

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de una vivienda unifamiliar

Autor: Claudia Alejandra Osuna Encinoza

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de una vivienda unifamiliar

Autor:

Claudia Alejandra Osuna Encinoza

Tutor:

Miguel Ángel González Cagigal

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Grado: Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de una vivienda unifamiliar

Autor: Claudia Alejandra Osuna Encinoza

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mis padres, abuelos, amigos

A mis compañeros

Agradecimientos

A mis padres, por apoyarme en cada momento, tener un estudiante de ingeniería en casa no es una tarea fácil.

A mi hermano, porque a pesar tantas dificultades, siempre me brinda su amor.

A mis amigos, por los cafés, las risas, los viajes, por ayudarme a sobrellevar los llantos y los días de biblioteca, sin ellos las jornadas de 11 horas en la ETSI no las hubiera soportado.

A Jaime, mi apoyo incondicional, por creer en mi e impulsarme a seguir adelante.

A mi tutor y profesor Miguel Ángel, por estar siempre para ayudarme.

Claudia Alejandra Osuna Encinoza

Sevilla, 2024

Resumen

En este trabajo de fin de grado, se aborda el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, en la cual se aprovecha la energía proveniente del sol para generar electricidad y cubrir las necesidades energéticas del hogar.

Primero con objeto de conocer cómo funciona el sistema eléctrico en España dedicaremos un capítulo a ello, luego introduciremos el tema de estudio: la energía solar, explorando su situación en el contexto español y a nivel mundial.

Seguidamente, antes de adentrarnos en la instalación se hablará sobre la normativa que debemos cumplimentar, tanto a nivel general, como en el caso del autoconsumo, para posteriormente realizar el estudio donde se exploran los distintos componentes de una instalación fotovoltaica, desde los paneles solares hasta el inversor y la batería de almacenamiento, así como las consideraciones técnicas necesarias para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

En base a un criterio económico, considerando posibilidades de financiación y los incentivos fiscales disponibles para este tipo de instalaciones, de eficiencia y rendimiento, comparando una serie de modelos se hará la elección más oportuna teniendo en cuenta las máximas ventajas. En definitiva, este trabajo de fin de grado ofrece una visión completa de los beneficios de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en hogar, con el objetivo de proporcionar información útil y práctica para aquellos interesados en implementar esta tecnología.

Abstract

In this bachelor's thesis, the design of a self-consumption photovoltaic installation is addressed, we take advantage of the sun to generate electricity and to supply the energy needs of the home. Firstly, to understand how the electrical system works in Spain, a chapter will be dedicated to it. Then, we will introduce the topic of study: Solar energy, exploring its situation in the Spanish context and globally. Subsequently, before delving into the installation, the regulations that must be followed at a general level and in the case of self-consumption, will be discussed. This will be continued by the study of different components of a photovoltaic installation, from solar panels to the inverter and storage battery, as well as the technical considerations necessary to ensure the correct operation of the system.

Based on an economic criterion, considering financing possibilities and tax incentives available for this type of installations, as well as efficiency and performance, a comparison of several models will be made to make the most appropriate choice considering the maximum advantages. Ultimately, this bachelor's thesis offers a comprehensive view of the benefits of a home photovoltaic installation, with the aim of providing useful and practical information for those interested in implementing this technology in their home.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 El sistema eléctrico español y la generación descentralizada	1
2 Riesgos de la generación convencional	5
3 Energía solar fotovoltaica	9
3.1 <i>Tecnologías ligadas a la energía solar</i>	9
3.2 <i>Energía solar fotovoltaica en el mundo</i>	10
3.3 <i>Energía solar fotovoltaica en España</i>	11
4 Normativa de aplicación	13
4.1 <i>Normativa aplicable a instalaciones fotovoltaicas</i>	13
4.2 <i>Normativa aplicable a las instalaciones de autoconsumo</i>	13
4.3 <i>Otras normativas</i>	14
5 Diseño de instalación solar fotovoltaica	15
5.1 <i>Situación geográfica de la vivienda</i>	15
5.2 <i>Estudio del consumo eléctrico de la Vivienda</i>	17
5.3 <i>Cálculos</i>	18
5.4 <i>Paneles fotovoltaicos</i>	22
5.4.1 <i>La célula fotovoltaica</i>	22
5.4.2 <i>Elección del panel solar fotovoltaico</i>	23
5.5 <i>Inversor</i>	27
5.6 <i>Elección del panel para la instalación</i>	32
5.7 <i>Batería necesaria</i>	33
6 Cableado	39

6.3	<i>Cableado de la instalación con corriente alterna</i>	44
6.4	<i>Puesta a tierra</i>	47
7	Protecciones	49
6.5	<i>Protección de la parte de continua</i>	49
6.5.1	Protección frente a sobretensiones	49
6.6	<i>Protección de la parte de alterna</i>	50
6.6.1	Protección frente a sobrecargas	50
6.6.2	Protección contra contactos directos	50
8	Estudio económico	51
8.1	<i>Cálculo de la factura mensual</i>	51
8.2	<i>Cálculo de la rentabilidad del proyecto</i>	52
8.2.1	Cálculo de la rentabilidad del proyecto con baterías	52
8.2.2	Cálculo de la rentabilidad del proyecto sin baterías	54
8.3	<i>Subvenciones disponibles</i>	58
9	Conclusiones	61
10.	Referencias	63
	Glosario	65
	Anexos	67
	<i>Anexo A. Planos</i>	67
	Plano 1. Superficie disponible para la instalación fotovoltaica.	68
	Plano 2. Disposición de los paneles en la cubierta.	69
	Plano 3. Cableado de los módulos fotovoltaicos.	70
	Plano 4. Esquema unifilar.	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5-1. Irradiancias en España. Fuente: https://www.e4e-soluciones.com	16
Tabla 5-2. Irradiancia en Tomares.	17
Tabla 5-3. Características del Inversor Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0 [9].	27
Tabla 5-4. Características del panel JinkoSolar Tiger PRO 60HC.	27
Tabla 5-5. Características del panel JAM72-S20-445/MR	30
Tabla 5-6. Producción mensual y diaria estimada.	32
Tabla 5-7. Balance de energía consumida VS producida.	33
Tabla 8-1. Facturación mensual.	51
Tabla 8-2. Precios de los componentes esenciales	52
Tabla 8-3. Estudio de la rentabilidad de un proyecto de inversión con baterías	53
Tabla 8-4. Estudio de la rentabilidad de un proyecto de inversión sin baterías	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Funcionamiento del mercado eléctrico español. Fuente: www.energigreen.com	1
Figura 1-2. Curva EUPHEMIA. Fuente: https://naukas.com/	2
Figura 1-3. Ránking RECAI. Fuente: https://www.ey.com/	3
Figura 2-1: Comparativa de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación. Fuente: https://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005776.pdf	6
Figura 2-2. Gráfico de gases de efecto invernadero. Fuente Organización meteorológica mundial.	6
Figura 3-1. Ranking de países con mayor capacidad FV instalada en 2022. Fuente: www.pv-tech.org .	10
Figura 3-2. Segmentación de la energía FV 2013-2022. Fuente: https://www.solarinfo.es	11
Figura 3-3 Gráfico energía solar generada en España. Fuente: https://www.sistemaelectrico-ree.e	12
Figura 5-1. Esquema de la célula fotovoltaica. Fuente: www.mikitsolar.es .	23
Figura 5-2. Rendimiento por orientación es España. Fuente: https://atersa.shop/	24
Figura 5-3. Orientación óptima. Fuente: PVSyst.	24
Figura 5-4. Batería de 544 Ah C100, 6 vasos x 2V SUNLIGHT 5 OPzS. Fuente: https://ecofener.com/	35
Figura 5-5. Rendimiento del proyecto.	35
Figura 5-6. Vista lateral de la estructura soporte de los paneles.	36
Figura 5-7. Vista frontal de la estructura soporte de los paneles.	37
Figura 6-1. Cable PRYSUN H1Z2Z2-K.	40
Figura 6-2. Esquema de conexionado corriente continua.	41
Figura 6-3. Extracto de la Tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.	41
Figura 6-4. Extracto 4 de la Tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.	42
Figura 6-5. Tabla de intensidades admisibles. Fuente: http://www.prysmianclub.es/	43
Figura 6-6. Cable Afumex Class 1000 V (AS). Fuente: /www.prysmianclub.es .	44
Figura 6-7. Extracto de la tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.	45
Figura 6-8. Representación de la Iccmín. Fuente: www.prysmianclub.es .	46

Notación

sen	Función seno
tan	Función tangente
arctg	Función arco tangente
sen	Función seno
<	Menor
>	Mayor

1 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y LA GENERACIÓN DESCENTRALIZADA

" La energía es esencial para el desarrollo, y la energía sostenible es esencial para el desarrollo sostenible."

- Tim Wirth.

En este capítulo vamos a realizar una breve explicación de cómo funciona en España el sistema eléctrico y posteriormente lo relacionaremos al caso que nos ocupa, es decir, al autoconsumo energético, un concepto revolucionario que ha ganado protagonismo durante los últimos años, ofreciendo a los consumidores la posibilidad de producir su propia energía de forma sostenible y eficiente.

Desde un punto de vista general el **sistema eléctrico español** se divide en generación, distribución, comercialización y consumidores.

Dentro de la generación nos encontramos las diferentes fuentes que producen energía, como las centrales nucleares, eólicas, solares, térmicas, hidráulicas, entre otras.

España cuenta con distintas empresas a lo largo del país que son convocadas por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía) para entrar en subasta diaria, donde los compradores deciden el precio máximo de compra. Existen hasta 25 precios diferentes que varían en función de la producción de energía renovable, la demanda, entre otros y se obtiene la media. Seguidamente los generadores fijan el precio mínimo de venta de energía mediante el mismo criterio, y es cuando se conforma el algoritmo EUPHEMIA. Donde se obtiene el punto de casación (el precio medio final de energía) para vender a los consumidores finales, lo que pasa a ser el mercado minorista. Esta secuencia podemos verla reflejada en la **Figura 1-1**, sobre la cual indagaremos a continuación.

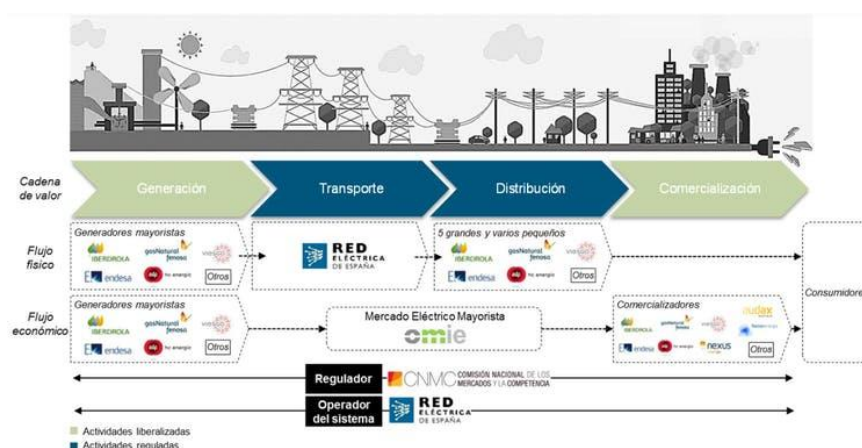


Figura 1-1. Funcionamiento del mercado eléctrico español. Fuente: www.energigreen.com

La etapa de producción de energía eléctrica también denominada Generación está regulada por el estado, pero

en estos años se ha liberalizado, lo que quiere decir que cualquier persona o empresa puede acceder a producir electricidad, en nuestro caso, generar nuestra propia electricidad para el autoconsumo de la vivienda.

La generación de estas fuentes de energía se produce en las centrales eléctricas.

El transporte de energía parte de las centrales eléctricas, desde este punto transportamos la electricidad por la red hacia una subestación transformadora, donde elevamos la tensión que normalmente se encuentra entre los 6 - 18 kV y posteriormente alcanza los 110, 132, 150, 220 o 400 kV. Una vez transformada la tensión, la energía se dirige a las subestaciones distribuidoras.

La siguiente etapa denominada distribución sucede a partir de las subestaciones distribuidoras, donde la tensión se reduce entre 1 y 66 kV. Para distribuir esa electricidad a los hogares, el principal agente es la distribuidora eléctrica, la cual es la encargada de distribuir la electricidad a los centros de transformación para de nuevo reducir el nivel de tensión y hacer que esta sea apta para el uso doméstico.

La última etapa está relacionada con la comercialización, cuando se compra la energía en el mercado eléctrico.

El Mercado ibérico español es de tipo marginalista, cada día y hora el precio se fija en función de la oferta y la demanda, es decir, la cantidad de energía eléctrica que se genera y consume.

Las ofertas expuestas para cada hora del día siguiente son presentadas por productores, estas se ordenan de forma ascendente por el algoritmo denominado EUPHEMIA, **Figura 1-2** y de esta manera, surge la curva de oferta del mercado para cada hora.

Por otro lado, las ofertas por parte de compradores, es decir, las comercializadoras, para cada hora del día siguiente, también son ordenadas por EUPHEMIA, esta vez en orden descendente a su precio, y de este modo, se conforma la curva de demanda del mercado.

Por último, el precio del mercado para el próximo día quedará marcado por el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda. A este precio, las comercializadoras deben sumarle otros costes como pueden ser el de la potencia contratada. Los costes regulados y los impuestos establecidos por el gobierno, para establecer sus precios de venta al consumidor final.

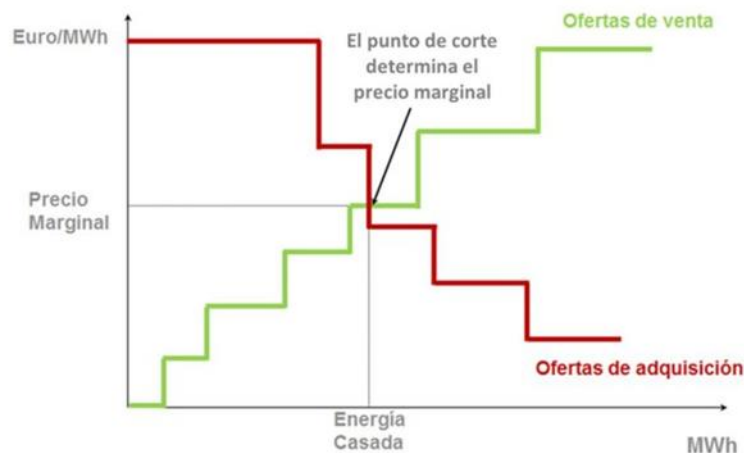


Figura 1-2. Curva EUPHEMIA. Fuente: <https://naukas.com/>

En relación con el autoconsumo fotovoltaico, tenemos un número de etapas de funcionamiento reducidas. La instalación de autoconsumo consta de una parte de generación, que son los paneles solares, los cuales están conectados a la red eléctrica y cuando la instalación genera energía, esta se consume directamente, pero cuando no la genera, por ejemplo, por las noches, esta energía viene de la red.

Los sistemas de autoconsumo tienen interacción directa con el mercado eléctrico, por ello podemos señalar la etapa de comercialización, ya que en los momentos que no se consume toda la energía generada, la energía

sobrante, (excedente), se vierte a la red, obteniendo o bien una compensación, en forma de descuento en la factura eléctrica o realizando una venta de energía en el mercado.

Para hablar de **descentralización de la energía** debemos enfocarnos en el despliegue de las renovables a nivel global. El informe semestral RECAI (EY Renewable Energy Country Attractiveness Index) evalúa el atractivo que presentan los mercados de energías renovables a nivel nacional, con el objetivo de crear el ranking de los países que están más avanzados en el desarrollo de las renovables.

España, como se puede observar en la **Figura 1-3**, es uno de los países con mayor atractivo para invertir en energías renovables, en el panorama internacional tiene una puntuación similar a potencias como Japón, India o Francia.

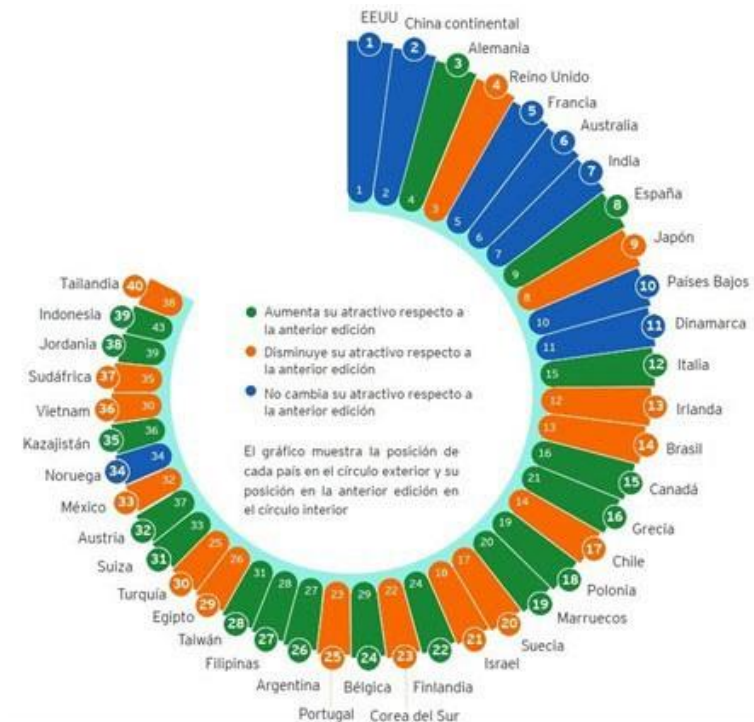


Figura 1-3. Ránking RECAI. Fuente: <https://www.ey.com/>

Hoy en día, la necesidad de resiliencia energética es más que nunca necesaria, el crecimiento de la generación por fuentes renovables y el aumento del almacenamiento de energía son prioridades a nivel mundial a consecuencia del aumento de los precios del gas natural, las tensiones geopolíticas y la crisis climática, uno de los mayores retos hoy en día [17].

