamiento que se muestran en la figura 5.2.



Coordenadas geográficas Meteo mensual Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio: Oleiros Obtener de coordenadas

País: España Región: Europa Mostrar mapa

Coordenadas geográficas

Recorridos solares

Latitud: 43.3857 [°] 43 23 8 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: -8.3436 [°] -8 20 36 (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: 42 M por encima del nivel del mar

Zona horaria: 1.0 Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 1h 33m

Obtener del nombre

Importación de datos meteo

Meteonorm 7.3

NASA-SSE

PVGIS TMY

NREL / NSRDB TMY

Importar

Figura 5.1.- Situación geográfica.

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	43.4	22.0	10.6	3.80	2.882	78.0
Febrero	67.5	32.9	10.7	3.70	2.976	75.9
Marzo	109.4	51.0	12.3	3.90	3.328	74.6
Abril	138.0	63.4	12.4	3.89	3.370	76.1
Mayo	167.8	78.3	14.9	3.59	3.392	76.1
Junio	184.9	80.2	17.6	3.30	3.358	76.6
Julio	190.6	86.1	19.2	3.19	3.145	76.2
Agosto	172.0	71.7	19.7	3.10	3.157	77.1
Septiembre	129.9	51.1	18.3	2.89	3.099	77.1
Octubre	82.5	39.4	16.2	3.10	3.121	78.1
Noviembre	47.9	26.5	12.7	3.70	2.966	78.3
Diciembre	38.2	20.6	10.9	3.60	2.839	77.9
Año ?	1372.1	623.2	14.6	3.5	3.136	76.8
	Pegar	Pegar	Pegar	Pegar		

Figura 5.2.- Datos meteorológicos.

Una vez introducidos los datos anteriores, el software reconoce la ubicación de la instalación y habilita diferentes ventanas para continuar con su diseño, las cuales se explican en los siguientes apartados:

5.1.- ORIENTACIÓN

En esta ventana, se indica el tipo de estructura y se ingresan los parámetros de inclinación y azimut. También es necesario indicar que esos parámetros tienen que ser optimizados para un aprovechamiento anual como se muestra en la siguiente figura:

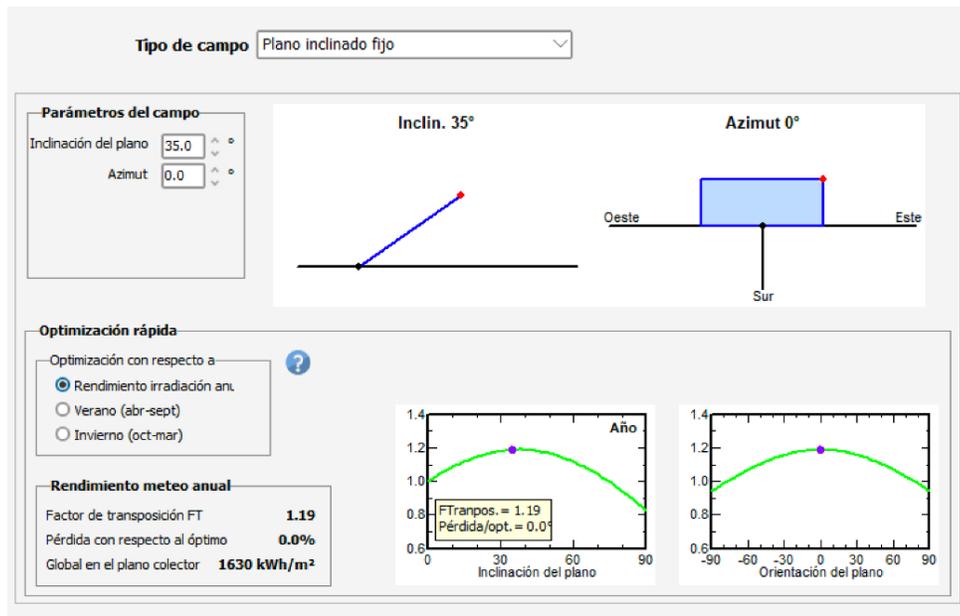


Figura 5.3.- Inclinación y azimut del generador fotovoltaico.

Si se observa el recuadro “rendimiento meteo anual”, las pérdidas con respecto al óptimo son nulas.

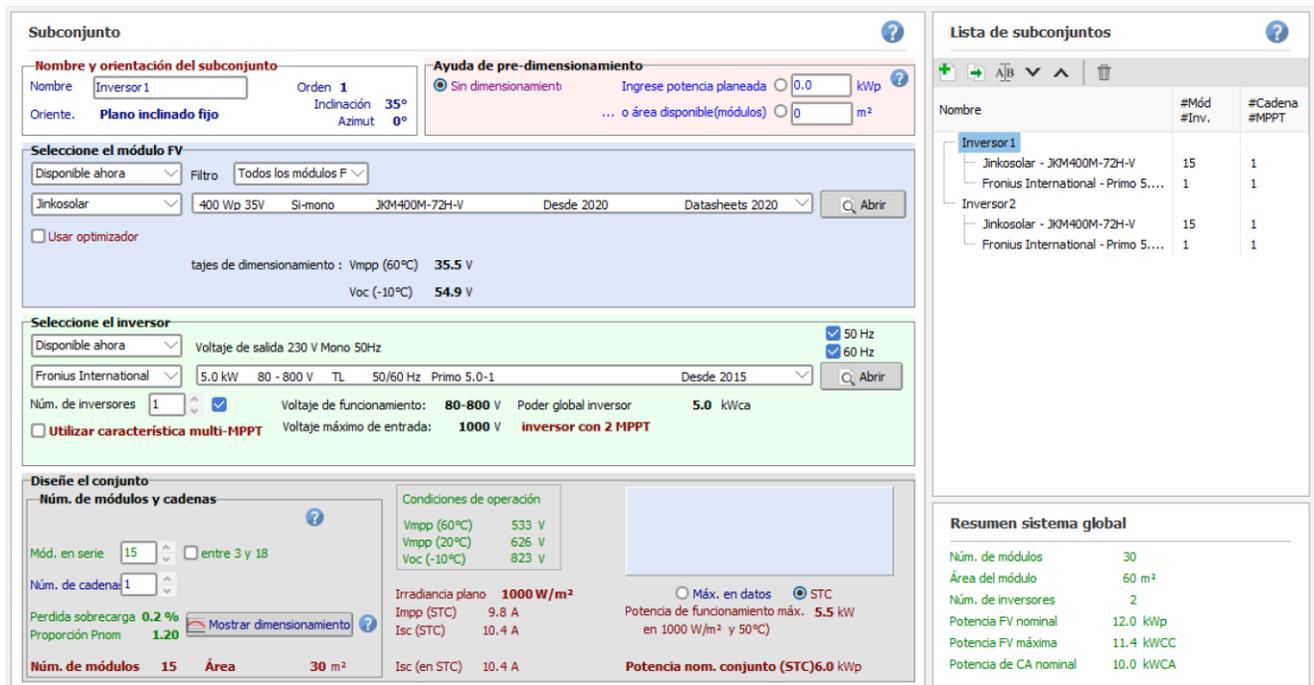
5.2.- SISTEMA

En esta ventana se definen los parámetros del generador fotovoltaico y del inversor.