Los mercados buscan cada vez más la transición global de redes centralizadas, para que los países alcancen la neutralidad ante el carbono.

Los recursos energéticos juegan un papel fundamental para conseguir integrar energía verde en la red. El exceso de electricidad generada por sistemas sostenibles se puede almacenar y utilizar cuando la red centralizada se ve afectada por interrupciones. Esto quiere decir que los recursos renovables serán importantes para contrarrestar los fallos en la red y las condiciones ambientales desfavorables.

Gracias a la reducción del coste de las tecnologías que hacen posible la transición, el aumento de beneficios fiscales y el plan REPowerEU [13] de la comisión europea está siendo posible para los mercados impulsar el aumento de renovables.

A nivel global se están adoptando una serie de medidas para integrar más tecnologías de energía distribuida, como lo son, las políticas de medición para apoyar la generación solar descentralizada y la legislación favorable para instalar paneles solares en los tejados.

Sin embargo, existen aún desafíos que necesitan ser superados, como, por ejemplo, el desarrollo de una infraestructura energética resistente a condiciones climáticas adversas y protegida ante eventos climáticos

extremos o la garantía de que existe suficiente capacidad para soportar en constante aumento de vehículos eléctricos.

La naturaleza intermitente de las energías renovables deberá equilibrarse con un almacenamiento de energía más avanzado o con una mayor capacidad de generación de energía convencional, y es probable que las redes inteligentes sean fundamentales en este cambiante panorama energético. Estas redes están equipadas con una infraestructura de datos más sólida y ofrecen mayor confiabilidad, eficiencia y flexibilidad, ya que cuentan con medidores inteligentes que permiten a los consumidores monitorear su consumo de electricidad, así como con un nivel de automatización que puede aislar fallas locales para evitar que afecten a toda la red.

2 RIESGOS DE LA GENERACIÓN CONVENCIONAL

Cuando nos referimos a la generación convencional, debemos tener en cuenta que sus recursos son limitados y por ello se debe encontrar una vía alternativa a las mismas para cubrir las futuras necesidades energéticas, estas son, las energías renovables.

La gran ventaja de las energías renovables es que tienen recursos virtualmente ilimitados, mientras que las energías convencionales tienen recursos limitados y cuando las reservas disminuyen el coste aumenta considerablemente por las dificultades que supone su extracción.

Se está apostando por un futuro renovable, como vemos en la **Figura 2-1** se consigue buen rendimiento, esto también es motivado por las desventajas o impactos ambientales asociados a las fuentes de energía primaria convencionales, a saber:

Carbón: presenta emisiones atmosféricas de gases de efecto invernadero (CO₂, NO_x, CO) y partículas sólidas durante su transporte y utilización, tiene bajo rendimiento de conversión de energía primaria en secundaria.

Petróleo: Pocas reservas, residuos, emisiones y vertidos durante el proceso de extracción, emisiones de SO₂, NO_x, y CO₂.

Gas natural: Residuos y emisiones en el proceso de extracción, emisiones atmosféricas de potente efecto invernadero (CO₂) durante su transporte y su utilización, riesgo de fugas de metano (CH₄, gas de potente efecto invernadero) durante su transporte.

Uranio: Residuos radiactivos, altamente tóxicos durante miles de años, Emisiones y contaminación del suelo y agua durante el proceso de extracción, riesgo de accidente nuclear.

Biomasa: Emisiones atmosféricas durante su transporte, emisiones atmosféricas (gases y partículas sólidas) durante su consumo, necesidad de un espacio para almacenamiento.

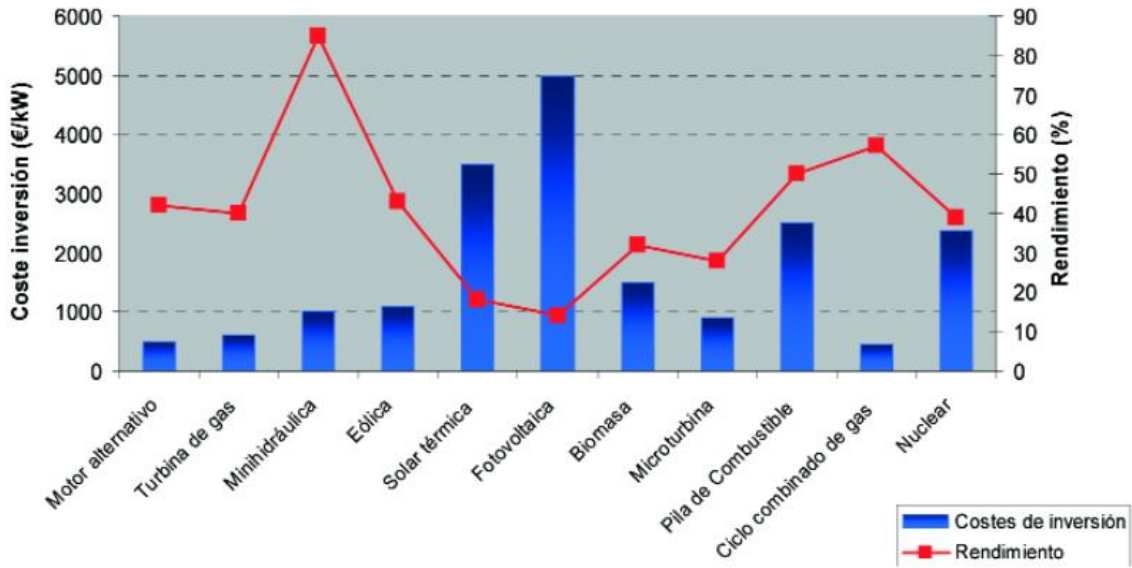


Figura 2-1: Comparativa de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación. Fuente: <https://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005776.pdf>

La apuesta por las energías renovables se enfatiza en distintos estudios realizados como el sexto informe de evaluación de IPCC4 [1] el cual ha señalado que el incremento de temperatura de 1,5 °C que se fijaba en el acuerdo de París como límite a evitar es muy probable que se vea superado y alcance su punto máximo en 2025. También se prevé que las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero), sigan aumentando más allá de 2025, lo que llevaría a una media de calentamiento global de 3,2 °C en 2100.

Estos resultados son cuanto menos preocupantes y señalan a las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) como los principales responsables (**Figura2-2**):

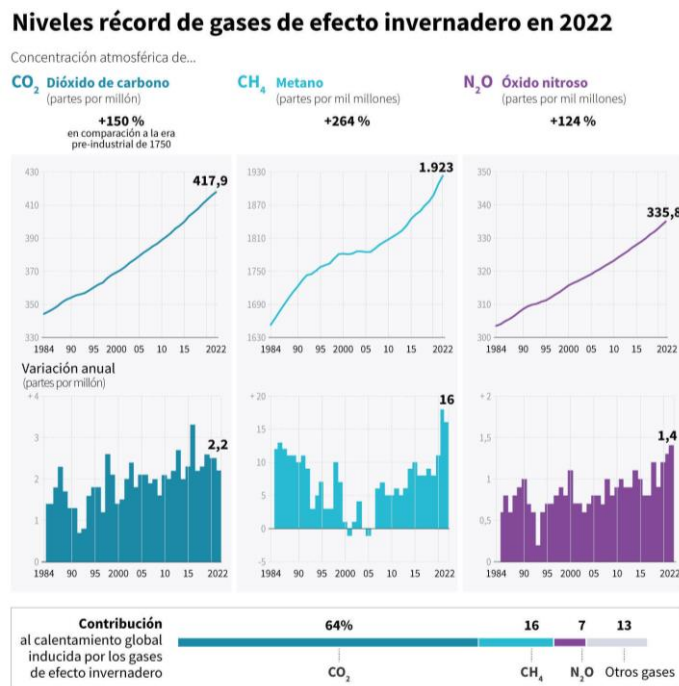


Figura 2-2. Gráfico de gases de efecto invernadero. Fuente Organización meteorológica mundial.

Las consecuencias de estos resultados están definidas y su gravedad dependerá de sí el esfuerzo comunitario consigue limitar las emisiones para así poder acogernos al escenario más favorable de los que se han desarrollado en el informe.

Hoy en día otra razón de peso para apostar por las energías renovables es las fuertes turbulencias en los mercados de la energía que se están viviendo por parte de Rusia. La brusca escalada en los precios del petróleo y gas representan un fuerte reclamo para que los gobiernos aceleren sus planes de transición energética.

3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las formas más importantes de energía renovable en la actualidad debido a su papel fundamental en el proceso de transición energética. Es una fuente de energía inagotable que, gracias a su eficiencia y a la colaboración con la electrónica de potencia, contribuye a impulsar economías más limpias que protejan el medio ambiente.

3.1 Tecnologías ligadas a la energía solar

Existen dos tipos principales de energía solar que son los más conocidos: la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica. Sin embargo, también hay otros tipos igualmente interesantes que es importante tener en cuenta, como: Energía solar térmica, pasiva e híbrida.

Energía solar fotovoltaica

La electricidad se genera mediante la captación de la luz solar a través de los paneles fotovoltaicos. La radiación solar incide en los paneles y se convierte directamente en energía eléctrica. Los paneles solares contienen células fotovoltaicas que, al recibir la luz solar, se ionizan y liberan electrones, generando así corriente eléctrica.

Energía solar térmica

Los sistemas de energía solar térmica utilizan colectores solares para convertir la radiación solar en calor. Estos colectores recogen y almacenan la radiación solar para calentar agua, que luego se utiliza para apoyar sistemas de calefacción o para obtener agua caliente para uso doméstico, residencial o industrial.

Energía solar pasiva

La energía solar pasiva se aprovecha directamente mediante el uso de materiales y soluciones constructivas sin necesidad de transformarla en otra forma de energía. Esto se logra a través de la incorporación de tecnologías como el diseño ecológico y la arquitectura bioclimática, que aprovechan la energía solar para calentar los espacios habitables. También se puede utilizar la iluminación natural, ya sea directamente o a través de tubos de luz que utilizan espejos en su interior.

Energía solar híbrida

La energía solar híbrida combina uno de los tipos de energía solar mencionados anteriormente con otro tipo de energía, principalmente renovable.

Para adentrarnos un poco más en materia de interés actual en relación con las instalaciones fotovoltaicas vamos a comentar el impacto de la energía solar a nivel global, para así demostrar por escrito que mundialmente la búsqueda de fuentes de energías sostenibles se ha vuelto una prioridad.

3.2 Energía solar fotovoltaica en el mundo

La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo a nivel mundial en los últimos años. Según la clasificación mundial de países elaborada en base a datos del 2022 se estima según datos de IRENA's Renewable Capacity Statistics 2023 [2], que la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en todo el mundo en el año 2022 alcanzó los 1,18 TW.

China es actualmente el líder mundial en energía solar fotovoltaica, con una capacidad instalada de 414,15 GW (**Figura 3-1**) a finales de 2022, seguido por Estados Unidos con 141,6 GW y Japón con 84,9GW. Otros países con capacidades instaladas importantes incluyen Alemania, India y España.

El informe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), añade que la contribución de la energía fotovoltaica representa el 6,2 % de la demanda mundial de electricidad total, mientras que en la Unión Europea y China representó el 8,7 y el 6,5 % respectivamente.

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2022























FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	106 GW	1		China	414,5 GW
(2)		European Union	38,7 GW	(2)		European Union	209,3 GW
2		USA	18,6 GW	2		USA	141,6 GW
3		India	18,1 GW	3		Japan	84,9 GW
4		Brazil	9,9 GW	4		India	79,1 GW
5		Spain	8,1 GW	5		Germany	67,2 GW
6		Germany	7,5 GW	6		Australia	30 GW
7		Japan	6,5 GW	7		Spain	26,6 GW
8		Poland	4,9 GW	8		Italy	25 GW
9		Australia	3,9 GW	9		Korea	24,8 GW
10		Netherlands	3,9 GW	10		Brazil	23,6 GW

Figura 3-1. Ranking de países con mayor capacidad FV instalada en 2022. Fuente: www.pv-tech.org.

La energía solar fotovoltaica se ha vuelto cada vez más accesible en todo el mundo, lo que ha llevado a una mayor adopción de esta tecnología en numerosos países. La inversión en energías renovables tanto el segmento de los tejados como el de las centrales eléctricas crecieron en 2022, un 48% de la nueva capacidad en tejados, como se puede ver en el gráfico de la **Figura 3-2**. Además, existen incentivos gubernamentales que han impulsado el uso de la energía solar fotovoltaica a nivel global.

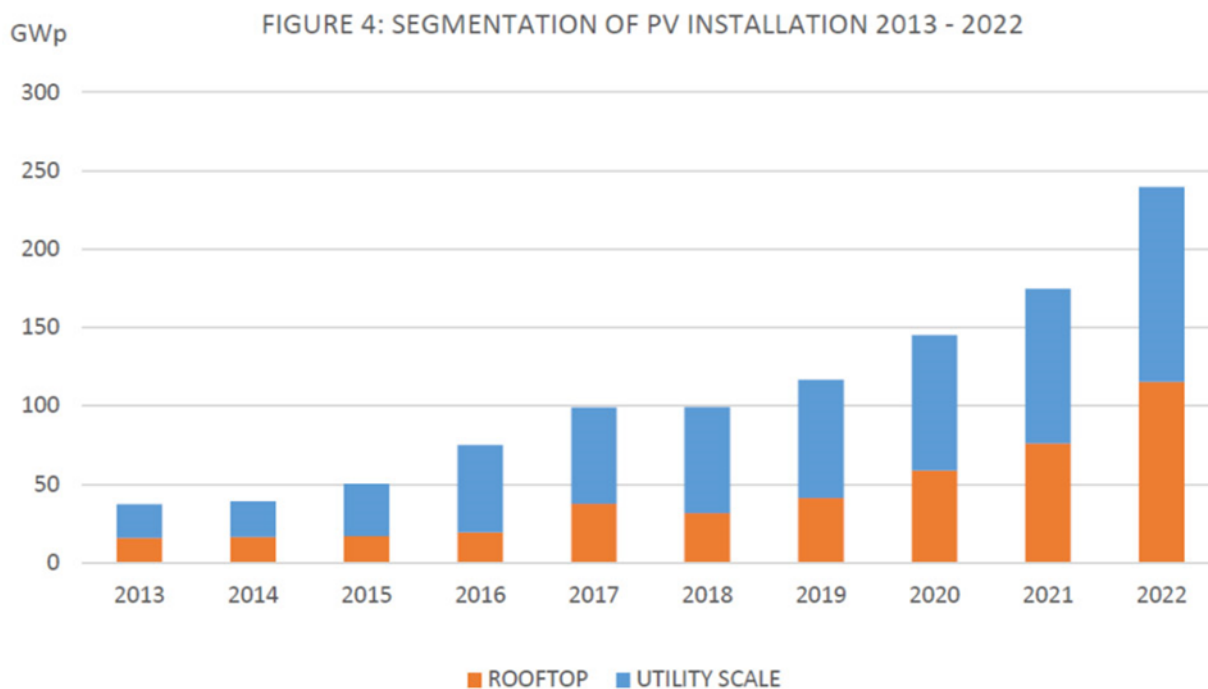


Figura 3-2. Segmentación de la energía FV 2013-2022. Fuente: <https://www.solarinfo.es>

3.3 Energía solar fotovoltaica en España

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un importante auge en España en estos últimos años y hoy sigue siendo la que mayor crecimiento presenta.

La potencia instalada es de 19.785 MW [3] según el informe de Red eléctrica española

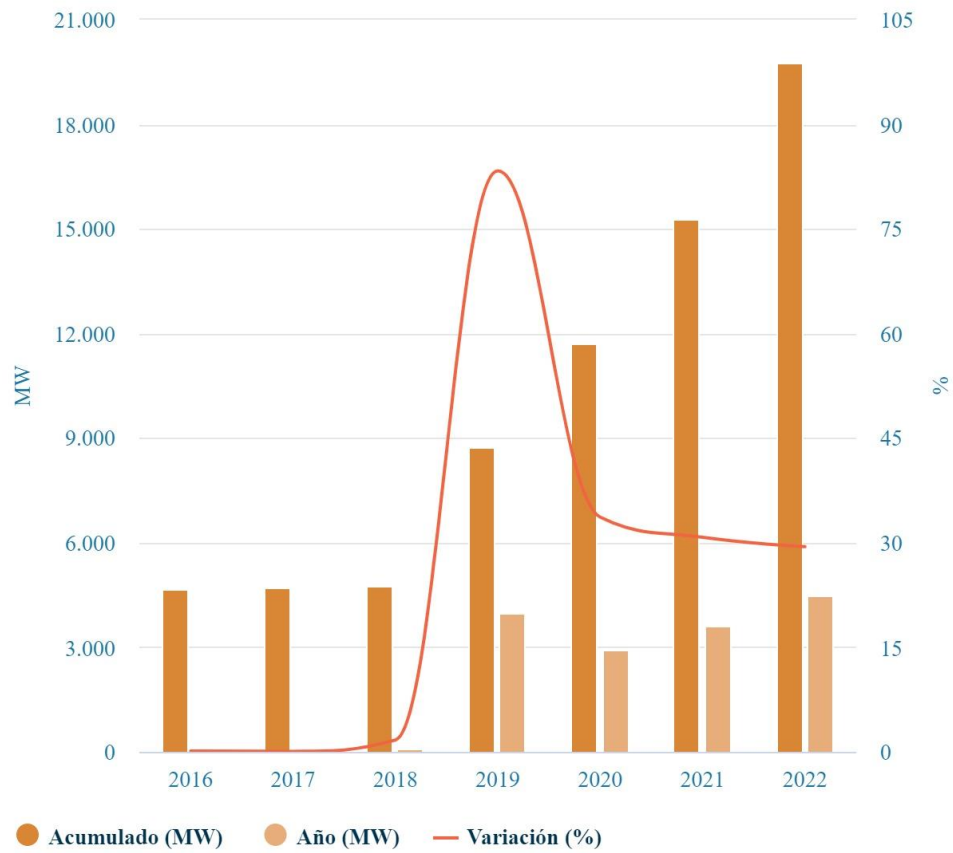
El país continúa avanzando en su proceso de transición energética, como se refleja en la **Figura 3-3**. Durante el 2021, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica aumentó casi un 30% (28,8%), incorporando más de 3.300 MW al parque de generación nacional. Esto llevó a un aumento del 36,7% en la producción de electricidad a través de esta fuente, en 2021.

Según el último informe del sistema eléctrico español publicado por Red Eléctrica Española [4]. En 2022, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en España se incrementó los 29,4%, respecto al año 2021, lo cual implica 4.498 MW más instalados.

En Europa en 2022 se estima que se instalaron 38,7 GW de capacidad solar, como se puede ver en el Ránking de la **Figura 3-1**, de la cual 8,1 GW pertenecen a España, siendo el país con más capacidad instalada de Europa en 2022, seguida de Alemania (7,5GW), Polonia (4,9GW) y países bajos (3,9GW).

El Gobierno español ha establecido objetivos ambiciosos para las energías renovables en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Se espera que la energía renovable represente el 74% del consumo final de energía en 2030, y la energía solar fotovoltaica jugará un papel destacado como una de las principales fuentes de energía renovable.

Además, el Gobierno ha implementado una serie de incentivos y ayudas para fomentar la adopción de la energía solar fotovoltaica en todo el país, incluyendo subvenciones y créditos fiscales para la instalación de paneles solares. Todo esto indica un futuro prometedor para la energía solar fotovoltaica en España.



Fuente: ree.es

Figura 3-3 Gráfico energía solar generada en España. Fuente: <https://www.sistemaelectrico-ree.e>

4 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Para llevar a cabo esta instalación fotovoltaica es necesario atenerse a la legislación a nivel nacional, autónoma, municipal y europea.

Uno de los principales requisitos para poner módulos solares es ser propietario del lugar donde va a llevarse a cabo la instalación además de que los permisos hayan sido concebidos previamente.

4.1 Normativa aplicable a instalaciones fotovoltaicas

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- La ley de sector eléctrico (ley 24/2013)
- RD 842/2002.
- RD 1699/2011

En la práctica, la ley 24/2013 no se aplica correctamente debido a que su desarrollo normativo está contenido en varios decretos reales, especialmente el RD 1955/2000, el cual establece la regulación de todas las actividades en el sector eléctrico y debe ser siempre considerado.

En contraste, el RD 842/2002 tiene una gran importancia, ya que en este se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), el cual es de cumplimiento obligatorio para la mayoría de los sistemas fotovoltaicos.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de estas actividades.

A nivel europeo, La Directiva 2009/28/CE, del parlamento europeo y del Consejo estableció una normativa vinculante con el fin de lograr que las fuentes de energía renovable representen el 20% de la energía de la unión europea y el 10% de la energía de transporte en los estados miembros.

4.2 Normativa aplicable a las instalaciones de autoconsumo

La legislación está en constante cambio, hasta 2018 no se promulgó el Real Decreto-ley 15/2018 sobre medidas urgentes para la transición energética y protección de consumidores que condujo el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. Este último regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- El RDL 15/2018 (que derogó la casi totalidad del RD 900/2015, famoso por instaurar el llamado “impuesto al Sol”).
- El RD 244/2019, que desarrolla normativamente el RDL 15/2018.
- Ley 24/2013

El RD 244/2019 divide las instalaciones de autoconsumo en dos categorías: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes.

Las instalaciones sin excedentes incluyen todas aquellas que están conectadas a la red eléctrica, ya sea a través de la red interna o mediante la red de distribución. Estas instalaciones sin excedentes deben contar con algún sistema de protección contra la inyección de energía sobrante a la red de distribución.

Por otro lado, existen dos modalidades de autoconsumo con excedentes: sin derecho a compensación y con derecho a compensación. Las instalaciones con derecho a compensación deben cumplir con el requisito de proximidad y no superar los 100 kW de potencia nominal. Si una instalación cumple con la proximidad, pero supera este límite, perderá el derecho a la compensación y estará principalmente regulada por el RD 1183/2020, lo que implica que la mayoría de los sistemas de más de 100 kW se consideren como centrales fotovoltaicas.

La legalización de las instalaciones de hasta 15 kW de potencia, que tengan excedentes y derecho a compensación, así como las instalaciones de hasta 100 kW de potencia sin excedentes, se tramitan mediante un procedimiento abreviado y sencillo. Indudablemente, las instalaciones de autoconsumo de baja tensión deben cumplir con el REBT, y por otro lado las instalaciones de media y alta tensión (más de 1,5 kV en corriente continua o más de 1 kV en corriente alterna) deben cumplir con las condiciones técnicas establecidas en el RD 1955/2000.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico define el autoconsumo como el uso de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas dentro de una red de un usuario o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un usuario y diferencia varios tipos de autoconsumo. Su objetivo es asegurar un desarrollo organizado de esta actividad, compatible con la necesidad de asegurar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su totalidad. En este sentido, establece que las instalaciones de autoconsumo deben contribuir a financiar los costos y servicios del sistema en la misma medida que los demás usuarios. Sin embargo, se prevén excepciones para los casos en los que el autoconsumo signifique una reducción de costos para el sistema.

4.3 Otras normativas

Además de la legislación mencionada, hay normativas, de cumplimiento no obligatorio, que controlan las instalaciones fotovoltaicas. A continuación, las más relevantes a tener en cuenta:

- UNE-EN 50380:2018: Requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50461:2007: Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
- UNE-EN 50618:2015: Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- UNE-EN 60891:2010: Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.

5 DISEÑO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En este capítulo desarrollaremos detalladamente el proceso del diseño de la instalación solar fotovoltaica, proceso que implica una planificación de diversos factores, empezando por introducir la situación geográfica y posteriormente el análisis del consumo de la vivienda que será lo que nos guiará a la hora de dimensionar el sistema.

5.1 Situación geográfica de la vivienda

La vivienda está situada en la provincia de Sevilla, España. Una de las zonas de España que cuenta con más horas de sol por día. La vivienda está concretamente en la zona de Tomares.

La orientación de tejado da hacia el suroeste, con lo cual, reúne condiciones favorables para el aprovechamiento de la luz solar.

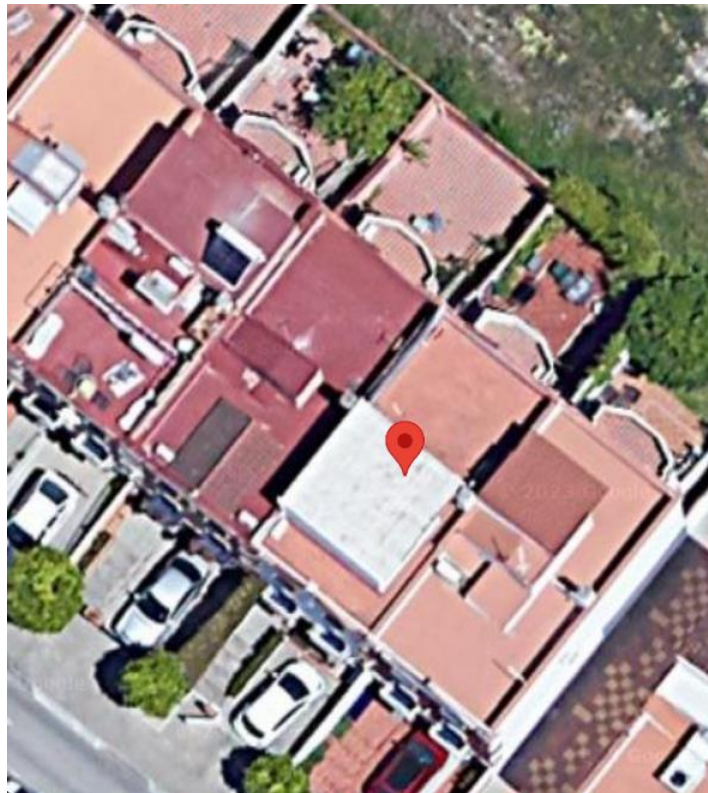


Figura 5-1. Vista aérea de la vivienda. Fuente: <https://www.google.com/maps>.

El área disponible del tejado es de **28 m²** y no presenta sombras cercanas, además, el área es totalmente plana y sin objetos que se interpongan.

A continuación, en la **Tabla 5-1** podemos observar una comparativa de la irradiancia mensual que se puede alcanzar en las distintas ciudades e islas españolas para un mes de sol favorable como lo es agosto, comparando las distintas comunidades, Andalucía en su mayoría de ciudades cuenta con una alta irradiancia, entre ellas Sevilla con lo que las horas de producción van a ser favorables.

Seguidamente en la **Tabla 5-2**. Se puede observar según los datos recogidos que la zona de Tomares presenta buenos valores de irradiancia, lo que favorecerá a la producción de energía.

En base a estos datos y las horas de luz solar, trabajaremos en el estudio de la instalación de paneles fotovoltaicos en la vivienda.

Tabla 5-1. Irradiancias en España. Fuente: <https://www.e4e-soluciones.com>

Comunidad	Ciudad o Provincia	Irradiancia solar Agosto 2020 kWh/ m ²
Islas Canarias	Tenerife	7,63
Extremadura	Cáceres	7,39
Andalucía	Huelva	7,36
Andalucía	Cádiz	7,26
Castilla la Mancha	Albacete	7,22
Andalucía	Córdoba	7,04
Andalucía	Málaga	7,03
Andalucía	Sevilla	7,01
Reg. Murcia	Murcia	6,97
C. Valenciana	Alicante	6,95
Castilla y León	Valladolid	6,94
Andalucía	Jerez	6,74
C. Madrid	Madrid	6,91

Además de la irradiancia en España es clave destacar que la zona de Tomares se ve favorecida por la radiación solar que incide en la zona, siendo un poco mayor a de Sevilla Capital por su diferencia de altitud.

Tabla 5-2. Irradiancia en Tomares.

Día del año	Media
1 de enero	2.2
2 de enero	2.3
3 de enero	2.2
1 de junio	7.3
2 de junio	7.4
3 de junio	7.7
4 de junio	7.5

5.2 Estudio del consumo eléctrico de la Vivienda

Teniendo en cuenta la factura anual del cliente, se observa que tiene un aumento del consumo en los meses de diciembre, junio, julio, agosto, septiembre con respecto a la media anual, este aumento de consumo está directamente ligado al uso de elementos de acondicionamiento de calor y frío industrial tales como aires acondicionados, calefactores eléctricos, secadora.

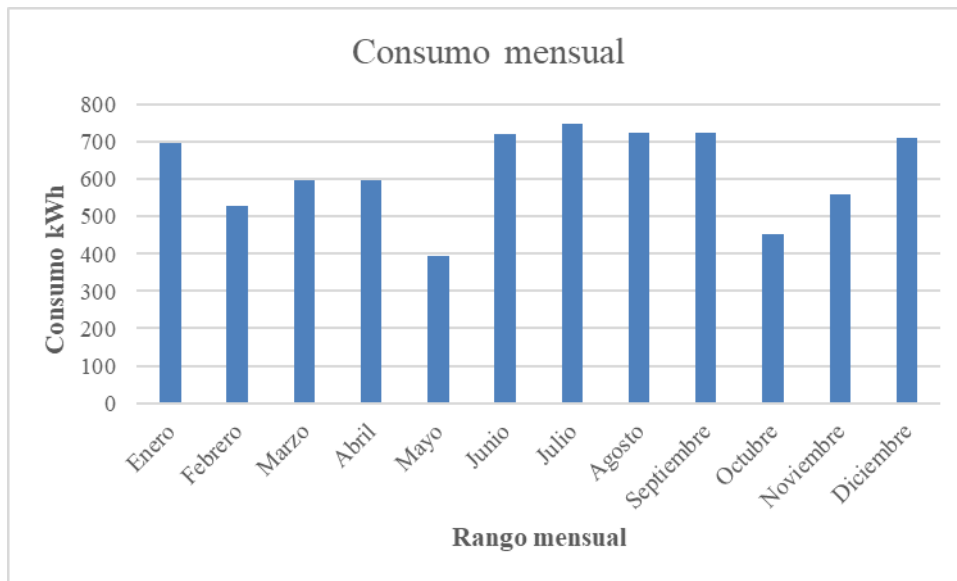


Figura 5-2 Gráfico de consumo mensual de la vivienda.

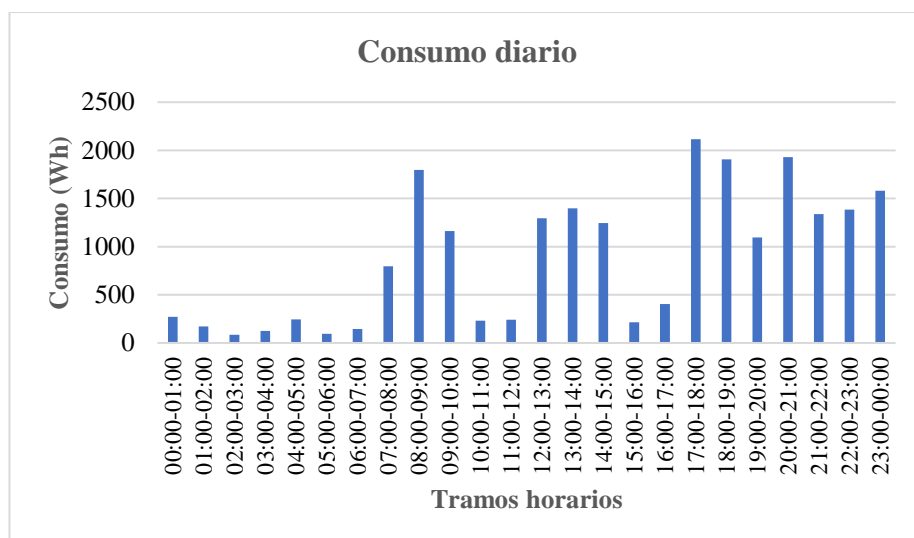


Figura 5-3. Gráfico de consumo diario de la vivienda

La **Figura 5-2** representa el consumo por cada mes del año que hay en la vivienda. La suma de los consumos mensuales da como resultado: **7467,69 kWh** y la media mensual es: **622,3075 kWh**.

Para el estudio es de interés el consumo energético diario de la vivienda ya que nos ayudará a deducir el número de placas necesarias.

Con la ayuda del consumo anual y mensual obtenemos un consumo diario promedio de: **20459,42 Wh**.

Si nos fijamos en la **Figura 5-3** se ha representado un día cualquiera de invierno, para uno de los días más desfavorables, y podemos comprobar que la estimación del consumo diario se acerca al consumo diario promedio, ya que la suma del consumo por horas para el día representado es: **21273 Wh**.

5.3 Cálculos

En este capítulo se expresan las fórmulas principales y necesarias para elegir los componentes esenciales de la instalación como lo son los paneles y el inversor. Además, se señalan las condiciones que se deben cumplir para hacer una correcta elección de los equipos y por último, la forma en la que deben estar conectados.

5.3.1 Cálculo del número de paneles

Para iniciar el diseño de la instalación fotovoltaica es necesario conocer el número de paneles requerido, este número dependerá principalmente de la potencia pico del panel fotovoltaico que se elija y las horas de sol de la ubicación.

A continuación, se exponen los datos y fórmulas necesarias:

Datos:

- Consumo diario $\rightarrow E_{cons}$ (W·h)
- Horas de sol pico $\rightarrow HSP$
- Rendimiento del panel fotovoltaico $\rightarrow \eta$

$$\text{Potencia fotovoltaica} = \frac{E_{cons}}{HSP} \quad (5-1)$$

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica (W)}}{\text{Potencia del módulo (Wp)} \cdot \eta} \quad (5-2)$$

5.3.2 Cálculo de la potencia del inversor

Conocido el número de paneles necesario hay que proceder a la elección del inversor, el cual se encargará de transformar la corriente de continua a alterna.

La primera condición que debe cumplir un inversor es que su potencia sea mayor a la instalada.

$$P_{instalada} = n^{\circ} \text{ total de módulos} \cdot \text{Potencia del panel (Wp)} \quad (5-3)$$

$$P_{inversor} > P_{instalada}$$

Una vez conseguida esta condición, la elección de los parámetros del inversor consta de dos partes: el dimensionamiento del voltaje y el dimensionamiento de la corriente, para ello, debemos conocer los límites de configuración.

Es importante destacar que para determinar las características técnicas de los paneles solares y de este modo poder realizar comparaciones con distintos fabricantes para así calcular los parámetros de diseño que serán esenciales para determinar el inversor adecuado, existen las denominadas STC y NOCT.