La figura 5.4 muestra el resultado final del diseño del sistema fotovoltaico donde es importante destacar varios aspectos:

1. Se crean dos subconjuntos debido a que la instalación tiene dos inversores. Como ambos presentan las mismas características, una vez diseñado el primer subconjunto, simplemente para el segundo se pulsa la opción “copiar subconjunto creado”.
2. Para seleccionar el módulo, se adopta el mismo procedimiento que en el capítulo anterior, pero en este caso su elección está fundamentada en simulaciones. Estas simulaciones se incluyen en el anexo 1.

3. Una vez indicado el módulo e inversor, se habilita tanto la opción de indicar el número de módulos en serie donde el mismo programa establece un rango de valores sobre el que tiene que situarse, como la opción del número de cadenas. Se configura en base a los valores obtenidos en el capítulo anterior y en caso de estar mal diseñado, el recuadro azul situado abajo a la derecha muestra una alarma indicando el tipo de fallo.



Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Inversor1 Orden: 1 Inclinación: 35°
 Oriente: Plano inclinado fijo Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 0.0 kWp
 ... o área disponible (módulos): 0 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: [dropdown] Filtro: Todos los módulos F
 Jinkosolar 400 Wp 35V Si-mono JKM400M-72H-V Desde 2020 Datasheets 2020 [Abrir]

Usar optimizador
 tajes de dimensionamiento: V_{mpp} (60°C) 35.5 V
 Voc (-10°C) 54.9 V

Selección del inversor
 Disponible ahora: [dropdown] Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz 50 Hz
 Fronius International 5.0 kW 80 - 800 V TL 50/60 Hz Primo 5.0-1 Desde 2015 [Abrir]

Núm. de inversores: 1 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje de funcionamiento: 80-800 V Poder global inversor: 5.0 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V **inversor con 2 MPPT**

Diseño del conjunto
 Núm. de módulos y cadenas: Mód. en serie: 15 (entre 3 y 18) Núm. de cadena: 1
 Pérdida sobrecarga: 0.2% Proporción P_{nom}: 1.20 [Mostrar dimensionamiento]

Condiciones de operación
 V_{mpp} (60°C): 533 V V_{mpp} (20°C): 626 V Voc (-10°C): 823 V
 Irradiación plano: 1000 W/m² Máx. en datos STC
 Imp (STC): 9.8 A Potencia de funcionamiento máx. en 1000 W/m² y 50°C: 5.5 kW
 Isc (STC): 10.4 A Potencia nom. conjunto (STC): 6.0 kWp
 Isc (en STC): 10.4 A

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Inversor1		
Jinkosolar - JKM400M-72H-V	15	1
Fronius International - Primo 5...	1	1
Inversor2		
Jinkosolar - JKM400M-72H-V	15	1
Fronius International - Primo 5...	1	1

Resumen sistema global

Núm. de módulos	30
Área del módulo	60 m ²
Núm. de inversores	2
Potencia FV nominal	12.0 kWp
Potencia FV máxima	11.4 kWCC
Potencia de CA nominal	10.0 kWCA

Figura 5.4.- Sistema.

5.3.- SOMBREADOS CERCANOS

La ventana “Sombreados cercanos” es una ventana opcional del programa para calcular las posibles sombras que puedan proyectarse sobre el generador fotovoltaico. Se lleva a cabo mediante un entorno de dibujo en 3D donde es necesario insertar el generador fotovoltaico y los objetos cercanos a él, que pueden ser chimeneas, árboles... y en general cualquier objeto que se interponga entre la trayectoria del Sol y el generador.

Una vez dibujado el modelo (figura 5.5) se efectúa una simulación en forma de animación que permite ver los sombreados en cualquier día del año y a cualquier hora. El día seleccionado se corresponde con el solsticio de invierno, veintiuno de diciembre, fecha en que la altura solar es mínima y en consecuencia las sombras son más prolongadas. Entonces si se evitan en esta fecha, en ninguna otra del año los módulos serán sombreados. Para este proyecto las pérdidas son nulas, dado que no existe ningún obstáculo que proyecte sombras sobre los módulos fotovoltaicos como se aprecia en la figura 5.6. Por último, en la figura 5.7 se muestra el diagrama general de pérdidas por sombreado que confirma que son nulas para cualquier día del año.

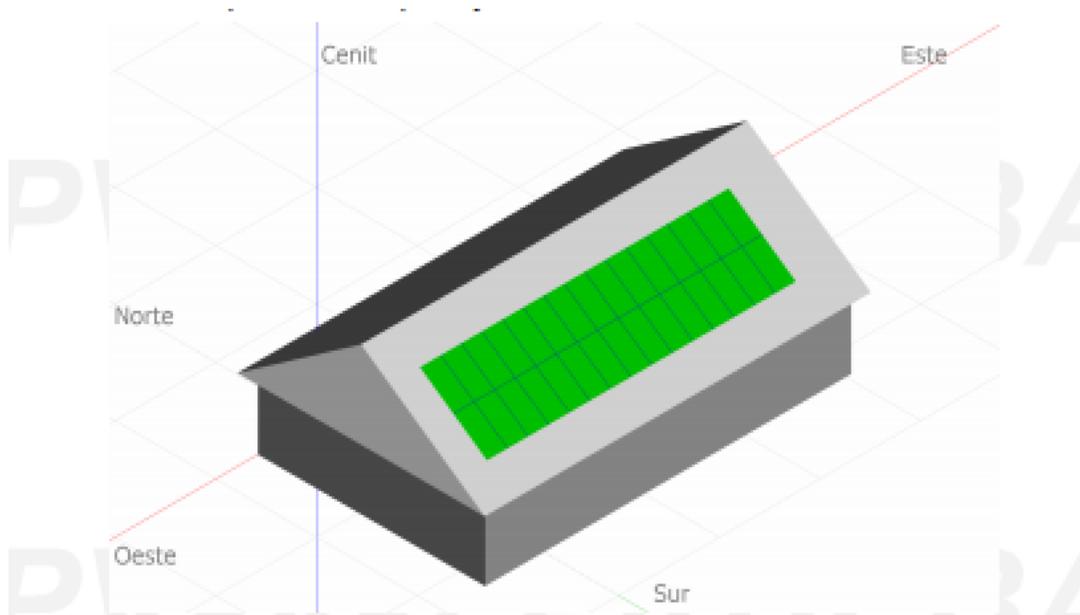


Figura 5.5.- Esquema 3D de la instalación.

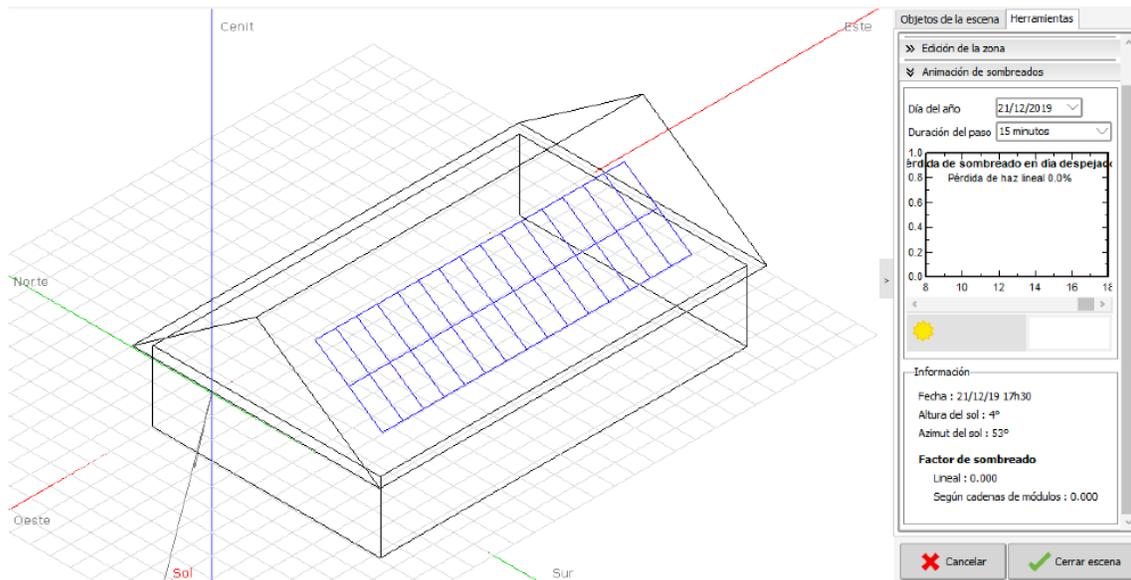


Figura 5.6.- Análisis de sombras en el solsticio de invierno.