Siendo las condiciones STC (*Standard Test Conditions*) y NOCT (*Nominal Operating Cell temperature*) son dos términos clave en el mundo de la energía solar fotovoltaica que dan lugar a comparar de manera estandarizada los distintos equipos.

Condiciones STC: Se refieren a las condiciones base de temperatura y radiación solar y masa de aire sobre las cuales se evalúa el desempeño de todos los paneles solares. Estas condiciones ideales son una temperatura de 25°C, una irradiancia de 1000 W/m² y un ángulo de incidencia de 45°C.

De esta manera es posible para las empresas facilitar la potencia máxima del equipo e incluirla en la ficha técnica.

En la realidad se llevan a cabo operaciones en condiciones diversas, no siempre óptimas, y es complicado alcanzar niveles máximos de eficiencia. La máxima generación está sujeta a distintas variables como la hora del día, estación del año, condiciones geográficas, y de acuerdo con esto, la generación será afectada positiva o negativamente. Para obtener un resultado más cercano a la realidad acudimos a las condiciones NOCT, que son establecidas mediante unas condiciones de irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento de 1m/s y una masa de aire de 1,5 G.

Datos necesarios:

- *Coeficiente de temperatura del voltaje* → $\alpha > 0$
- *Coeficiente de temperatura de la Intensidad* → $\beta < 0$
- *Coeficiente de temperatura de la potencia* → $\gamma < 0$
- *Tensión a circuito abierto* → V_{oc}

- *Corriente de cortocircuito* → I_{sc}
- *Potencia en el punto máximo* → P_{pmp}
- *Temperatura de trabajo* → T_M
- *Temperatura en condiciones estándar* → T_{STC}
- *Voltaje máximo en condiciones estándar* → V_{STC}
- *Potencia máxima en condiciones estándar* → P_{STC}

Tras adquirir la ficha técnica del inversor y extraer los datos necesarios anteriormente mencionados, se puede proceder al cálculo de los parámetros que serán de utilidad para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad del diseño.

$$V_{oc(T_{STC})} = V_{oc(T_{STC})} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en serie} \quad (5-4)$$

$$V_{PMP(T_{STC})} = V_{PMP(T_{STC})} \cdot n^{\circ} \text{ paneles en serie} \quad (5-5)$$

$$P_{PMP(T_{STC})} = P_{PMP(T_{STC})} \cdot n^{\circ} \text{ paneles totales} \quad (5-6)$$

$$V_{oc(T_m)} = V_{oc} \cdot (1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})) \quad (5-7)$$

$$V_{PMP(T_m)} = V_{PMP} \cdot (1 + \beta \cdot (T_m - T_{STC})) \quad (5-8)$$

$$P_{PMP(T_m)} = P_{PMP} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_m - T_{STC})) \quad (5-9)$$

$$I_{sc(T_m)} = I_{sc} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_m - T_{STC})) \quad (5-10)$$

Condiciones que debe cumplir el inversor respecto a los paneles

$$V_{PMP_{\min}} Inversor < V_{PMP(STC, T_{\max})}$$

$$V_{PMP_{\max}} Inversor > V_{PMP(STC, T_{\max})}$$

$$V_{oc_{\max}} Inversor > V_{oc(STC, T_{\min})}$$

$$P_{PMP_{\max}} Inversor > P_{PMP(STC)}$$

$$I_{\max} Inversor > I_{scT_{\max}}$$

Disposición de los paneles fotovoltaicos

Ante el cálculo anteriormente especificado de las características que debe cumplir un panel respecto a su inversor, es importante calcular la disposición de los paneles entre sí, para cumplir que la suma de sus intensidades (paneles en paralelo) y la suma de sus tensiones (paneles en serie) de la instalación en su totalidad sea la adecuada.

A pesar de que anteriormente para calcular el número de módulos utilizamos la expresión (5-2), al disponer ahora también del inversor es necesario asociarlo a los módulos mediante (5-12) para comprobar que se cumplen las condiciones de seguridad del diseño expuestas anteriormente.

Una vez elegidos los paneles fotovoltaicos, el número máximo de paneles necesarios puede calcularse a través de la potencia máxima del inversor usando la expresión a continuación:

$$N_{\text{paneles}_{\max}} = \frac{P_{\max_{\text{inversor}}}}{P_{\max(T_{\min})}} \quad (5-12)$$

La disposición en serie debe cumplir las siguientes condiciones de tensión:

La suma de las tensiones máximas de los módulos debe ser superior a la tensión mínima de funcionamiento del inversor.

$$N_{\text{serie}} \leq \frac{V_{\text{mp}_{\text{inversor}}(\max)}}{V_{\text{mp}_{\text{modulo}}(T_{\min})}} \quad (5-13)$$

La tensión mínima de funcionamiento del inversor debe ser inferior a la suma de las tensiones mínimas del módulo.

$$N_{serie} \geq \frac{V_{pmp_{inversor}(mín)}}{V_{pmp_{modulo}(Tmáx)}} \quad (5-14)$$

Además, se debe cumplir que la tensión máxima del inversor debe ser superior a la suma de las tensiones en vacío.

$$N_{serie} \leq \frac{V_{máx_{inversor}}}{V_{oc}(Tmín)} \quad (5-15)$$

La disposición en paralelo debe cumplir las siguientes condiciones de intensidad:

La intensidad máxima de la entrada del inversor debe ser mayor a la suma de las intensidades máximas del string, las cuales se dan a la mayor temperatura.

$$N_{paralelo} \leq \frac{I_{máx_{inversor}}}{I_{máx_{string}}} \quad (5-16)$$

La intensidad máxima de cortocircuito del inversor debe superar a la suma de las intensidades de cortocircuito máximas del string, la cual se da a la mayor temperatura del panel.

$$N_{paralelo} \leq \frac{I_{sc_{inversor}(máx)}}{I_{sc_{máx_{string}}}} \quad (5-17)$$

5.4 Paneles fotovoltaicos

En este apartado se va a hacer referencia a las diferentes tecnologías hoy en día existentes de células fotovoltaicas, también hablaremos de todos los puntos a tener en cuenta para la posterior elección del panel que más se acerque a nuestras necesidades y preferencias.

5.4.1 La célula fotovoltaica

El componente fundamental de un panel fotovoltaico son las células, que representa la unidad mínima que permite convertir la radiación solar en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión, a las células se le induce un campo eléctrico debido a la **unión p-n** en la cual, los electrones se mueven hacia el lado positivo: p y los huecos se mueven hacia el lado negativo n.

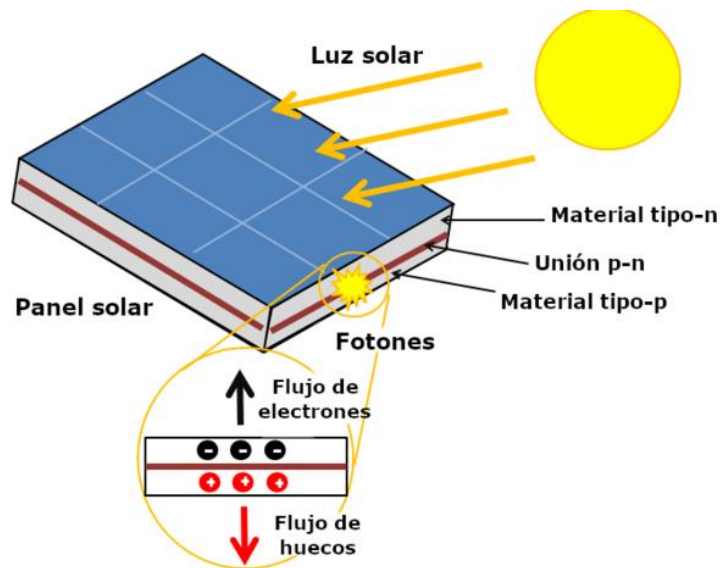


Figura 5-1. Esquema de la célula fotovoltaica. Fuente: www.mikitsolar.es.

Como podemos observar en la imagen, la luz solar incide en la célula, pero esta debe tener una longitud de onda adecuada para que la energía del fotón se transfiera a un electrón del material semiconductor, haciéndolo así saltar a un estado de mayor energía, conocido como banda de conducción. En su estado de excitación en la banda de conducción, los electrones son libres de poder moverse por el material, y ese es el movimiento que crea una corriente eléctrica en la célula.

5.4.1.1 Tecnologías de la célula fotovoltaica

Las tecnologías han evolucionado notablemente con el paso de los años.

Las más habituales usan el silicio (Si) como material principal, pero existen otros materiales como lo son: El arseniuro de galio (GaAs), el telurio de cadmio (CdTe) y el seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS).

Podemos clasificar las células fabricadas con silicio en tres categorías: Las amorfas, policristalinas y monocristalinas.

El **silicio amorfo** es la forma no cristalina del silicio. Fue el primer material de película delgada en utilizarse para un producto comercial. Este material puede depositarse en capas delgadas sobre una gran variedad de superficies, además, ofrece una reducción del precio final del producto frente al silicio cristalino tradicional, pero a su vez, es menos eficiente para convertir la luz solar en electricidad.

Por otra parte, las células fabricadas con silicio cristalino se denominan monocristalinas y policristalinas

La **tecnología monocristalina** presenta mayor rendimiento a la vez que mayor coste y dificultad de producción. El elevado coste de esta tecnología se debe a que se usa un único cristal de silicio para su fabricación. Mientras que, para crear las láminas de los **paneles policristalinos**, los fabricantes usan distintos lingotes compuestos de cristales desalineados, lo que hace que esa estructura sea más amorfa y desalineada, y de esa manera, presenta menos capacidades conductivas. La ventaja es que su fabricación es más sencilla y por lo tanto, su precio de venta es inferior.

En nuestro caso, para asegurar la máxima eficiencia nos decantaremos por la tecnología monocristalina.

5.4.2 Elección del panel solar fotovoltaico

Hay multitud de factores que vamos a tener en cuenta para calcular las placas solares necesarias:

- Orientación
- Consumo diario de la vivienda
- Rendimiento de las placas solares

- Garantía del producto
- Cantidad de paneles y espacio que ocupan

5.4.2.1 Orientación e inclinación ideal para una instalación fotovoltaica

En España, la mayor captación solar anual se consigue con una inclinación de latitud del lugar y una correcta orientación al SUR (Azimut 180°). En muchas ocasiones esta inclinación y orientación son casi imposibles, con lo que habrá que buscar la mayor aproximación posible para que la pérdida de rendimiento de la instalación solar fotovoltaica sea, por tanto, la menor posible.

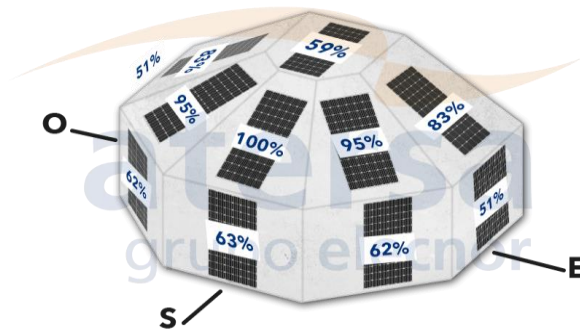


Figura 5-2. Rendimiento por orientación es España. Fuente: <https://atersa.shop/>

Debido a nuestra situación geográfica y con la ayuda del programa PVsyst podemos hallar el ángulo de inclinación óptimo para los paneles.

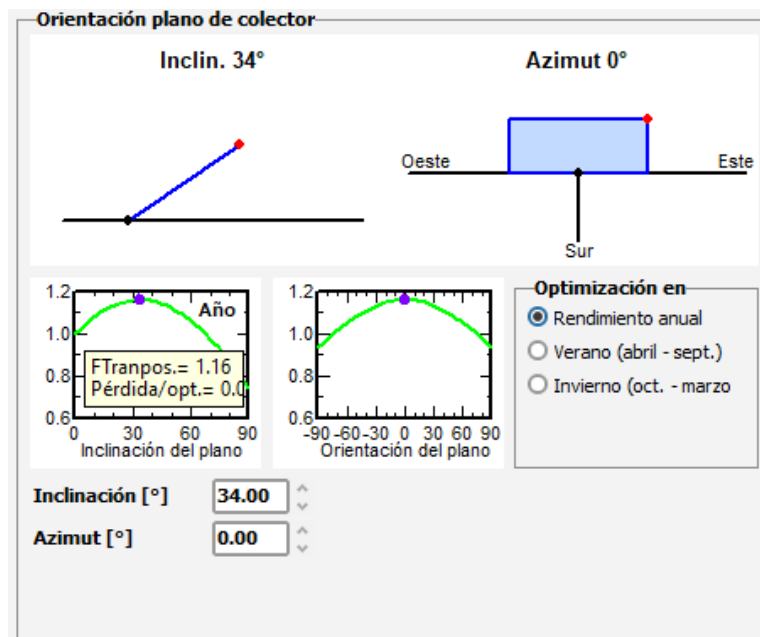


Figura 5-3. Orientación óptima. Fuente: PVSyst.

El resultado obtenido al introducir las coordenadas de la ubicación donde tendrá lugar la instalación obtenemos que el resultado óptimo es un Azimut de 0° y ángulo de inclinación de 34°.

5.4.2.2 Consumo diario medio

Como se mencionó en el apartado 5.1. El consumo diario medio es: **21314,17 Wh**.

Sin embargo, es importante en la medida de lo posible intentar separar el consumo diurno del nocturno ya que para que un panel solar genere energía es necesario que le incida luz solar.

El consumo nocturno en este caso vamos a calcularlo para el mes de enero y febrero, a los cuales pertenece el consumo más desfavorable por las noches debido al uso de la calefacción eléctrica y las malas condiciones climatológicas, que con menor cantidad de luz solar obtenemos un rendimiento menor y un consumo más alto.

Siendo la suma del mes facturado entre enero y febrero: **698268 Wh** y la suma de los Wh del mes consumidos de a partir de las 19 de la tarde: **147109 Wh**.

Lo que da como resultado que la noche represente un 21% del consumo diario.

Consumo diario durante las horas de sol:

$$21314,17 \cdot 0,79 = \mathbf{16838,1943 Wh}$$

5.4.2.3 Fabricantes de paneles

Para la selección pertinente se ha consultado el ranking de fabricantes de paneles solares a nivel global, según **PVEL**, una entidad denominada Photovoltaic Evolution Labs, una empresa estadounidense que se dedica a la evaluación exhaustiva de la calidad y rendimiento de paneles solares y sistemas de energía fotovoltaica. La empresa cuenta con un gran equipo de expertos en paneles solares y sistemas de energía fotovoltaica, los cuales trabajan en estrecha colaboración con fabricantes de paneles solares, desarrolladores de paneles solares, inversores y otros importantes en la industria.

Los resultados del ranking se enumeran alfabéticamente según el número de veces que aparece el fabricante en el Scorecard.

Entre los fabricantes más destacados en términos de eficiencia, se encuentran actualmente [5]: **Jinko Solar y JA Solar**. La selección de los fabricantes se ha llevado a cabo mediante la consideración de diversos criterios que abarcan aspectos como la calidad de sus productos, el rendimiento óptimo que ofrecen, garantía y el equilibrio establecido entre valor percibido y precio establecido.

Estos 2 fabricantes tienen una sólida reputación y una larga trayectoria en la industria solar. Han demostrado su experiencia en la fabricación de paneles solares confiables y de alta calidad. Utilizan tecnologías avanzadas y procesos rigurosos de fabricación para así garantizar que exista una mejora continua en el rendimiento y calidad de los paneles.

Se procurará adquirir un panel solar de alta capacidad energética, con el propósito de evitar la necesidad de instalar una cantidad excesiva de módulos, además de asegurar cumplir con las restricciones de espacio impuestas por el recinto preestablecido.

Jinko Solar:

Es uno de los líderes del sector en cuanto a sistemas fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía.

Sus placas solares dan una garantía de 83,1% del rendimiento inicial después de 25 años de funcionamiento.

El módulo de Jinko Solar elegido para nuestro estudio es:

Modelo Tiger Pro 60HC 440-460

JA Solar:

Es reconocido a nivel mundial como uno de los principales fabricantes en cuanto a módulos solares de alto rendimiento.

Ofrece una garantía estándar del 80% de rendimiento inicial después de 25 años para los paneles policristalinos ordinarios y de un 81,4% para los paneles monocristalinos.

El módulo candidato a nuestro estudio es:

JA SOLAR JAM72-S20-445-470/ MR

En un capítulo posterior se realizará la comparativa para decantarnos por uno de los dos fabricantes.

5.4.3 Cálculos según los modelos elegidos

A continuación, vamos a realizar los cálculos correspondientes a los dos modelos elegidos para el estudio y posteriormente se comprobará si junto con el inversor se cumplen las condiciones técnicas.

5.4.3.1 Número de módulos necesarios

En principio se han elegido dos fabricantes diferentes para una misma potencia pico de 445. Para el cálculo de la cantidad necesaria de paneles haremos uso de las fórmulas expresadas en el apartado 5.3.1. En concreto [\(5-1\)](#) y [\(5-2\)](#).

- Para el módulo de JinkoSolar Tiger Pro 60HC **445 W** y el módulo JA SOLAR JAM72-S20-**445 W**/MR.

$$Potencia\ fotovoltaica = \frac{16838,1943}{5,98} = 2815,75\ W$$

$$Número\ de\ módulos = \frac{2815,75}{445 \cdot 0,8} = 7,909 \rightarrow 8$$

5.5 Inversor

Una vez realizado el riguroso proceso de selección de las placas solares anteriormente descrito, es llegado el momento de elegir el inversor que mejor se adapte a las condiciones específicas del sistema.

Es necesario considerar un inversor que no sea considerablemente mayor a los kWp. Optar por un inversor de mucha más potencia podría resultar en una sobredimensión del sistema

Después de analizar las opciones disponibles, se elige un inversor que se ajuste de manera óptima a las necesidades previamente estudiadas.

5.5.1 Cálculo del inversor necesario para el conjunto de paneles

El cálculo de las condiciones que debe cumplir el inversor se realizará para los dos conjuntos de paneles con una misma potencia pico antes de realizar una comparación de ambas opciones, se debe comprobar que cumple las condiciones necesarias.

Se va a optar en ambos estudios por el inversor **Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0** de Fronius.

Fronius es una empresa representada por más de 30 sociedades nacionales a nivel mundial y es considerada líder en innovación [7]. Los inversores de Fronius ocupan varios puestos en primera categoría por su alta calidad.

El inversor elegido **Fronius PrimoGEN24 PLUS** es monofásico e híbrido. Gracias al “PV Point” ofrece un suministro básico de energía de emergencia integrado, también puede ofrecer una solución de energía de emergencia completa si conectamos una batería de almacenamiento [8]

Las características del inversor elegido podemos verlas en la tabla incluida a continuación:

Tabla 5-3. Características del Inversor Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0 [9].

V _{pmp} mín (V)	V _{pmp} máx (V)	V _{oc} máx (V)	I mín (A)	I máx (A)	P _{nom} (W)	P _{máx} dc (W)
65	530	400	N/A	36	3.000	4.500

Este modelo cuenta con dos entradas MPPT, de las cuales solo haremos uso de la principal.

- Para el conjunto de paneles JinkoSolar Tiger Pro 60HC 440-460 W y el inversor Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0

Tabla 5-4. Características del panel JinkoSolar Tiger PRo 60HC.

P _{pmp} (W)	V _{pmp} (V)	V _{oc} (V)	I _{pmp} (A)	I _{sc} (A)	Coef T (P) (W)	CoefT (V) (W)	CoefT (I)
445	33,82	41,21	13,16	13,79	-0,35 %/°C	-0,28 %/°C	-0,05 %/°C

Según vimos en el apartado 5.4.3, para este modelo necesitamos 8 paneles de 445 Wp, con lo cual:

$$P_{instalada} = 8 * 445Wp = 3560 Wp$$

$$P_{inversor} > P_{instalada}$$

Haciendo uso de las ecuaciones (5-12) – (5-17) analizamos la disposición serie-paralelo y el número máximo de placas que debemos usar en la instalación para así comprobar que la suma de tensiones e intensidades de cada panel entre sí es la adecuada.

$$N_{paneles_m\acute{a}x} = \frac{4500 W}{546,2375 W} = 8,24$$

Condiciones de tensión:

$$N_{serie} \leq \frac{530 V}{39,98 V} = 13,26$$

$$N_{serie} \geq \frac{65 V}{28,14 V} = 2,31$$

$$N_{serie} \leq \frac{530 V}{48,58 V} = 12,35$$

De las condiciones anteriores podemos extraer que el número de paneles en serie debe ser como máximo 12 y como mínimo 3, pero en total 8.

Condiciones de intensidad:

$$N_{paralelo} \leq \frac{36,00 A}{13,52 A} = 2,66$$

$$N_{paralelo} \leq \frac{33 A}{14,16 A} = 2,33$$

De estas condiciones se deduce que el número máximo de paneles en paralelo puede ser 2. Hay posibilidad de realizar dos tipos de conexionado, se va a optar por simplicidad, de una cadena de 8 paneles en serie.

Atendiendo a las condiciones expuestas anteriormente la instalación debe diseñarse para una cadena de 8 paneles en serie.

Posteriormente se calcularán los parámetros de la placa para hacer la comparación con el inversor y comprobar que se cumplen las condiciones de seguridad expuestas en el apartado [\[5.3.2\]](#) y con el conexionado elegido.

Condiciones estándar:

$$V_{oc(STC)} = V_{oc(25^{\circ}C)} \cdot 8 = 41,1 V \cdot 8 = 328,8 V$$

$$V_{PMP(STC)} = V_{PMP(25^{\circ}C)} \cdot 8 = 33,82 V \cdot 8 = 270,56 V$$

$$P_{PMP(STC)} = P_{PMP(25^{\circ}C)} \cdot 8 \cdot 1 = 445 W \cdot 8 \cdot 1 = 3560 W$$

Condiciones de temperatura mínima y máxima:

$$V_{oc(-40^{\circ}C)} = 8 \cdot 41,1 \cdot (1 + (-0,28) \cdot (-10 - 40)) = 388,64 V$$

$$V_{PMP(85^{\circ}C)} = 8 \cdot 33,82 \cdot (1 + (-0,28) \cdot (85 - 25)) = 225,11 V$$

$$I_{sc(85^{\circ}C)} = 1 \cdot 13,79 \cdot (1 + 0,05 \cdot (85 - 25)) = 14,19 A$$

Se debe cumplir:

$$V_{PMP_{min}} Inversor < V_{PMP(STC)} \Rightarrow 65 V < 270,56 V$$

$$V_{PMP_{min}} Inversor < V_{PMP(T_{m\acute{a}x})} \Rightarrow 65 V < 225,11 V$$

$$V_{PMP_{m\acute{a}x}} Inversor > V_{PMP(STC)} = 530 V > 270,56 V$$

$$V_{PMP_{m\acute{a}x}} Inversor > V_{PMP(T_{m\acute{a}x})} \Rightarrow 530 V > 225,11 V$$

$$V_{oc_{m\acute{a}x}} Inversor > V_{oc(STC)} \Rightarrow 400 V > 328,8 V$$

$$V_{oc_{m\acute{a}x}} Inversor > V_{oc(T_{m\acute{a}x})} \Rightarrow 400 V > 388,64 V$$

$$P_{PMP_{m\acute{a}x}} Inversor > P_{PMP(STC)} \Rightarrow 4.500 W > 3560 W$$

$$I_{m\acute{a}x} Inversor > I_{sc(T_{m\acute{a}x})} \Rightarrow 36 A > 14,19 A$$

Visto que se cumplen las condiciones de seguridad con el conexionado elegido pasamos al siguiente modelo.

- Para el conjunto de paneles JA SOLAR JAM72-S20-445-470/ MR y el inversor Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0

Tabla 5-5. Características del panel JAM72-S20-445/MR

Ppmp (W)	Vpmp (V)	Voc (V)	Ipmp (A)	Isc (A)	Coef T (P) (W)	CoefT (V) (W)	CoefT (I)
445	41,21	39,10	10,80	11.32	-0,35 %/°C	-0,27 %/°C	-0,04 %/°C

Para este segundo estudio vamos a hacer las mismas comprobaciones con el mismo modelo de inversor.

Necesitamos al menos 8 placas de 445 Wp:

$$P_{instalada} = 8 * 445 \text{ Wp} = 3560 \text{ Wp}$$

$$P_{inversor} > P_{instalada}$$

$$N_{paneles_m\acute{a}x} = \frac{4500 \text{ W}}{546,2375 \text{ W}} = 8,24$$

Condiciones de tensión:

$$N_{serie} \leq \frac{530 \text{ V}}{48,44 \text{ V}} = 10,94$$

$$N_{serie} \geq \frac{65 \text{ V}}{34,53 \text{ V}} = 1,88$$

$$N_{serie} \leq \frac{600 \text{ V}}{45,96 \text{ V}} = 13,05$$

De las condiciones anteriores podemos extraer que el número de paneles en serie debe ser como máximo 10 y como mínimo 2.

Condiciones de intensidad:

$$N_{paralelo} \leq \frac{36 \text{ A}}{11,09 \text{ A}} = 3,25$$

$$N_{\text{paralelo}} \leq \frac{33 \text{ A}}{11,62 \text{ A}} = 2,84$$

De estas condiciones se deduce que el número máximo de paneles en paralelo puede ser 2.

A partir de las condiciones impuestas anteriormente la instalación va a diseñarse para dos cadenas de 4 paneles en serie, ante unos cálculos previos se comprobó que, ante la conexión de 8 paneles en serie, como en el caso anterior, una de las condiciones de seguridad no se cumple.

Posteriormente se calcularán los parámetros de la placa para hacer la comparación con el inversor y comprobar que se cumplen las condiciones expuestas en el apartado [\[5.3.2\]](#)

Condiciones estándar:

$$V_{OC(STC)} = V_{OC(25^{\circ}C)} \cdot 4 = 49,56 \text{ V} \cdot 4 = 198,24 \text{ V}$$

$$V_{PMP(STC)} = V_{PMP(25^{\circ}C)} \cdot 4 = 41,21 \text{ V} \cdot 4 = 164,84 \text{ V}$$

$$P_{PMP(STC)} = P_{PMP(25^{\circ}C)} \cdot 8 = 445 \cdot 8 = 3560 \text{ W}$$

Condiciones de temperatura mínima y máxima:

$$V_{OC(-40^{\circ}C)} = 4 \cdot 49,56 \cdot (1 + (-0,27) \cdot (-40 - 25)) = 233,29 \text{ V}$$

$$V_{PMP(85^{\circ}C)} = 4 \cdot 41,21 \cdot (1 + (-0,27) \cdot (85 - 25)) = 137,94 \text{ V}$$

$$I_{SC(85^{\circ}C)} = 2 \cdot 11,32 \cdot (1 + 0,04 \cdot (85 - 25)) = 23,24 \text{ A}$$

Se debe cumplir:

$$V_{PMP_{\min}} \text{ Inversor} < V_{PMP(STC)} \Rightarrow 65 \text{ V} < 164,84 \text{ V}$$

$$V_{PMP_{\min}} \text{ Inversor} < V_{PMP(T_{\max})} \Rightarrow 65 \text{ V} < 137,94 \text{ V}$$

$$V_{PMP_{\max}} \text{ Inversor} > V_{PMP(STC)} \Rightarrow 530 \text{ V} > 164,84 \text{ V}$$

$$V_{PMP_{\max}} \text{ Inversor} > V_{PMP(T_{\max})} \Rightarrow 530 \text{ V} > 137,94 \text{ V}$$

$$V_{OC_{\max}} \text{ Inversor} > V_{OC(STC)} \Rightarrow 400 \text{ V} > 198,24 \text{ V}$$

$$V_{OC_{\max}} \text{ Inversor} > V_{OC(T_{\min})} \Rightarrow 400 \text{ V} > 233,29 \text{ V}$$

$$P_{PMP_{\max}} \text{ Inversor} > P_{PMP(STC)} \Rightarrow 4.500 \text{ W} > 3560 \text{ W}$$

$$I_{\max} \text{ Inversor} > I_{SC_{T_{\max}}} \Rightarrow 36 \text{ A} > 23,24 \text{ A}$$

5.6 Elección del panel para la instalación

Vamos a optar por la elección de panel principalmente por el precio y características que ofrece.

Precio del panel de Jinko Solar: 168,0 €.

Precio del panel JA Solar: 225,87 €.

A primera vista nos decantamos por el panel **Jinko Solar** por su precio, pero, frente al **de JA Solar** tiene otras ventajas interesantes.

Además de ser más económico, este fabricante, también cuenta con un diseño eléctricamente optimizado para reducir los puntos calientes, (Hot Spots), uno de los grandes problemas que sufren los paneles solares, los **puntos calientes** son zonas del panel que alcanzan elevadas temperaturas, lo que trae como consecuencia una disminución en el rendimiento y degradación del panel. Los puntos calientes no son estables, sino que se intensifican hasta que el rendimiento se afecta cada vez más.

Dicho esto, podemos considerar esta tecnología como un gran punto a favor para la durabilidad de la instalación.

Una vez elegido el panel comenzamos el análisis técnico de la instalación.

La producción mensual estimada se halla de la multiplicación de:

Días del mes · HSP · nº total de placas · potencia pico de las placas.

La suma de todos los meses nos da como resultado una estimación de la producción anual de **6614480 W** anuales.

Tabla 5-6. Producción mensual y diaria estimada.

Mes	Horas de luz diarias	Días	HSP Horas de sol pico	Producción mensual (W)	Producción diaria (W)
Enero	5,1	31	2,5	275900	8900
Febrero	6	28	3,5	348880	12460
Marzo	7	31	4	441440	14240
Abril	8	30	5,5	587400	19580
Mayo	9,1	31	6,5	717340	23140
Junio	10,4	30	7,5	801000	26700
Julio	11	31	8	882880	28480
Agosto	10,1	31	7	772520	24920
Septiembre	8,7	30	6,5	694200	23140
Octubre	7,2	31	5	551800	17800
Noviembre	5,6	30	3	320400	10680
Diciembre	4,9	31	2	220720	7120
TOTALES			61	6614480	217160

Obtenidos los datos de la producción mensual, se procede a comparar la energía demandada al mes frente a la que se estima que se va a producir.

Tabla 5-7. Balance de energía consumida VS producida.

Mes	Energía Producida (kWh/mes)	Consumo (kWh/mes)	Balance Consumo – Producción (kWh/mes)
Enero	275,9	698,47	422,57
Febrero	348,88	528,97	180,09
Marzo	441,44	598,74	157,3
Abril	587,4	598,72	11,32
Mayo	717,34	395,48	-321,86
Junio	801	721,3	-79,7
Julio	882,88	750,6	-132,28
Agosto	772,52	724,8	-47,72
Septiembre	694,2	725,67	31,47
Octubre	551,8	452,09	-99,71
Noviembre	320,4	560,22	239,82
Diciembre	220,72	712,63	491,91

De la tabla anterior, se observa que los meses de mayo, junio, julio, agosto y octubre se obtienen excedentes, sin embargo, eso no conlleva a un ahorro del 100% de la factura eléctrica ya que, en meses como diciembre y enero, que son los más desfavorables se necesitará consumir energía de la red.

Para los meses de mayo, junio, julio y agosto es interesante tener en cuenta la posibilidad de elegir un tipo de **autoconsumo con excedentes no acogida a compensación**, sin embargo, para este estudio, por la dificultad en el trámite de la licencia no va a tenerse en cuenta esa opción.

Como alternativa a disminuir la dependencia energética, es decir, intentar suplantar el desequilibrio consumo – generación, vamos a analizar el estudio de la batería necesaria en el siguiente capítulo.

5.7 Batería necesaria

La finalidad de las baterías es almacenar electricidad cuando la producción solar no es suficiente para cubrir la energía demandada.

Esto puede suponer una gran ventaja, tanto económica como medio ambiental, ya que la energía que necesitamos consumir es producida por nosotros.

Para seleccionar la batería es importante tener en cuenta los siguientes aspectos

- **Días de autonomía:** Consiste en que el sistema tenga la capacidad de subsistir gracias a la capacidad de almacenamiento cuando el día sea climatológicamente desfavorable.
- **Capacidad:** Se refiere a la intensidad de corriente que se obtiene ante de una descarga completa del acumulador eléctrico, cuando se encuentra totalmente cargado.
- **Eficiencia de carga:** La relación existente entre la energía utilizada para rellenar el acumulador y la energía que hay realmente almacenada.
- **LOL “Loss-of-load”:** Es la pérdida de producción del sistema, debido a que el regulador se corta por tener una tensión baja de trabajo.

La tecnología elegida para la batería será de **Plomo-ácido** frente a las de **Ión-Litio** debido a que su es coste más bajo.

5.7.1 Cálculo de la capacidad de la batería

$$\frac{\text{Consumo (Wh)} \cdot \text{días de autonomía}}{\text{Voltaje de la batería (V)}}$$

Vamos a calcular un sistema de baterías de **Ión- Litio** que necesita 2 días de autonomía.

El consumo máximo diario total estimado, como se puede ver en el apartado 6.4.2.3 es de **21314,17 Wh**

El factor de corrección para plomo-ácido es: 1,2.

$$\frac{1,2 \cdot 21314,17 \text{ Wh}}{48 \text{ V}} = 532,86 \text{ Ah/día}$$

Multiplicando por los días de autonomía:

$$532,86 \frac{\text{Ah}}{\text{día}} \cdot 2 \text{ días} = 1065,72 \text{ Ah}$$

La profundidad de descarga en la batería de plomo-ácido, (SOC): 40%.

$$\frac{1065,72 \text{ Wh}}{0,4} = 2664,3 \text{ A}$$

Estado de carga (SOC): 60%.

El modelo elegido es del fabricante Sunlight, con una capacidad de 544Ah en C100.

Debido a que la batería elegida es de 2V, necesitamos 24 de estas conectadas en serie para conformar un bloque de 48 V.



Figura 5-4. Batería de 544 Ah C100, 6 vasos x 2V SUNLIGHT 5 OPzS. Fuente: <https://ecofener.com/>

La batería presenta:

- Una vida útil de diseño de 20 años para las células de 2V (20 °C).
- 2300 ciclos para células de 2V (profundidades de descarga del 60% y 20 °C).
- Cumple con los requisitos estipulados en las normas de IEC 60896-11 para baterías de plomo-ácido ventiladas.