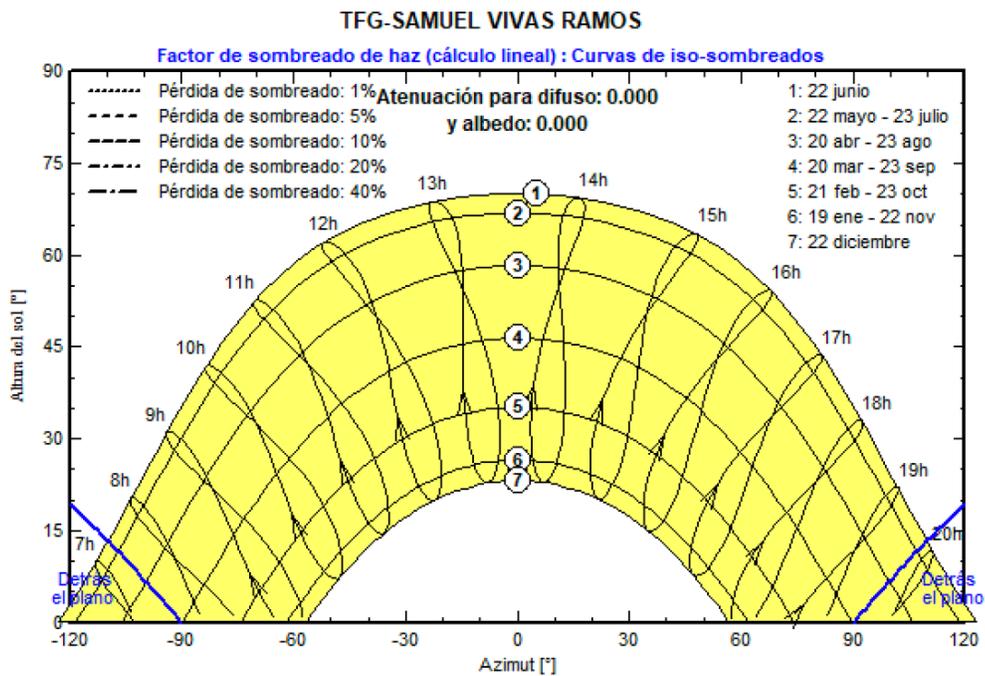


Figura 5.7.- Diagrama de pérdidas por sombreado.

5.4.- GENERACIÓN DE RESULTADOS

Una vez completadas con éxito las etapas anteriores, el software permite la simulación del sistema. Los resultados principales que se obtienen son:

- Producción del sistema = 15409 kWh/año
- Rendimiento energético de la instalación (PR) = 81,11 %

Además, el programa genera un informe donde se recogen todos los detalles de esta simulación, el cual se adjunta en el anexo 4.

A modo de conclusión, puede confirmarse que los datos proporcionados por PVSyst coinciden con los obtenidos en el capítulo anterior, de modo que, las condiciones iniciales de partida del proyecto son correctas.

6. Análisis energético y económico

En este capítulo, se lleva a cabo el balance energético y económico de la instalación fotovoltaica para saber si es posible realizar una inversión de este tipo en las condiciones actuales del mercado eléctrico.

6.1.- BALANCE ENERGÉTICO

Para el balance energético se precisan dos variables:

- Energía generada por el sistema fotovoltaico.
- Energía consumida por la vivienda.

La primera variable se obtuvo a través de la simulación PVsyst y esta variable es extraída mediante un archivo CSV que contiene la energía producida cada hora durante un año (8760 horas) expresada en kW.

La segunda variable (energía consumida por la vivienda) se consigue a través de la base de datos “Dataport” en un archivo CSV, el cual reúne los consumos de las diferentes partes de la vivienda y electrodomésticos presentados de forma quinceminutal durante un año.

Una vez conocidas ambas variables, a través del software Matlab se lleva a cabo el balance energético y los siguientes puntos describen el procedimiento empleado:

1. Los datos de consumo y producción no están recopilados en el mismo intervalo de tiempo, de modo que se desarrolla una función que hace una media de los datos leídos con el fin de obtener de forma horaria los datos de consumo.
2. Se recoge el consumo de cada uno de los habitáculos y electrodomésticos en la variable “Ptotal”. A continuación, se muestra una tabla que contiene los consumos de los diferentes elementos de la vivienda y el consumo total de la misma.

Elementos vivienda unifamiliar	Consumo	Unidades
Calefacción/aire acondicionado	6324	kWh/año
Baño	21,7873	kWh/año
Habitación	231,6245	kWh/año
Lavadora	57,0227	kWh/año
Lavavajillas	160,6370	kWh/año
Secadora	132,9055	kWh/año
Circuito climatizador y horno	2212,3	kWh/año
Cocina	123,8520	kWh/año
1º circuito de enchufes e iluminación general	99,3242	kWh/año
2º circuito de enchufes e iluminación general	112,7628	kWh/año
Microondas	41,1710	kWh/año
Horno	102,7312	kWh/año
Frigorífico	816,5527	kWh/año
Sistema de rociadores	17,5205	kWh/año
Campana de ventilación	37,7538	kWh/año
Consumo total	10492	kWh/año

Tabla 6.1.- Consumo de cada uno de los elementos de la vivienda unifamiliar [23].

3. En un nuevo script se importan tanto la variable “Ptotal” como los datos de generación con el fin realizar el balance energético.
4. Mediante la función “plot” se obtienen las gráficas anuales de generación y consumo (figuras 6.1). Además, para poder observar de forma detallada el comportamiento de estas variables se hace un zoom en cada una de ellas en periodos estacionales diferentes, es decir, una semana en invierno (figura 6.2) y otra en verano (figuras 6.3).