Una vez elegida la batería simulamos el rendimiento del conjunto panel + inversor + batería con la ayuda de PVSYS, obteniendo el siguiente gráfico:

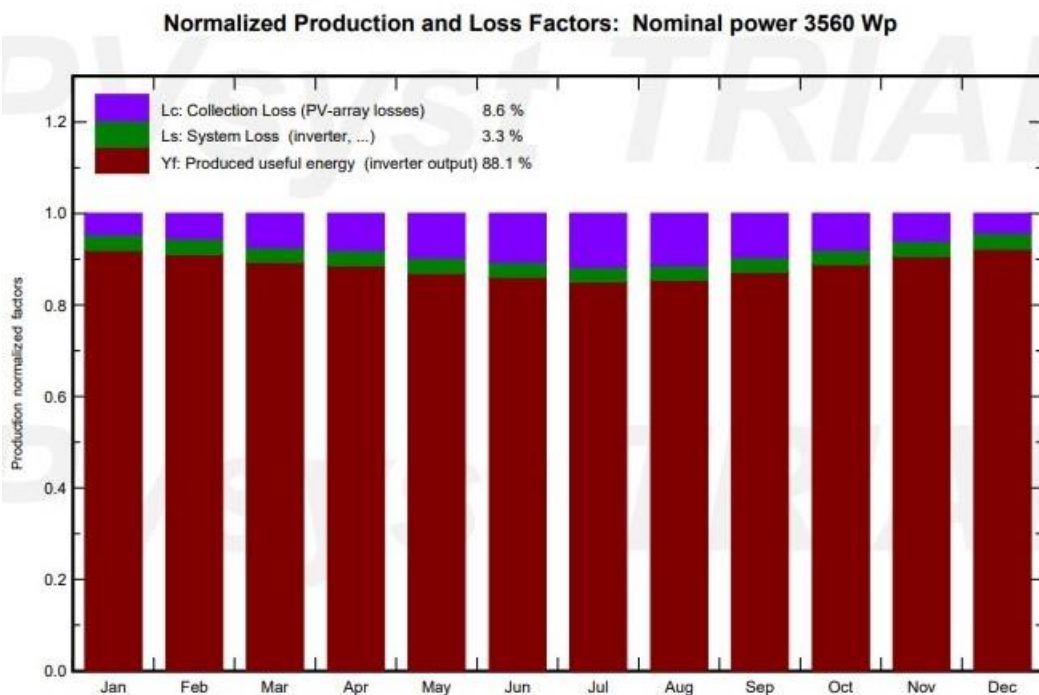


Figura 5-5. Rendimiento del proyecto.

Podemos concluir a partir de este gráfico que la instalación tiene un rendimiento mayor al 80%, lo que indica que se ha hecho una correcta elección de los equipos.

5.8 Estructura soporte de los paneles

Para garantizar la durabilidad y estabilidad de la instalación debemos cuidar el diseño y fabricación de las estructuras. Ya que éstas deberán soportar sobrecargas de viento, nieve, situaciones meteorológicas adversas durante períodos de tiempo prolongados. Además, se debe cumplir con el Código Técnico de Edificación (CTE), apartado de Seguridad Estructural, DB SE y DB SE-AE.

Con objeto de garantizar la seguridad y resistencia a los esfuerzos de viento y nieve en función del tipo de material y punto de fijación, se acude al apartado DB SE: Seguridad estructural del CTE, donde se establecen los requerimientos y metodología de cálculo para garantizar las exigencias básicas de seguridad estructural de los elementos estructurales o sobrepuestos en los edificios.

Por parte del distribuidor será requisito indispensable solicitar al fabricante un certificado de cumplimiento del CTE, en el que se tiene que detallar el cumplimiento y método de cálculo utilizado para acreditar los requisitos establecidos bajo condiciones de referencia estándar (localización geográfica y altura) así como el detalle de las instrucciones de fijación de la estructura (disposición y cuantía), a fin de garantizar el cumplimiento de los requerimientos de fijación de esta en el techo.

La estructura soporte planteada de los paneles se vería según la **Figura 5-6** y **Figura 5-7**.



Figura 5-6. Vista lateral de la estructura soporte de los paneles.



Figura 5-7. Vista frontal de la estructura soporte de los paneles.

6 CABLEADO

La instalación debe cumplir los requisitos que aparezcan en el documento acreditado de instalaciones eléctricas conectadas a red, el cual expone las siguientes condiciones:

En cuanto al cableado, el documento expone:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán de manera separada y totalmente protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Los conductores serán de tipo cobre y tendrán la sección adecuada para evitar así caídas de tensión y posibles calentamientos. En concreto, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. [10]

En la instalación fotovoltaica habrá dos tramos, un tramo de corriente continua y un tramo de corriente alterna.

El tramo de continua une el conjunto de paneles al inversor, mientras que, el tramo de alterna une el inversor con el punto de interconexión de red.

Atendiendo a lo que se expone en el Reglamento eléctrico de baja tensión (REBT). Para hallar la sección mínima del cable se debe satisfacer 3 condiciones:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de la caída de tensión
- Criterio de la intensidad de cortocircuito

El **criterio de la intensidad máxima admisible** consiste en que la temperatura del cable conductor cuando opera a plena capacidad y en estado estable, no debe exceder la temperatura máxima permitida asignada de los materiales que funcionan de aislamiento del cable.

Para los cables termoplásticos la temperatura es 70°, mientras que, para los termoestables la temperatura es 90°.

Según el **criterio de la caída de tensión**, la corriente que circula por los conductores provoca una disminución de la potencia transportada por el cable, además de una disminución en la tensión o diferencia entre tensiones en el origen y el extremo de la canalización. La disminución debe mantenerse por debajo de los límites que establece el reglamento en cada parte de la instalación y con ello asegurar el correcto funcionamiento de los dispositivos alimentados por el cable. Este criterio suele ser determinante en líneas muy largas.

En cuanto al **criterio de cortocircuito**, el conductor del cable puede como máximo alcanzar una temperatura máxima admisible de corta duración durante menos de 5 segundos, a consecuencia de un cortocircuito o una sobrecorriente. Es importante asegurarse que la temperatura no exceda los límites establecidos para cada material en particular.

Para los cables con aislamiento termoplástico este límite suele ser 160 ° C. Para cables con aislamiento termoestable, esta temperatura aumenta a 250 ° C.

Este criterio a pesar de que es de gran importancia en instalaciones de media y alta tensión disminuye la relevancia en instalaciones de baja tensión.

6.2 Cableado de la zona con corriente continua

Vamos a centrarnos en los cálculos para la parte de continua de la instalación, la cual debe cumplir las 3 condiciones anteriormente dichas, para ello, haremos uso del catálogo de Prysmian.

6.2.1 Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible

Elegimos el cable de Prysmian hecho para instalaciones fotovoltaicas “PRYSUN”, que ha sido diseñado según el estándar internacional IEC 62930 y el europeo EN50618.

Modelo: H1Z2Z2-K.



Figura 6-1. Cable PRYSUN H1Z2Z2-K.

El cable PRYSUN tiene doble aislamiento y cumple con los pliegos de condiciones técnicas de IDAE, en concreto, PCT Instalaciones conectadas a red [11].

Para empezar, tomamos el valor de intensidad de cortocircuito en condiciones STC para realizar el cálculo.

- Intensidad de cortocircuito STC: **13,79 A**.

Vamos a dividir la instalación en dos tramos:

Primer tramo: cables en contacto con el exterior, con canal protector aislante. Tipo B1.

Segundo tramo: Bajo tubo, montaje superficial en interior. Tipo B1.

Quedando el siguiente esquema:

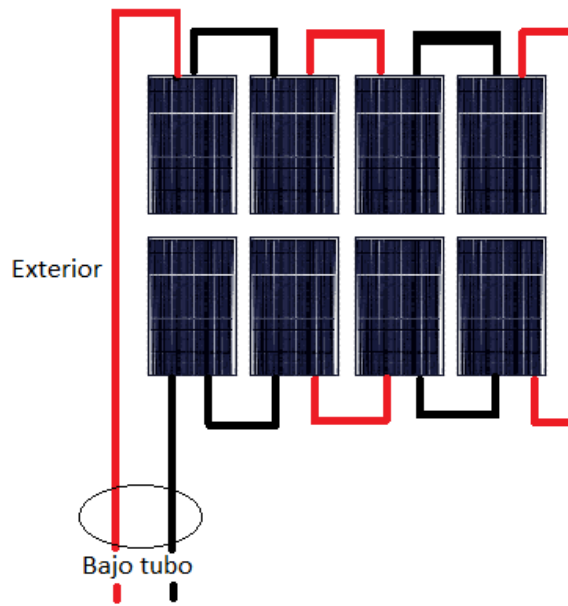


Figura 6-2. Esquema de conexionado corriente continua.

Para cada tramo va a realizarse la selección siguiendo el catálogo de Prysmian de baja tensión y escogiendo la sección más elevada.

$$I' = \frac{I_d}{\text{factores de corrección}} \quad (6-1)$$

Usando (6-1) y las tablas de intensidades máximas admisibles del catálogo de Prysmian hallaremos la intensidad a partir de la cual sabremos que sección es la adecuada en cada caso.

- **Para el primer tramo:** Intemperie, exterior.

Sistema **B1**.

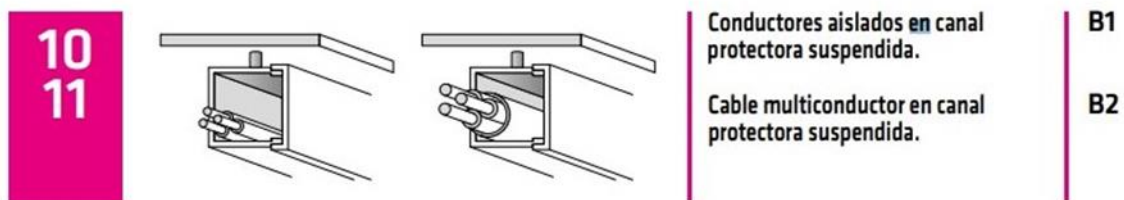


Figura 6-3. Extracto de la Tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.

Coefficientes de corrección necesarios:

- Acción solar directa: 0,9. (según UNE 20435, punto 3.1.2.1.4)
- Por temperatura de 50°C: 0,9 (según UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.14).

- Por instalación fotovoltaica generadora: 1,25 (según IEC 62548)

Se mayor el coeficiente al 25% debido a que: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador” (ITC-BT 40, pto. 5). Se aplican inversamente los factores de corrección.

$$I'_{\text{exterior}} = \frac{1,25 \cdot 13,79 \text{ A}}{0,9 \cdot 0,9} = 21,28 \text{ A}$$

Con este valor, consultamos el catálogo de Prysmian, concretamente la tabla C.52.1. bis.

- **Para el segundo tramo: Interior.**

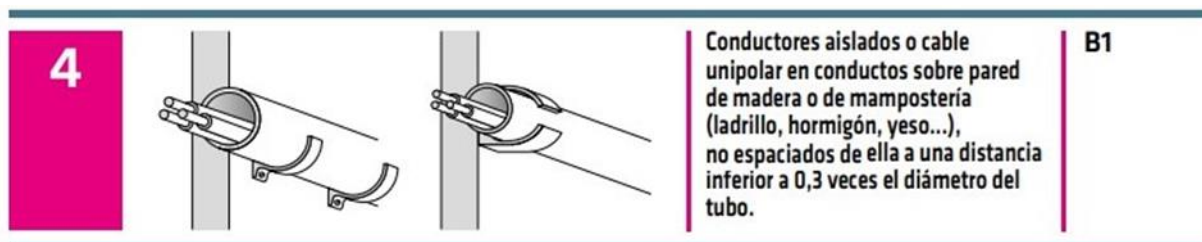


Figura 6-4. Extracto 4 de la Tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.

Coeficientes de corrección para el tramo interior:

- Por instalación fotovoltaica generadora: 1,25

$$I'_{\text{interior}} = \frac{1,25 \cdot 13,79 \text{ A}}{1} = 17,2375 \text{ A}$$

Hechos los cálculos en las dos zonas, con ayuda de la tabla obtenemos ambas secciones.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																						
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)													
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)													
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)							
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
C										PVC3 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)					
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																						
E											PVC3 (70 °C)						PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)			
F																				PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
Cobre	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13					
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25					
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34					
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46					
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59					
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82					
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110					
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146					
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182					
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220					
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282					
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343					
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397					
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458						
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523						
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617						
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713						

Figura 6-5. Tabla de intensidades admisibles. Fuente: <http://www.prysmianclub.es/>

Entrando por la fila de B1, a la izquierda, hasta XLPE2, por ser PRYSUN, que soporta 90°C. Y dos circuitos conductores, por ser corriente continua, da como resultado:

Para el tramo interior: $S = 1,5 \text{ mm}^2$.

Para el tramo exterior: $S = 2,5 \text{ mm}^2$.

Comúnmente para instalaciones fotovoltaicas suele hallarse cables de secciones entre 4 a 6 mm². Con lo cual, es probable que debamos usar un cable de 4 mm² para corriente continua.

6.2.2 Cálculo de la sección por caída de tensión

De acuerdo con el punto 5 de ITC-BT 40 del REBT. La caída de tensión no puede superar al 1,5%.

$$\Delta U = 1,5\% \cdot U_{pmp} \quad (6-2)$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{pmp}}{\gamma \cdot \Delta U} \quad (6-3)$$

Para un string de 8 paneles la caída de tensión es:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \cdot 8 \cdot 33,82 = 4,0584 \text{ V}$$

Para obtener la sección que cumpla el criterio de caída de tensión usamos **(6-3)**.

La conductividad del cobre (γ) es $45,5 \text{ m}/(\Omega/\text{mm}^2)$. 90°C para cables termoestables.

$$S = \frac{2 \cdot 25 \cdot 13,16}{\gamma \cdot 4,0584} = 3,56 \text{ mm}^2.$$

La sección mínima será por tanto de $4 \text{ mm}^2 > 1,5 \text{ mm}^2$.

6.2.3 Cálculo de la sección por cortocircuito

Este criterio fue analizado en los cálculos para intensidad máxima admisible, ya que se partió de la I_{sc} para el cálculo de la sección.

6.3 Cableado de la instalación con corriente alterna

- Tensión máxima a la salida del inversor: $U_{CA} = 230 \text{ V}$
- I_{mp} a la salida del inversor: $I_{m\acute{a}x} = 36 \text{ A}$

El lado de alterna corresponde desde el inversor, al cuadro general de mando y protección (CGMP) para lo cual se estima que se necesitan 20 m de cable, ya que la distancia de la instalación al cuadro es larga.

6.3.1 Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible

En este caso vamos a hacer uso del cable Afumex Class 1000 V (AS), se instalará bajo tubo, grapado a la pared.



Figura 6-6. Cable Afumex Class 1000 V (AS). Fuente: /www.prysmianclub.es.

Es un cable resistente al fuego, hoy en día conocidos como AS+ en España. Pensados para alimentar los servicios de seguridad autónomos en caso de incendio.

Sistema **B2**.

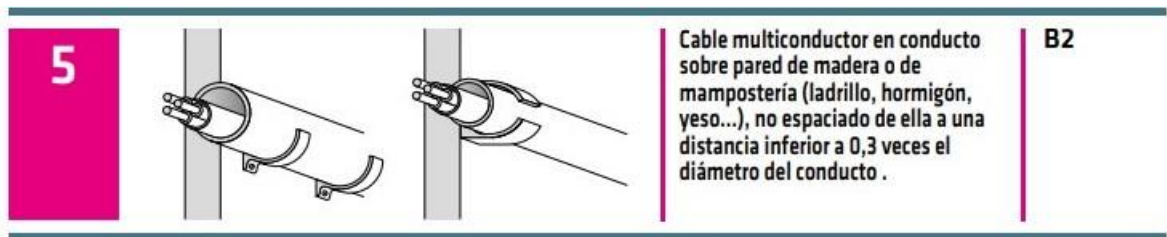


Figura 6-7. Extracto de la tabla A.52.3 del catálogo de Prysmian.

Coefficientes de corrección necesarios:

- Por instalación fotovoltaica generadora: 1,25

Sólo utilizamos este coeficiente de mayoración ya que estamos realizando un circuito en interior a una temperatura estándar.

$$I'_{CA} = 1,25 \cdot 36 = 45 \text{ A}$$

Observando la **Figura 7-5** podemos observar que la sección es 10 mm^2 . ($57 \text{ A} > 45 \text{ A}$)

6.3.2 Cálculo de la sección por caída de tensión

En el tramo de alterna, la caída de tensión máxima se determina de acuerdo con la tensión de la red, 230 V.

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \cdot 230 = 345 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot 20 \cdot 36}{\gamma \cdot 4,0584} = 7,79 \text{ mm}^2.$$

La sección normalizada superior a ésta es 10 mm^2 . Mismo resultado que el criterio anterior.

6.3.3 Cálculo de la sección por cortocircuito

El Catálogo de Prysmian, menciona que cuando no se dispone de datos aguas arriba de la Caja general de protección (CGP) se puede emplear un método más sencillo (Guía – BT – Anexo 3). Consiste en suponer una caída del 20% en la tensión de suministro y considerar las impedancias solo desde la caja general de protección (CGP).

Quedando la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{m\acute{a}x}} \quad (6-4)$$

45

$$Z \approx R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (6-5)$$

Al ser una instalación generadora, el valor que se va a tener en cuenta será el de cc mínimo que deba necesitar la protección antes del CGMP, es decir, se considera que el cortocircuito se produce a la salida del inversor.

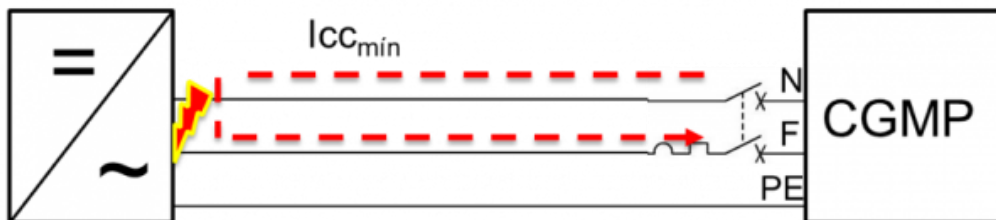


Figura 6-8. Representación de la $I_{cc\min}$. Fuente: www.prysmianclub.es.