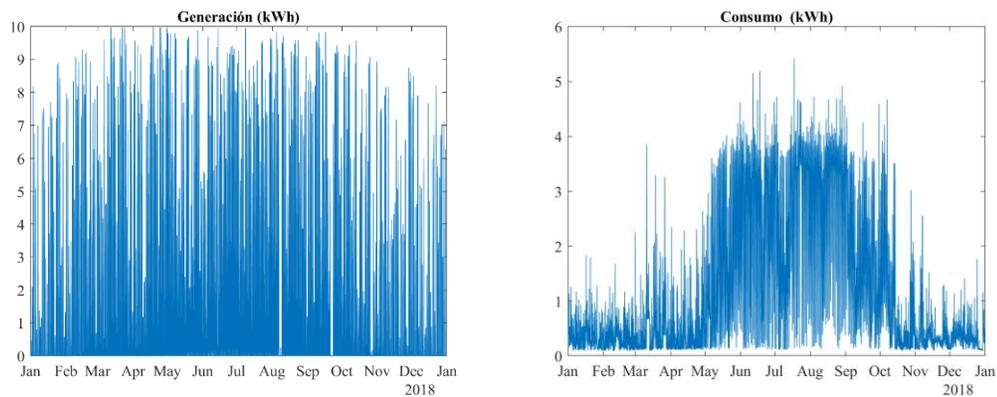


Figura 6.1.- Gráficas anuales de generación y consumo.

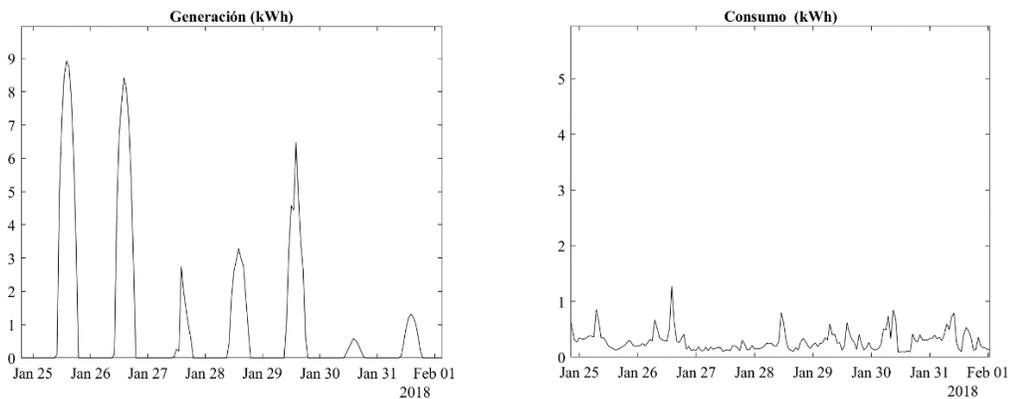


Figura 6.2.- Gráficas de generación y consumo en una semana de invierno.

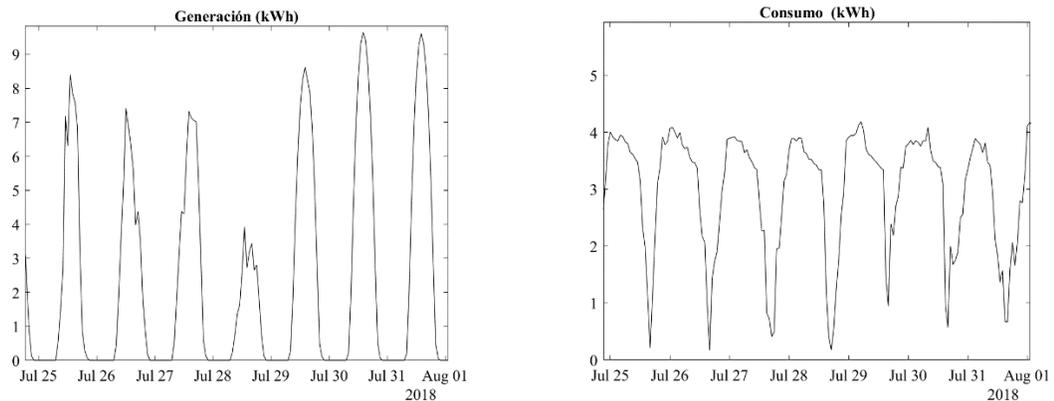


Figura 6.3.- Gráficas de generación y consumo en una semana de verano.

5. Se desarrolla la función “Balance” para contrastar ambas variables y conocer si el sistema fotovoltaico diseñado puede cumplir el doble objetivo de este proyecto; es decir abastecer los consumos de la vivienda y conseguir excedentes. Al ejecutar la función se obtiene un déficit anual de 6407.3 kWh y un excedente anual de 11279 kWh y estos datos serán utilizados en el siguiente apartado para el análisis económico de la instalación. Aunque los resultados conseguidos puedan parecer contradictorios a simple vista, no lo son debido a que no se puede utilizar el excedente para suplir el déficit puesto que la instalación carece de un sistema de acumulación. El déficit se debe principalmente a consumos nocturnos y a instantes diurnos donde la energía captada por los módulos no es suficiente para abastecer el consumo que está aconteciendo. Para finalizar, se obtienen las siguientes gráficas sobre el balance:

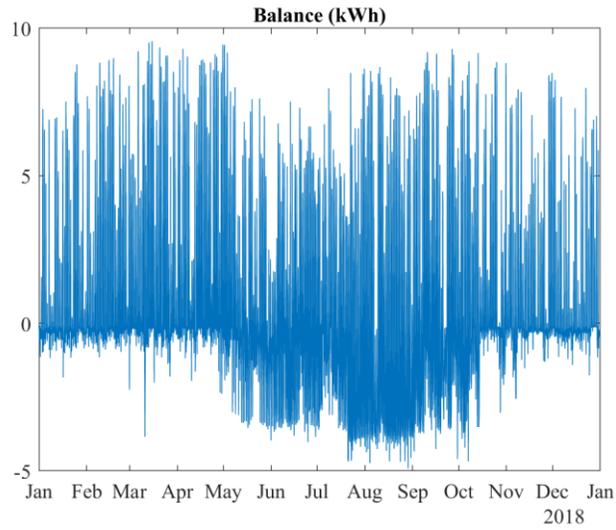


Figura 6.4.- Gráfica del balance anual.

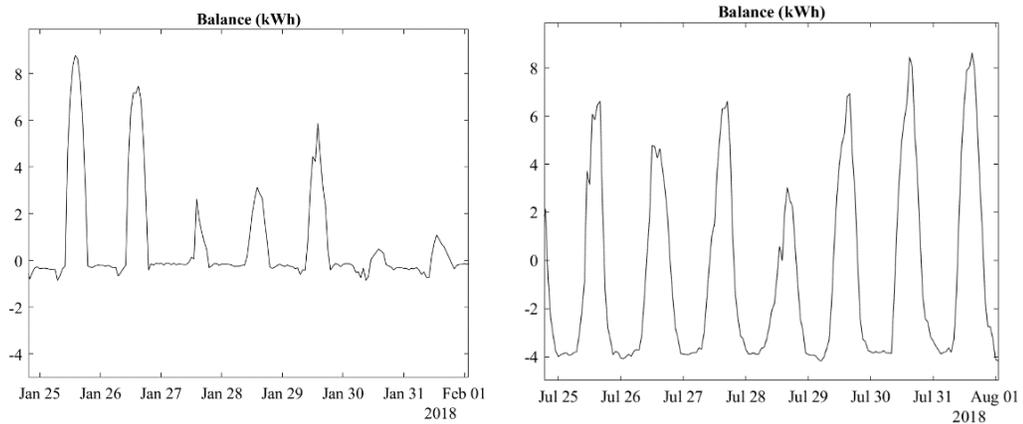


Figura 6.5.- Gráficas del balance en una semana de invierno y en otra de verano.

Por último, los ficheros de programación se adjuntan en el anexo 2.

6.2.- ANÁLISIS ECONÓMICO

El aspecto económico ha estado presente en todas las etapas del diseño del proyecto con el objetivo de minimizar en la medida de lo posible los costes. Los siguientes puntos describen los estudios económicos y financieros del sistema fotovoltaico.

6.2.1.- Presupuesto instalación

En este subapartado se indica el presupuesto total de la instalación fotovoltaica.

Previamente, se realiza la tabla 6.2 que recoge el coste unitario y total de cada uno de los componentes de la instalación. Posteriormente se calcula el presupuesto final de la instalación (presupuesto de ejecución por contrata). Para determinarlo se requiere calcular en primer lugar el presupuesto de ejecución material que se obtiene sumando los importes de cada uno de los capítulos. Seguidamente se calculan los gastos generales (debidos a la propia actividad empresarial), el beneficio industrial (margen de ganancia) y el IVA. Finalmente se suman el presupuesto de ejecución material, los gastos generales, el beneficio industrial y el IVA dando como resultado el presupuesto final de la instalación que se recoge en la tabla 6.3 [7].

Precios unitarios					
Materiales					
Código	Unidad	Descripción	Importe unidad (€)	Cantidad (ud)	Importe total (€)
FV01.01	ud	Módulo JKM400M-72H-V	131.39	30	3941.7
FV02.01	ud	Inversor Fronius Primo 5.0-1	1230.48	2	2460.96
FV03.01	ud	Estructura soporte KHT915	412.73	2	825.46
FV04.01	ud	Contador Fronius smart meter 63 ^a -1	100.52	1	100.52
FV05.01	ud	Cuadros eléctricos, cableado y protecciones	656.95	1	656.95
Mano de obra					
Código	Unidad	Descripción	Importe unidad (€)	Cantidad (ud)	Importe total (€)
FV06.01	H	Oficial 1 ^a electricista	11.44	24	274.56
FV06.02	H	Ayudante electricista	10.56	24	253.44

Tabla 6.2.- Precios unitarios y totales.

Presupuesto			
Capítulo	Descripción del capítulo	Importe (€)	Porcentaje (%)
FV01	Módulos JKM400M-72H-V	3941,7	43,29
FV02	Inversores Fronius Primo 5.0-1	2460,96	27,03
FV03	Estructura soporte KHT915	825,46	9,07
FV04	Contador Fronius smart meter 63A-1	100,52	1,10
FV05	Cuadros eléctricos, cableado y protecciones	656,95	7,21
FV06	Mano de obra	528	5,80
FV08	Seguridad y salud	34	0,37
FV09	Documentación, tramitación y legalización	558,33	6,13
	Presupuesto de ejecución material (total)	9105,92	100
	Gastos generales (13 %)	1183,77	
	Beneficio industrial (6%)	546,36	
	Base imponible	10836,04	
	IVA (21%)	2275,57	
	Presupuesto de ejecución por contrata (total)	13111,61	
<p>Asciende el presente presupuesto a la cantidad de TRECE MIL CIENTO ONCE EUROS CON SESENTA Y UN CÉNTIMOS</p>			

Tabla 6.3.- Presupuesto instalación fotovoltaica.

Por último, a través de una gráfica circular se representan los porcentajes y proporciones del coste de la instalación fotovoltaico:

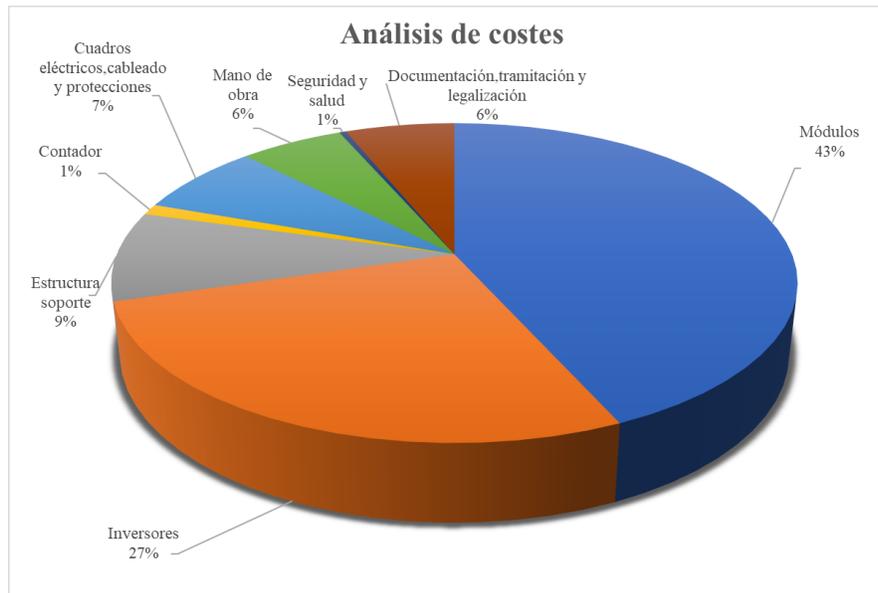


Figura 6.6.- Desglose de costes.

6.2.2.- Ayudas y subvenciones

La finalidad de este subapartado es conocer las subvenciones y ayudas económicas que pueden recibirse por la implantación del sistema fotovoltaico en la comunidad autónoma de Galicia. Para ello se consulta el DOG (Diario Oficial de Galicia) con fecha 23 de enero 2020 en el cual el Inega (Instituto energético de Galicia) establece toda la información acerca de dichas ayudas y subvenciones.

A continuación, se citan los componentes que pueden ser subvencionados:

- Módulos fotovoltaicos.
- Acondicionamiento de la energía eléctrica (inversores, protecciones, cables ...), monitorización (sensores, adquisición de datos ...) y sistemas de acumulación con baterías.
- Resto de accesorios para el correcto funcionamiento del sistema.

- Coste de montaje y conexionado, dirección de obra.
- IVA, cuando no sea recuperable con arreglo a legislación nacional sobre IVA.

La cuantía de la ayuda será del 50 % de la inversión elegible de la instalación, teniendo en cuenta su presupuesto y los requisitos especificados en la tabla 6.4. La cuantía máxima por proyecto será de 25000 €. Además, en la búsqueda de instalaciones de potencias racionales, se establece una ayuda máxima por vivienda de 4000 € y en el caso de llevar baterías de litio de al menos 4 kW/h se incrementará en 1500 € [20].

Potencia en módulos fotovoltaicos (kWp)	€/kWp (sin IVA)
$P \leq 3 \text{ kWp}$	2.500
$3 < P \leq 6 \text{ kWp}$	$3.400 - 300 P$
$6 < P < 20 \text{ kWp}$	$1.780 - 30 P$
$P \geq 20 \text{ kWp}$	1.200

Tabla 6.4.- Cuantía máxima en función de la potencia pico del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta todos los aspectos mencionados anteriormente, se procede a calcular cual será la cuantía máxima recibida para esta instalación fotovoltaica. En primer lugar, se calcula el coste máximo de los elementos subvencionable cuyo cálculo se recoge en la siguiente tabla:

Componentes subvencionables	Precio (€) (sin IVA)
Módulos JKM400M-72H-V	3941,7
Inversores Fronius Primo 5.0-1	2460,96
Estructura soporte KHT915	825,46
Contador Fronius smart meter 63A-1	100,52
Cuadros eléctricos, cableado y protecciones	656,95
Mano de obra	528
Coste total	8513,59 €

Tabla 6.5.- Componentes subvencionables.