En cuanto a la impedancia máxima, vamos a considerar solo la resistencia, por ser una sección pequeña, la reactancia apenas influye.

Para la resistividad del cobre a 150 °C (Temperatura estimada de un cc), usamos la fórmula indicada en la UNE 2003 (IEC 28)

$$\rho_{cu150} = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0,00393 \cdot (150 - 20)) = 0,02605 \text{ mm}^2 \cdot \frac{\Omega}{m}$$

$$Z \approx R = \frac{0,02605 \cdot 20 \cdot 2}{10} = 0,1042 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,1042} = 1765,83 \text{ A}$$

Si la $I'_{CA\max} = 45 \text{ A}$, calculada en 7.3.1 para una sección de 10 mm^2 y la protección es de 57 A

La corriente mínima que asegura el disparo es de 570 A, inferior a 1765,83 A

$$I_{cc_{min}} > I_m = 10 \cdot I_n \rightarrow 1413 \text{ A} > 320 \text{ A} = 10 \cdot 32 \text{ A}.$$

Se deduce que la sección elegida de 10 mm^2 es correcta y cumple con los criterios necesarios.

6.4 Puesta a tierra

Según el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000 [12] de 29 de septiembre, sobre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se hará de manera que no se vean afectadas las condiciones de puesta a tierra de la red distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red.

Las masas de la instalación estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el RE-BT, y a su vez de las masas del resto del suministro.

7 PROTECCIONES

Procedemos a hacer el cálculo de las protecciones necesarias para la instalación, para asegurar que la instalación esté protegida y a su vez la seguridad de las personas.

Para comenzar el cálculo hacemos uso de la Guía-BT-22, la cual especifica que las características que debe cumplir un dispositivo que protege un cable debe cumplir:

- 1) $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 I_z$

Siendo:

- I_B : Intensidad de ajuste de actuación de la protección
- I_z : Intensidad máxima admisible que soporta el conductor
- I_n : Intensidad de ajuste de actuación de la protección
- I_2 : Intensidad que asegura el funcionamiento de la protección

En el caso de los fusibles, se necesita la intensidad de funcionamiento, denominada I_f

6.5 Protección de la parte de continua

Tiene lugar el tramo de la instalación que va de los paneles hasta el inversor. En este tramo debemos tener en cuenta la máxima tensión del inversor, que en nuestro caso es de **530 V**.

6.5.1 Protección frente a sobretensiones

Sabemos que la tensión máxima que admite el inversor es 530 V, entonces, debemos establecer una protección contra sobretensiones con una tensión mayor a la máxima de servicio.

$$\text{Tensión} = V_{oc} * n^{\circ}\text{paneles}_{\text{serie}} * 1.20 = 41.21 * 8 * 1.20 = 395.62 \text{ V}$$

$$\text{Intensidad} = I_{sc} * 1.25 = 13.79 * 1.25 = 17.24 \text{ A}$$

El protector de sobretensiones de voltaje superior al calculado es de 600V.

En cuanto al interruptor seccionador, este debe tener la función de aislar el tramo de la instalación que requiera mantenimiento, debe poder seccionar la instalación a 530 V. Además de cumplir que sea mayor en tensión e intensidad que los dos cálculos realizados justo arriba.,

6.6 Protección de la parte de alterna

Este tramo de la instalación engloba la parte interna de la instalación desde el inversor. Debe garantizarse la seguridad de las personas, de los equipos y de la propia red.

6.6.1 Protección frente a sobrecargas

La corriente que circula por el conductor vendrá dada de acuerdo con la corriente máxima del inversor elegido

Siendo:

$$- I_B = 36A$$

$$36 A \leq I_n \leq 54 A$$

Para cumplir los datos anteriores vamos a elegir un interruptor magnetotérmico $I_n = 40 A$. Para que cumpla con la condición requerida, la curva de disparo será de tipo C, que es la más adecuada según nuestro tipo de instalación. El PdC = 6 kA.

6.6.2 Protección contra contactos directos

En este caso vamos a instalar un interruptor diferencial de tipo AC, el más usado para desconexión ante una corriente diferencial alterna.

Vamos a elegir un diferencial con una sensibilidad de 30 mA., los más usados en viviendas, ya que son los que quedan por debajo del límite que es considerado peligroso para las personas y animales domésticos.

8 ESTUDIO ECONÓMICO

Vamos a realizar un estudio de la viabilidad económica del proyecto basándonos en los métodos conocidos como Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

8.1 Cálculo de la factura mensual

Vamos a comenzar realizando el cálculo del desglose de la factura actual para luego compararlo con el que saldría gracias a la instalación estudiada.

Datos necesarios:

- Potencia contratada (kW): 6,9
- Término de potencia (€/kW): 0,115
- Término de energía (€/kWh): 0,15
- Impuesto de electricidad (%): 21

Tabla 8-1. Facturación mensual.

Mes	Días	Potencia (kW)	Potencia (€)	Energía (kWh)	Energía (€)	Subtotal (€)	Impuestos (€)	TOTAL (€)
Enero	31	6,9	24,60	698	104,77	129,37	27,17	156,54
Febrero	28	6,9	22,22	529	79,35	101,56	21,33	122,89
Marzo	31	6,9	24,60	599	89,81	114,41	24,03	138,44
Abril	30	6,9	23,81	599	89,81	113,61	23,86	137,47
Mayo	31	6,9	24,60	395	59,32	83,92	17,62	101,54
Junio	30	6,9	23,81	721	108,20	132,00	27,72	159,72
Julio	31	6,9	24,60	751	112,59	137,19	28,81	166,00
Agosto	31	6,9	24,60	725	108,72	133,32	28,00	161,32
Septiembre	30	6,9	23,81	726	108,85	132,66	27,86	160,51
Octubre	31	6,9	24,60	452	67,81	92,41	19,41	111,82
Noviembre	30	6,9	23,81	560	84,03	107,84	22,65	130,48
Diciembre	31	6,9	24,60	713	106,89	131,49	27,61	159,11
TOTAL	365	82,8	289,63	7468	1.120,15	1.409,78	296,05	1.705,84

Para el cálculo de la potencia eléctrica en euros debemos multiplicar entre sí el término de potencia ofrecido por la compañía eléctrica, la potencia contratada y los días del mes correspondiente.

Para calcular el valor de la energía en euros, procedimos de la misma forma, pero esta vez usando el término de energía.

8.2 Cálculo de la rentabilidad del proyecto

Para el estudio de la rentabilidad del proyecto debemos conocer los siguientes datos:

- Producción estimada total de energía al año: 6.614,48 kWh. [\(Tabla 5.6\)](#).
- Degradación anual del panel fotovoltaico: 0,55%.
- Término de energía (€/kWh)
- IVA: 21%
- Variación anual del precio de la electricidad: 4,5 %.

Para acometer el estudio necesitamos conocer la suma de los equipos principales que necesitamos en la instalación, para ello, haremos la suma de los componentes principales como lo son: Los paneles, el inversor y la batería.

Tabla 8-2. Precios de los componentes esenciales

Componente	Precio unitario	Uds.	Subtotal
JinkoSolar Tiger Pro 60HC 440-460 W	168,00 €	8	1.344 €
		1	
Fronius PrimoGEN24 PLUS 3.0	1.743,02 €		1.743 €
		4	
Batería 544 Ah, 6 vasos, 2V SUNLIGHT 5 OPzS	1.359 €		5.436 €
Cable Prysun H1Z2Z2-K Rojo	1,21 €	20	24 €
Cable Prysun H1Z2Z2-K Negro	1,21 €	16	19 €
Cable Afumex class 1000V (AS)	1,89 €	25	47 €
Total			8.613,83 €

Debido a que el encarecimiento del coste se debe a la batería es interesante analizar los dos escenarios, con y sin batería.

8.2.1 Cálculo de la rentabilidad del proyecto con baterías

Dado que la vida útil del panel está estimada en 25 años haremos el estudio de rentabilidad a 25 años.

Tabla 8-3. Estudio de rentabilidad del proyecto de inversión con baterías.

Año	Producción (kW·h)	Autoconsumo	Excedente	Inversión	Ingresos (€)	Coste Explotación (€)	Coste Mantenimiento (€)	Coste No Actualizado (€)	Ganancias (€)	CF Actualizado (€)	VAN (€)
1	6614,5	4630,1	1984,3	8613,8	760,0	20,0	86,1	-7960,0	-7960,0	-7960,0	-7960,0
2	6581,4	4607,0	1974,4		756,2	20,0	86,1	650,1	-7309,9	625,1	-7334,9
3	6548,5	4584,0	1964,6		752,4	20,0	86,1	646,3	-6663,6	621,4	-6713,5
4	6515,8	4561,0	1954,7		748,7	20,0	86,1	642,5	-6021,1	617,8	-6095,7
5	6483,2	4538,2	1945,0		744,9	20,0	86,1	638,8	-5382,3	614,2	-5481,5
6	6450,8	4515,5	1935,2		741,2	20,0	86,1	635,1	-4747,3	610,6	-4870,8
7	6418,5	4493,0	1925,6		737,5	20,0	86,1	631,3	-4115,9	607,1	-4263,8
8	6386,4	4470,5	1915,9		733,8	20,0	86,1	627,7	-3488,2	603,5	-3660,2
9	6354,5	4448,1	1906,3		730,1	20,0	86,1	624,0	-2864,3	600,0	-3060,2
10	6322,7	4425,9	1896,8		726,5	20,0	86,1	620,3	-2243,9	596,5	-2463,8
11	6291,1	4403,8	1887,3		722,8	20,0	86,1	616,7	-1627,2	593,0	-1870,8
12	6259,6	4381,8	1877,9		719,2	20,0	86,1	613,1	-1014,1	589,5	-1281,3
13	6228,3	4359,8	1868,5		715,6	20,0	86,1	609,5	-404,6	586,1	-695,2
14	6197,2	4338,0	1859,2		712,1	20,0	86,1	605,9	201,3	582,6	-112,6
15	6166,2	4316,4	1849,9		708,5	20,0	86,1	602,4	803,7	579,2	466,6
16	6135,4	4294,8	1840,6		705,0	20,0	86,1	598,8	1402,5	575,8	1042,4
17	6104,7	4273,3	1831,4		701,4	20,0	86,1	595,3	1997,8	572,4	1614,8
18	6074,2	4251,9	1822,3		697,9	20,0	86,1	591,8	2589,6	569,0	2183,8
19	6043,8	4230,7	1813,1		694,4	20,0	86,1	588,3	3177,9	565,7	2749,5
20	6013,6	4209,5	1804,1		691,0	20,0	86,1	584,8	3762,7	562,3	3311,8
21	5983,5	4188,5	1795,1		687,5	20,0	86,1	581,4	4344,1	559,0	3870,8
22	5953,6	4167,5	1786,1		684,1	20,0	86,1	577,9	4922,0	555,7	4426,5
23	5923,8	4146,7	1777,2		680,6	20,0	86,1	574,5	5496,5	552,4	4978,9
24	5894,2	4126,0	1768,3		677,2	20,0	86,1	571,1	6067,6	549,1	5528,1
25	5864,8	4105,3	1759,4		673,9	20,0	86,1	567,7	6635,3	545,9	6074,0

Datos

Producción Anual	6614,48	kWh
Descenso Producción	0,5	%
Coste Total	8613,83	Euros
Precio kWh	0,15	Euros
Precio Excedente	0,033	Euros
Coste Explotación	500	Euros
Coste Mantenimiento	1	%
Interés	4	%

Según Podemos observar en la tabla hasta el año 15 el VAN no es positivo.

8.2.2 Cálculo de la rentabilidad del proyecto sin baterías

Tabla 8-4. Estudio de rentabilidad del proyecto de inversión sin baterías.

Año	Producción (kW·h)	Autoconsumo	Excedente	Inversión	Ingresos	Coste Explotación	Coste Mantenimiento	CF No Actualizado	Ganancias	CF Actualizado	VAN
		(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
1	6614,5	4630,1	1984,3	3177,8	760,0	20,0	31,8	-2469,6	-2469,6	-2469,6	-2469,6
2	6581,4	4607,0	1974,4		756,2	20,0	31,8	704,4	-1765,2	677,3	-1792,3
3	6548,5	4584,0	1964,6		752,4	20,0	31,8	700,6	-1064,5	673,7	-1118,6
4	6515,8	4561,0	1954,7		748,7	20,0	31,8	696,9	-367,7	670,1	-448,5
5	6483,2	4538,2	1945,0		744,9	20,0	31,8	693,1	325,5	666,5	218,0
6	6450,8	4515,5	1935,2		741,2	20,0	31,8	689,4	1014,9	662,9	880,9
7	6418,5	4493,0	1925,6		737,5	20,0	31,8	685,7	1700,6	659,3	1540,2
8	6386,4	4470,5	1915,9		733,8	20,0	31,8	682,0	2382,6	655,8	2196,0
9	6354,5	4448,1	1906,3		730,1	20,0	31,8	678,4	3061,0	652,3	2848,3
10	6322,7	4425,9	1896,8		726,5	20,0	31,8	674,7	3735,7	648,8	3497,0
11	6291,1	4403,8	1887,3		722,8	20,0	31,8	671,1	4406,8	645,3	4142,3
12	6259,6	4381,8	1877,9		719,2	20,0	31,8	667,5	5074,2	641,8	4784,1
13	6228,3	4359,8	1868,5		715,6	20,0	31,8	663,9	5738,1	638,3	5422,4
14	6197,2	4338,0	1859,2		712,1	20,0	31,8	660,3	6398,3	634,9	6057,3
15	6166,2	4316,4	1849,9		708,5	20,0	31,8	656,7	7055,1	631,5	6688,7
16	6135,4	4294,8	1840,6		705,0	20,0	31,8	653,2	7708,2	628,1	7316,8
17	6104,7	4273,3	1831,4		701,4	20,0	31,8	649,7	8357,9	624,7	7941,5
18	6074,2	4251,9	1822,3		697,9	20,0	31,8	646,1	9004,0	621,3	8562,7
19	6043,8	4230,7	1813,1		694,4	20,0	31,8	642,7	9646,7	617,9	9180,7
20	6013,6	4209,5	1804,1		691,0	20,0	31,8	639,2	10285,9	614,6	9795,3
21	5983,5	4188,5	1795,1		687,5	20,0	31,8	635,7	10921,6	611,3	10406,6
22	5953,6	4167,5	1786,1		684,1	20,0	31,8	632,3	11553,9	608,0	11014,5
23	5923,8	4146,7	1777,2		680,6	20,0	31,8	628,9	12182,8	604,7	11619,2
24	5894,2	4126,0	1768,3		677,2	20,0	31,8	625,5	12808,2	601,4	12220,6
25	5864,8	4105,3	1759,4		673,9	20,0	31,8	622,1	13430,3	598,2	12818,8

Si finalmente la instalación se realizase sin baterías, a partir del año 5, el VAN es positivo, logramos rápidamente un beneficio en comparación con si decidimos poner baterías.

Datos

Producción Anual	6614,48	kWh
Descenso Producción	0,5	%
Coste Total	3177,83	Euros
Precio kWh	0,15	Euros
Precio Excedente	0,033	Euros
Coste Explotación	500	Euros
Coste Mantenimiento	1	%
Interés	4	%

8.2.3 Valor actual neto (VAN)

Consiste en una herramienta financiera para analizar las oportunidades de inversión. Para el cálculo haremos uso de los valores de flujos de caja desde el año 0 y percibiremos el resultado en unidades monetarias.

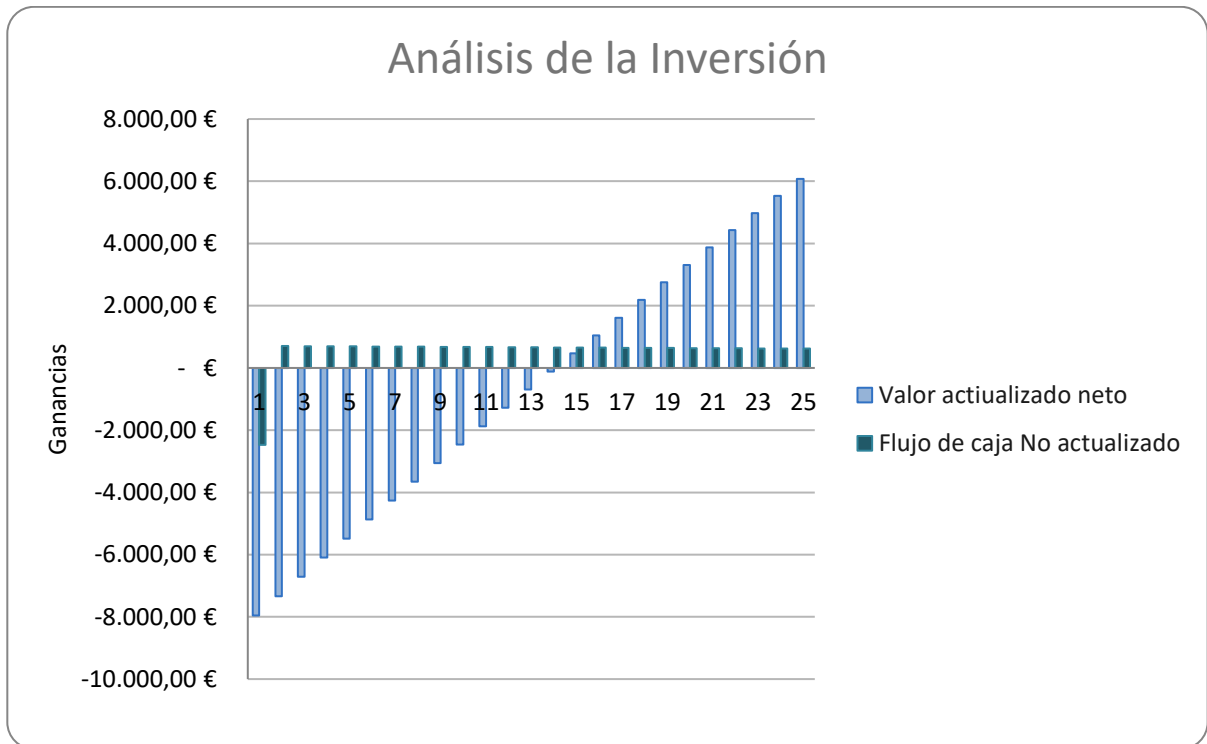
La tasa de descuento que vamos a tener en cuenta es del 4%.

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} = -C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (8-1)$$

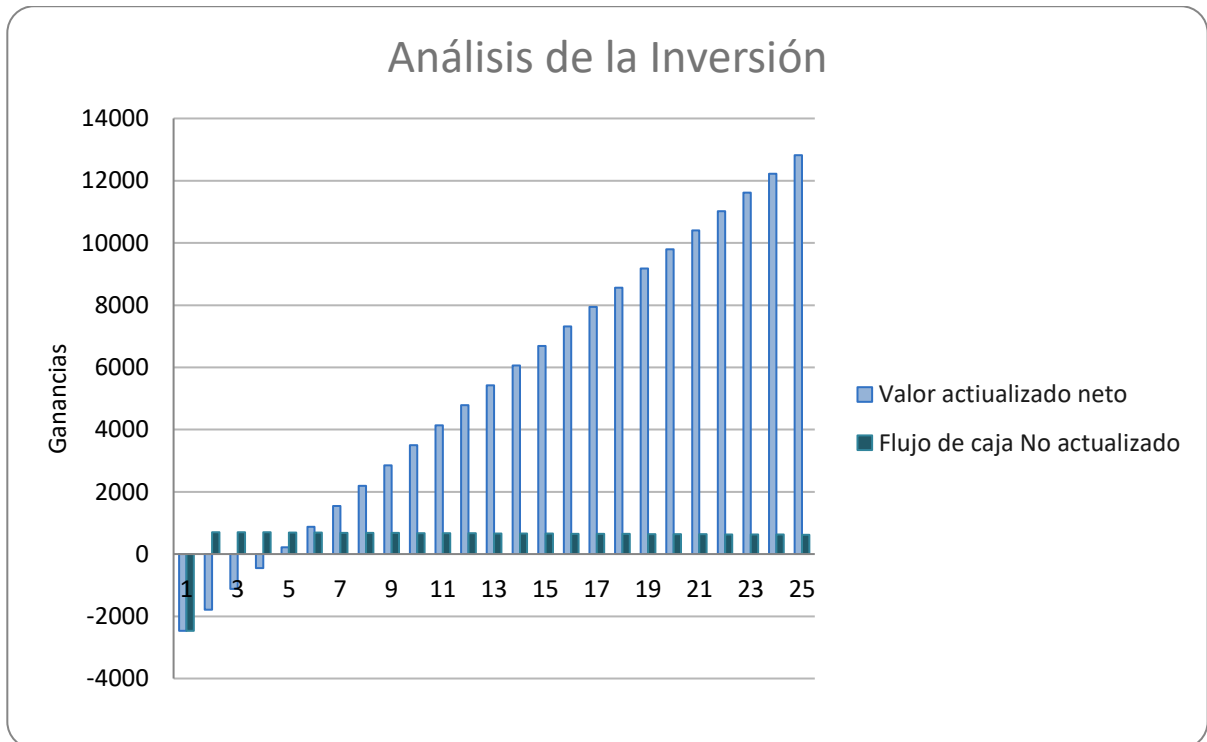
- $C_i \rightarrow$ Flujos de caja en el periodo i .
- $C_0 \rightarrow$ Inversión en el momento inicial ($i = 0$).
- $n \rightarrow$ Número de periodos en el tiempo.
- $r \rightarrow$ Tasa de descuento.

El resultado de la fórmula (8-1) nos da como resultado:

Con baterías: VAN = 1.359,18 € > 0



Sin baterías: VAN = 7.435,32 € > 0



Ambos Valores Actuales Netos generaran beneficios.

8.2.4 Tasa Interna de retorno (TIR)

Nos da un valor en tanto por ciento lo rentable que es el proyecto comparando el valor recibido al finalizar la inversión con el valor pagado al inicio del proyecto.

Por lo general, esta herramienta es de las mejores que pueden usarse a la hora de finiquitar una inversión.

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} = -C_0 + \frac{C_1}{1 + TIR} + \frac{C_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (8-2)$$

Si la $TIR > r$, es decir, si la TIR es mayor a la tasa de descuento, se aceptará el proyecto de inversión, ya que la tasa de rendimiento interno que obtenemos será superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida por la inversión.

En nuestro caso con baterías:

TIR 5 años = -34 % < 4 %

TIR 10 años = -4 % < 4 %

TIR 25 años = 6 % > 4 %

Sin baterías:

TIR 5 años = 5 % > 4 %

TIR 10 años = 25 % > 4 %

TIR 25 años = 28 % > 4 %

Se puede concluir a partir de estos resultados que los dos proyectos de inversión son aceptables.

8.3 Subvenciones disponibles

Con el objetivo de dar paso a la transición hacia las energías renovables existen distintos incentivos por parte de las distintas comunidades autónomas.

En Andalucía, la región donde se emplaza la instalación, la Consejería ha publicado la Orden de 1 de junio de 2023 que modifica la Orden de 26 de septiembre de 2022, por la que se efectúa convocatoria, en régimen de concurrencia no competitiva, subvenciones para la mejora de la eficiencia energética en viviendas.

En concreto la subvención que nos correspondería es llamada **Línea 4. Subvenciones para mejora de la**

eficiencia energética en viviendas, cuyas bases reguladoras de aplicación a esta línea de subvención fueron aprobadas mediante la Orden de 9 de junio de 2022 [\[19\]](#).

El importe de las subvenciones [\[20\]](#):

- Coste mínimo de la actuación o superior a 1.000 euros.
- 40% del coste de actuación, con un límite de 3.000 euros.

9 CONCLUSIONES

En este proyecto podemos concluir que la instalación que se propone es rentable a lo largo de 25 años de vida útil.

La elección de los equipos se justifica mediante la aplicación de criterios técnicos, como la compatibilidad eléctrica de todos los componentes necesarios, al mismo tiempo que se busca maximizar la generación de energía teniendo en cuenta consideraciones económicas, buscando siempre la mejor relación calidad-precio.

Uno de los puntos clave del proyecto es disponer del consumo mensual eléctrico real de la vivienda, donde se estimó una media mensual de **622,3075 kWh**, este valor se planteó en el programa PVSyst, en el cual fueron introducidos los componentes eléctricos en su conjunto para garantizar la compatibilidad.

La instalación está conectada a red, lo cual supone una diferencia económica en el diseño de la instalación, siendo posibles dos variantes: Con y sin baterías.

Económicamente, el propietario debe realizar una inversión inicial importante para sufragar el coste, aunque no se ha tenido en cuenta en el balance económico, sino que solo se ha mencionado, la inversión se podría reducir si se solicitan las subvenciones disponibles en la Comunidad autónoma de Andalucía (**Línea 4. Subvenciones para mejora de la eficiencia energética en viviendas**).

La principal causa de aumento en el presupuesto son las baterías. Aunque se elijan baterías a un precio razonable, el Valor Actual Neto (VAN) se vuelve positivo a partir del año 15, lo cual no ocurre en el caso de una instalación sin baterías, donde el VAN es positivo a partir del año 5.

Dado que el consumo medio es mayor durante la noche (cuando no hay producción de energía eléctrica), es necesario reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, lo que generaría un costo mensual adicional, y obtener una mayor autonomía energética. Por lo tanto, las baterías son una solución para lograr una rentabilidad total de la instalación.

Al generar y almacenar energía renovable, se reduce la emisión de gases de efecto invernadero y se contribuye a la lucha contra el cambio climático.

10. REFERENCIAS

- [1] «Mitigación del Cambio Climático,» [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/ipcc-guia-resumida-gt3-mitigacion-ar6_tcm30-549165.pdf.
- [2] pv-tech. [En línea]. Available: <https://www.pv-tech.org/global-installed-pv-capacity-passes-1-18tw-iea/>.
- [3] [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>.
- [4] «Red eléctrica Española,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>.
- [5] «PVEL,» [En línea]. Available: <https://scorecard.pvel.com/top-performers/>.
- [6] «Fronius,» [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/sobre-nosotros/porque-fronius>.
- [7] Fronius. [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-primo-gen24-plus/fronius-primo-gen24-4-0-plus>.
- [8] «Fronius,» [En línea]. Available: https://drive.google.com/file/d/1veW_VJHRaUd6Te1XqYYXTZ-xfO6e3xRp/view.
- [9] N. UNE, «AENOR,» [En línea]. Available: <https://tienda.aenor.com/norma-une-21123-1-2017-n0057801>.
- [10] IDAE. [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [11] BOE. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>.
- [12] Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.
- [13] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.
- [14] «Forbes,» [En línea]. Available: <https://forbes.es/ultima-hora/303142/ja-solar-recibe-el-premio-a-la-mejor-marca-fotovoltaica-en-el-mercado-europeo-de-eupd-research/>.

- [15] I. p. l. D. y. A. d. l. Energía, «idae.es,» Julio 2011. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/>. [Último acceso: 07 Julio 2023].
- [16] R. electrica, «Red electrica,» [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-rec.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>.
- [17] ONU. [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>.
- [18] [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>.
- [19] «BOJA,» [En línea]. Available: https://www.juntadeandalucia.es/boja/2022/113/BOJA22-113-00086-9866-01_00263152.pdf.

GLOSARIO

UNE: Una Norma Española

BOE: Boletín Oficial del Estado

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

BT: Baja Tensión

XLPE: Polietileno Reticulado

CGMP: Cuadro general de mando y protección

CTE: Código Técnico de Edificación

STC: Standard Test Conditions

NOCT: Nominal Operating Cell temperature

HSP: Horas de sol pico

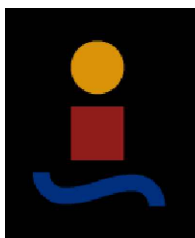
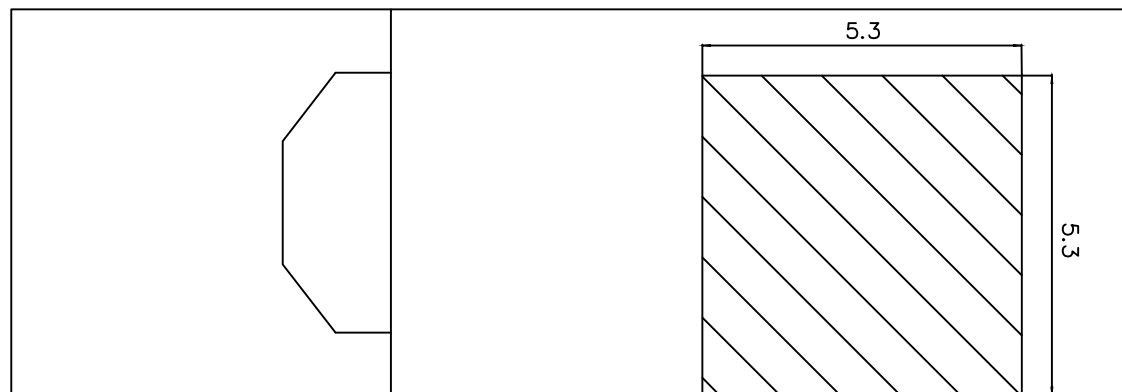
Anexo A. Planos

Plano 1. Superficie disponible para la instalación fotovoltaica.

Plano 2. Disposición de los paneles en la cubierta.

Plano 3. Cableado de los modulos fotovoltaicos.

Plano 4. Esquema unifilar.



plano N°

01

plano:

Superficie disponible para instalación fotovoltaica

propietario:

Claudia A Osuna Encinoza

Localización:

Tomares, Sevilla

escala:

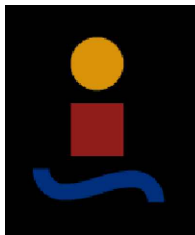
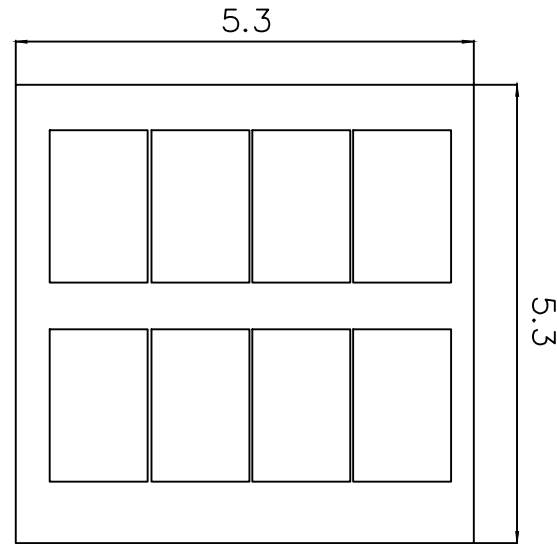
S/E

acotaciones

mts.

fecha:

04/04/24



plano N°

02

plano:

Disposición de los paneles en la cubierta

propietario:

Claudia A Osuna Encinoza

Localización:

Tomares, Sevilla

escala:

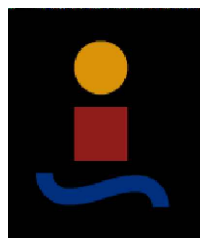
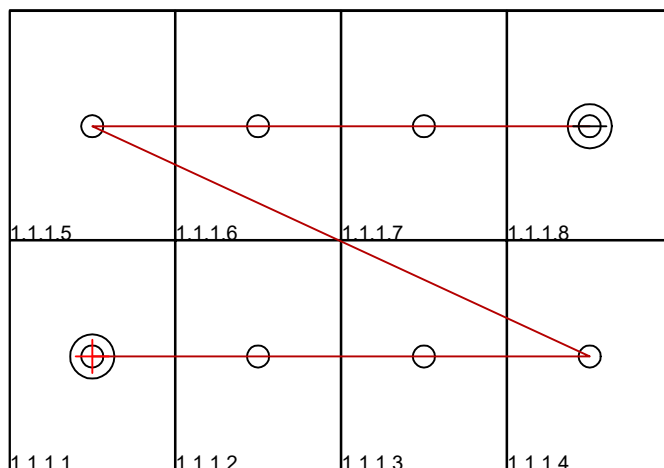
S/E

acotaciones

mts.

fecha:

04/04/24



plano N°

03

plano:

Cableado de los módulos fotovoltaicos

propietario:

Claudia A Osuna Encinoza

Localización:

Tomares, Sevilla

escala:

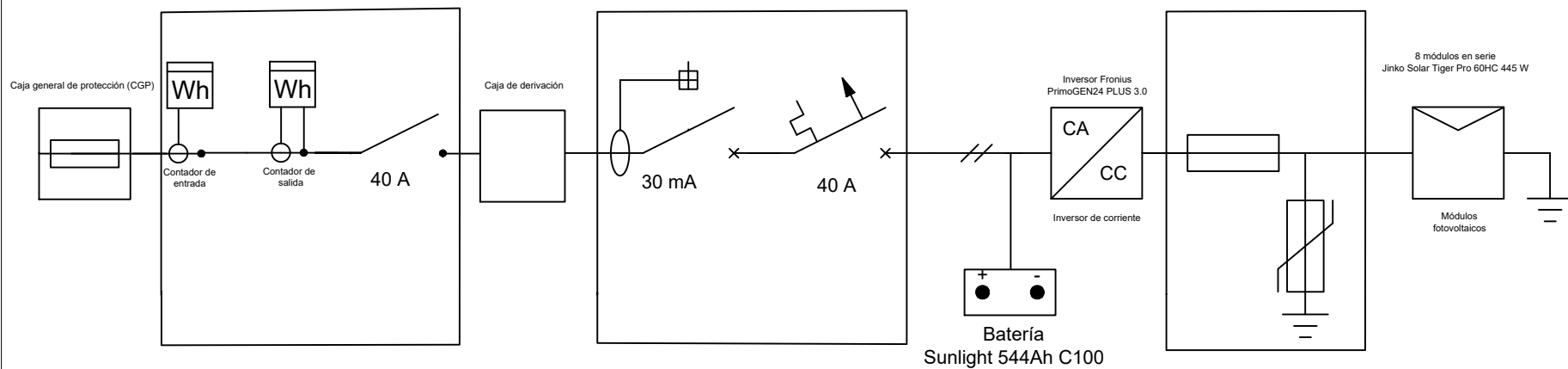
S/E

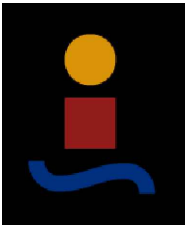
acotaciones

mts.

fecha:

04/04/24



	plano N°	plano:	Localización:		
	04	Esquema unifilar	Tomares, Sevilla		
	propietario:	escala:	acotaciones	fecha:	
	Claudia A Osuna Encinoza	S/E	mts.	04/04/24	