El coste total de los componentes subvencionables es igual a 8513,59 €. Seguidamente se calcula el coste máximo en función de la potencia del generador fotovoltaico. Como la potencia del generador es igual a 12 kWp se utiliza la tercera expresión de la tabla 6.4 dando como resultado 1420 €/ kWp. Por tanto, el importe máximo recibido en función de la potencia instalada en el generador es igual:

$$1420 \text{ €/ kWp} * 12 = 17040 \text{ €}$$

Como para este caso, la cantidad que se recibe en función de la potencia del generador es superior a la de los componentes subvencionables (8513,59 €) se toma como referencia esta última cantidad. Teniendo en cuenta los criterios anteriores se aplica el 50 % a 8513,59 € dando como resultado 4256,795 €, la cual resulta superior a los 4000 € que pueden recibirse como máximo por vivienda. Se concluye que la ayuda máxima recibida para esta instalación fotovoltaica es igual a **4000 €**.

6.2.3.- Tarifa eléctrica

Para saber la modalidad de autoconsumo a la que puede acogerse esta instalación fotovoltaica se consulta el Real Decreto 244/2019 aprobado por el Gobierno el 5 de abril de 2019. Dicho decreto contempla dos tipos de autoconsumo:

1. **Autoconsumo sin excedentes:** son las instalaciones que incorporan un mecanismo antivertido, el cual impide la inyección de excedentes a la red de distribución.
2. **Autoconsumo con excedentes:** son las instalaciones que además de generar energía para autoconsumo, pueden inyectar sus excedentes en las redes de transporte y distribución.

Esta modalidad se divide en:

- Modalidad con excedentes acogida a compensación: son las instalaciones donde el productor y consumidor se acogen al sistema de compensación de excedentes para obtener una remuneración económica, que dependerá del tipo de contrato (libre o regulado) elegido. Es importante señalar que actualmente en España no está aprobado el mecanismo de balance neto, es decir, no se compensa al mismo precio la energía inyectada en la red con la extraída.
- Modalidad con excedentes no acogida a compensación: son las instalaciones que no cumplen los requisitos del mecanismo de compensación con excedentes o que voluntariamente deciden no acogerse a dicha modalidad [5].

Por las características de esta instalación fotovoltaica, la modalidad de autoconsumo que más se ajusta es la modalidad con excedentes acogida a compensación. Seguidamente, se realiza un estudio del mercado eléctrico con el fin de determinar cuál puede resultar más ventajoso para dicha instalación.

Es importante destacar que hasta el año 2009 únicamente existía un mercado eléctrico, el cual estaba regulado totalmente por el Gobierno y es a partir de ese año cuando se distinguen dos tipos de mercado eléctrico: regulado y libre.

En el mercado regulado los precios de la energía son establecidos por el Gobierno junto con la Red Eléctrica de España. En este tipo mercado destaca la tarifa PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor) que se caracteriza porque tiene un precio diferente para cada hora del día en función de la demanda, puesto que hay horas en las que la energía es más barata y otras donde es más cara. El precio del PVPC se calcula siempre para el día siguiente lo que permite saber en que periodos va a estar más barata la energía y así poder programar en ellos las tareas que más energía consumen. Para conocer este precio hay que acudir a la página web <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. La tarifa PVPC solamente puede ser ofrecida por comercializadoras de referencia que actualmente en España son ocho:

- Baser Comercializadora de Referencia, S.A.
- Régsiti Comercializadora Regulada, S.L.U.
- Curenergía Comercializador de Último Recurso, S.A.U.
- Energía XXI Comercializadora de referencia.
- Comercializadora regulada Gas & Power, S.A.
- CHC COR, Comercializador de Referencia Energético S.L.U.
- Teramelcor, S.L; Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.

La tarifa PVPC puede ser solicitada por todos los consumidores que tengan una potencia contratada no superior a 10 kW, una instalación eléctrica de baja tensión y un contador inteligente.

Por otra parte, en el mercado libre los precios de la energía son fijados por cada comercializadora y el precio al ser fijo permite saber cuanto te va a costar cada kWh que se consuma. En este tipo de mercado operan más de 200 comercializadoras, las cuales ofrecen tarifas sin exigir límite de potencia eléctrica contratada. A pesar de ser dos mercados diferentes comparten los mismos peajes de acceso (fijados por el Gobierno) y los mismos impuestos [6],[29],[30].

A continuación, se muestra la tabla 6.6 que recoge el estudio del mercado realizado.

Modalidades de autoconsumo						
Autoconsumo SIN excedentes	sistema antivertido					
Autoconsumo CON excedentes	Mercado regulado			Mercado libre		
	TARIFA PVPC (precio variable)			TARIFA libre (precio fijo)		
	Compañía (comercializadora de referencia)	Energía horaria consumida de la red	Energía horaria excedentaria	Compañía (comercializadora libre)	Energía horaria consumida de la red	Energía horaria excedentaria
	Energía XXI	0,09967 €/kWh	0,03872 €/kWh	Endesa	0,1199 €/kWh	0,050 €/kWh
	Base COR			EDP	0,1213 €/kWh	–
	Curenergía			Lucera	0,1270 €/kWh	0,050 €/kWh
Régsiti	Repsol			0,1290 €/kWh	0,050 €/kWh	
	(07/12/2020 12:00)					

Tabla 6.6.- Estudio del mercado eléctrico [4],[13],[30].

6.2.4.- Análisis de retorno de la inversión y viabilidad del sistema

En primer lugar, se realiza una comparativa entre lo que sería la factura eléctrica sin instalación fotovoltaica y con instalación fotovoltaica a lo largo de un año. Para ello se selecciona la compañía Endesa cuyas tarifas son:

- Energía horaria consumida de la red = 0,1199 €/kWh.
- Energía horaria excedentaria de la red = 0,050 €/kWh.

SIN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		CON INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		
Consumo red (kWh)	Factura (€/año)	Consumo red (kWh)	Energía excedentaria (kWh)	Factura (€/año)
10492	1257,99	6407,3	11279	204,28

Tabla 6.7.- Factura eléctrica.

El ahorro anual es igual a $1257,99 - 204,28 = 1053,71$ €. Para ser más prudentes hay que restarle a esta cantidad obtenida unos gastos por mantenimiento de 160 € aproximadamente. Por tanto, el ahorro anual en la factura eléctrica es igual a 893,71 €.

- Periodo de retorno de inversión o payback (PR)

Se calcula cuantos años son necesarios para recuperar la inversión inicial. El periodo de retorno suele variar entre ocho y quince años. También es necesario tener en cuenta las subvenciones y primas, las cuales influyen en gran medida en el periodo de retorno. Además, es importante destacar que este parámetro no tiene en cuenta las fluctuaciones que puede experimentar el valor del dinero en distintos momentos. Se obtiene con la siguiente ecuación [7],[11]:

$$PR = \frac{I_0}{B_a} \quad (6.5)$$

Siendo:

I_0 = inversión inicial de la instalación fotovoltaica.

B_a = beneficio anual.

La siguiente tabla muestra como se ha llevado a cabo su cálculo:

Tiempo de retorno de inversión		
Descripción	Valor	Unidad
Presupuesto instalación fotovoltaica (P_0)	13111,61	€
Ayudas y subvenciones (A)	4000	€
Beneficio anual (B_a)	893,71	€/año
Inversión inicial de la instalación fotovoltaica ($I_0 = P_0 - A$)	9111,61	€
Tiempo de retorno de inversión (PR)	10,20	años

Tabla 6.8.- Tiempo de retorno de inversión.

Por tanto, el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial es de 10,20 años.

- Valor actual neto (VAN)

Se determina para saber si el proyecto es viable. Si el VAN es mayor que cero resultará factible y cuanto mayor sea este valor más rentable resultará. Se calcula con la siguiente ecuación [7],[11]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+k)^t} \quad (6.6)$$

Donde:

I_0 = inversión inicial de la instalación fotovoltaica.

Q_t = flujo de caja en cada año t.

n= número de años que se consideran.

k= Tasa de interés anual.

En la siguiente tabla, se muestra el procedimiento llevado a cabo hasta su obtención.

Valor actual neto (VAN)	
Datos iniciales	
Inversión inicial (I_0)	9111,61 €
Flujo de caja en cada año (Q_t)	893,71 €
Duración del proyecto (n)	25 años
Tasa de interés anual (k)	5%
Año	Flujo de caja
0	-9111,61 €
1	893,71 €
2	893,71 €
3	893,71 €
4	893,71 €
5	893,71 €

6	893,71 €
7	893,71 €
8	893,71 €
9	893,71 €
10	893,71 €
11	893,71 €
12	893,71 €
13	893,71 €
14	893,71 €
15	893,71 €
16	893,71 €
17	893,71 €
18	893,71 €
19	893,71 €
20	893,71 €
21	893,71 €
22	893,71 €
23	893,71 €
24	893,71 €
25	893,71 €
Valor del VAN	3484,29 €

Tabla 6.9.- Cálculo del VAN.

Por tanto, se obtiene un VAN positivo de 3484,29 € significando que el proyecto es viable.

7. Planificación del proyecto

7.1.- DESCRIPCIÓN DE TAREAS Y DIAGRAMA DE GANTT

En este apartado, se desarrollan cada una de las fases en las que se divide el proyecto:

- **Fase 1: Elección del tema**

En la primera fase se acuerda con el tutor el tema del proyecto y se definen los objetivos y el alcance del mismo.

- **Fase 2: Investigación previa**

La segunda fase incluye la búsqueda de información acerca del tema del proyecto. Se contrastó la información recogida en diferentes libros y páginas de Internet. También se realizó un curso para aprender a manejar el software PVsyst.

- **Fase 3: Diseño y Dimensionamiento de la instalación**

En esta tercera fase se realiza el estudio para determinar la orientación e inclinación óptima del generador fotovoltaico y se lleva a cabo un análisis de mercado para la elección de cada uno de los componentes de la instalación (módulos fotovoltaicos, inversor, contador bidireccional...). Por último, se lleva a cabo el dimensionamiento de la misma.

- **Fase 4: Simulación de la instalación**

En esta fase se utiliza el software PVsyst para verificar todos los cálculos realizados en la fase anterior.

- **Fase 5: Estudio energético y económico**

Esta penúltima fase consiste en realizar el balance energético de la instalación para conocer los posibles excedentes y déficits que presenta, así como, la evaluación económica de la instalación.

- **Fase 6: Redacción del proyecto**

La última fase del proyecto consiste en la redacción de la memoria que recoge todos los estudios realizados anteriormente. También se realiza la revisión de la misma. Esta fase junto con la de diseño y dimensionamiento son las que mayor tiempo ocupan.

Mediante el programa Microsoft Project Professional 2019 se realiza el diagrama de Gantt del proyecto, que ofrece una visualización general de todas las tareas que deben ser ejecutadas, con sus correspondientes fechas de inicio y finalización. También incluye las personas responsables de realizar dichas tareas. En la figura 7.2 muestra el diagrama de Gantt de este proyecto.

ED	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos
1	Elección del tema	4.25 días	mié 09/09/20	lun 14/09/20		
1.1	Acuerdo del tema con el tutor	1 día	mié 09/09/20	mié 09/09/20		Alumno;Tutor
1.2	Definición de los objetivos y alcance del proyecto	3.25 días	mié 09/09/20	lun 14/09/20	2	Alumno;Tutor
2	Investigación previa	49.38 días	mar 15/09/20	lun 16/11/20		
2.1	Búsqueda de información	49.38 días	mar 15/09/20	lun 16/11/20		Alumno
2.2	Aprendizaje del software PVsyst	11.13 días	lun 21/09/20	vie 02/10/20		Alumno
3	Diseño y dimensionamiento de la instalación	29 días	lun 05/10/20	mar 10/11/20		
3.1	Determinación de la orientación e inclinación óptima	5.5 días	lun 05/10/20	vie 09/10/20		Alumno
3.2	Selección de cada uno de los componentes de la instalación fotovoltaica	11.13 días	vie 09/10/20	vie 23/10/20		Alumno
3.3	Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica	13.38 días	vie 23/10/20	mar 10/11/20	9	Alumno
4	Simulación de la instalación	8.88 días	mar 10/11/20	vie 20/11/20		
4.1	Simulación mediante el software PVsyst	8.88 días	mar 10/11/20	vie 20/11/20	10	Alumno
5	Estudio energético y económico	35.13 días	vie 20/11/20	lun 11/01/21		
5.1	Balance energético	11.13 días	vie 20/11/20	vie 04/12/20	11	Alumno
5.2	Análisis económico	24.63 días	vie 04/12/20	lun 11/01/21	12	Alumno
6	Redacción del proyecto	29.13 días	lun 07/12/20	lun 18/01/21		
6.1	Redacción de la memoria	30.25 días	lun 07/12/20	lun 18/01/21		Alumno
6.2	Revisión	7.75 días	jue 07/01/21	vie 15/01/21		Alumno;Tutor

Figura 7.1.- Fases del proyecto.

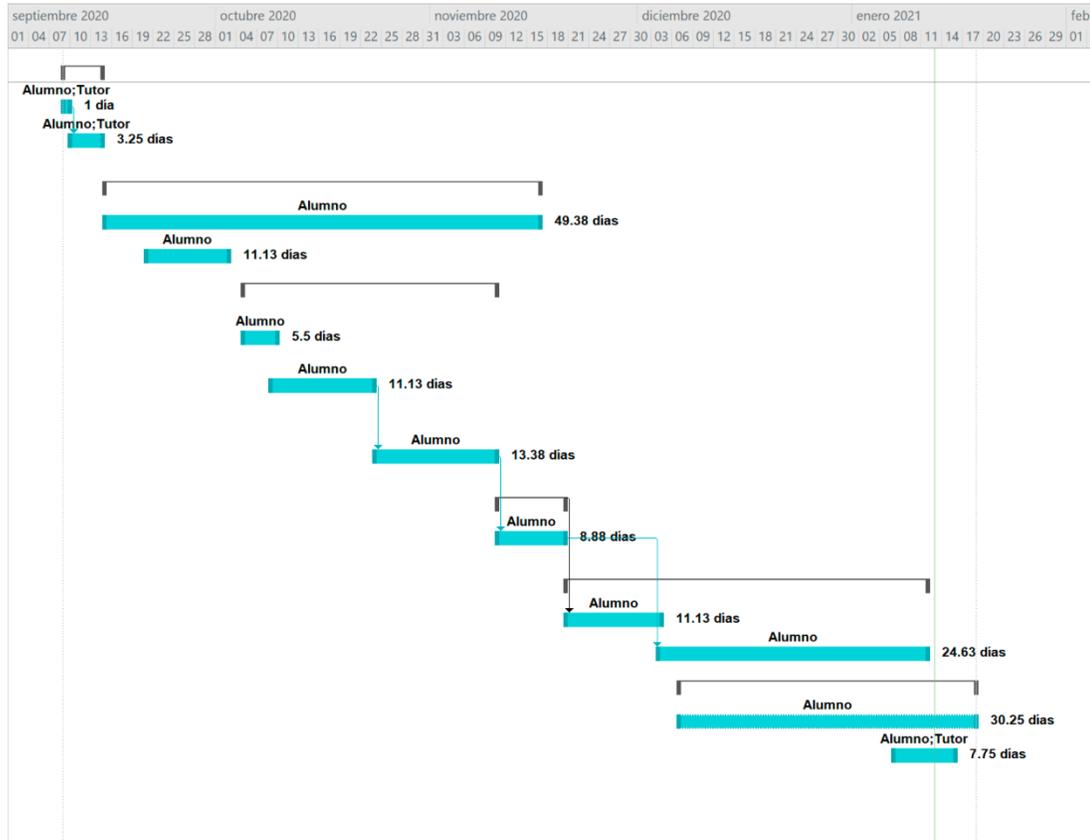


Figura 7.2.- Diagrama de Gantt.

Por último, la duración total de este proyecto ha sido de 98,8 días.

8. Conclusiones

Las conclusiones que se extraen tras la realización del presente proyecto son las siguientes:

En primer lugar, se ha cumplido con el objetivo principal del proyecto, puesto que se ha conseguido dimensionar una instalación fotovoltaica conectada a red con una potencia nominal de 10 kW sobre el tejado de una vivienda unifamiliar. A partir de la misma, se obtiene una producción anual de 15409 kWh.

Los otros dos objetivos marcados al inicio del presente documento (cubrir los consumos de la vivienda y obtener excedentes de energía) también se ha alcanzado pero con un matiz puesto que la instalación en determinados momentos presenta déficits de energía. La instalación fotovoltaica presenta un excedente anual de 6407,3 kWh y un déficit anual de 11279 kWh.

Por otra parte, se consigue un ahorro anual en la factura eléctrica de 893,71€. El estudio de viabilidad económica llevado a cabo confirma que dicho proyecto es factible y además su inversión inicial es recuperable en un plazo de 10 años aproximadamente.

Por último, a nivel personal la investigación y realización de este proyecto me ha aportado un enorme conocimiento sobre el campo de la energía solar fotovoltaica, así como a utilizar programas especializados en el diseño de instalaciones fotovoltaicas. También he adquirido una mayor soltura en la elaboración de este tipo de documentos para poder afrontar futuros proyectos.

8.1.- APLICACIONES FUTURAS

Los posibles trabajos futuros que pueden llevarse a cabo en el presente proyecto son los siguientes:

- Realizar el diseño de las protecciones y del cableado de la instalación fotovoltaica.
- Analizar la posibilidad de acogerse a una tarifa con discriminación horaria.
- Evaluar la implantación de un sistema de acumulación (instalación aislada).
- Estudiar una posible reducción de la potencia instalada.
- Calcular las emisiones de CO₂ que se evitan anualmente mediante esta instalación solar fotovoltaica.

9. Bibliografía

- [1] *Aemet*. s.f. https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf (último acceso: 15 de diciembre de 2020).
- [2] *AleaSoft Energy Forecasting*. s.f. <https://aleasoft.com/es/energia-solar-fotovoltaica-espagna-inicios-objetivos-2030/> (último acceso: 8 de enero de 2021).
- [3] *Autosolar*. s.f. <https://autosolar.es> (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [4] *Becquel*. s.f. <https://becquel.com/blog/es/vender-precio-luz-excedente-placas-solares-espana/> (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [5] *BOE*. s.f. <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf> (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [6] *Cambio energético*. s.f. <https://www.cambioenergetico.com/blog/mercado-libre-o-regulado/> (último acceso: 12 de enero de 2021).
- [7] Cantos Serrano, Julián. *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Paraninfo, 2020.
- [8] Castejón, Agustín, y Germán Santamaría. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex, 2010.
- [9] *Datosclima*. s.f. <https://datosclima.es/Aemethistorico/Tempestad.php> (último acceso: 10 de diciembre de 2020).
- [10] Diaz Corcobado, Tomás, y Guadalupe Carmona Rubio. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. McGraw-Hill, 2010.
- [11] *Diseño de sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales*. s.f. https://www.udemy.com/course/tumundorenovable_sistemasresidenciales/ (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [12] *Diseño y cálculo de sistemas fotovoltaicos en PVsyst*. s.f. https://www.udemy.com/course/tumundorenovable_diseno_calculo_pvsyst/ (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [13] *E·SIOS*. s.f. <https://www.esios.ree.es/es> (último acceso: 12 de enero de 2021).

- [14] *El Foro Verde*. s.f. <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/> (último acceso: 8 de enero de 2021).
- [15] *El periodico de la energía*. s.f. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-modulos-fotovoltaicos-en-2019-jinkosolar-mas-lider/> (último acceso: 10 de diciembre de 2020).
- [16] *Energía fotovoltaica EUREM.NET. Energía fotovoltaica. Módulo*. s.f. <https://docplayer.es/13711083-Energia-fotovoltaica-eurem-net-energia-fotovoltaica-modulo-tecnologia-solar-www-energymanager-eu.html> (último acceso: 8 de enero de 2021).
- [17] *Energías Renovables*. s.f. <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/> (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [18] *Google maps*. s.f. <https://www.google.es/maps> (último acceso: 10 de diciembre de 2020).
- [19] *IDAE*. s.f. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf (último acceso: 29 de diciembre de 2020).
- [20] *Inega*. s.f. <http://www.inega.gal> (último acceso: 29 de diciembre de 2020).
- [21] Moro Vallina, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Paraninfo, 2020.
- [22] Orcajo, Gonzalo Arturo Alonso. *Apuntes de la asignatura de Sistemas Eléctricos de Energías Renovables*. s.f.
- [23] *Pecan Street*. s.f. <https://dataport.pecanstreet.org/> (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [24] *Photovoltaic Geographical Information System*. s.f. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (último acceso: 15 de diciembre de 2020).
- [25] *Pinterest*. s.f. <https://co.pinterest.com/pin/453385887474221090/> (último acceso: 10 de diciembre de 2020).
- [26] Ramírez Agudo, Miguel Angel. *Energía solar fotovoltaica*. Elearning, 2019.
- [27] *Red eléctrica de España*. s.f. www.ree.es (último acceso: 15 de enero de 2021).
- [28] *Redusers*. s.f. <http://www.redusers.com/noticias/elon-musk-anuncia-proximo-proyecto-desarrollo-techos-solares/> (último acceso: 18 de diciembre de 2020).

- [29] *Selectra*. s.f. <https://selectra.es/energia/info/que-es/pvpc> (último acceso: 12 de enero de 2021).
- [30] *Tarifaluzhora*. s.f. <https://tarifaluzhora.es/comparador/pvpc-o-mercado-libre> (último acceso: 12 de enero de 2021).
- [31] Tobajas, Manuel Carlos. *Energía solar fotovoltaica*. Bogotá: ECOE, 2020.
- [32] Veritas Formación, Bureau, Javier María Méndez Muñoz, y Rafael Cuervo García. *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: FC editorial, 2011.