



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Diseño de una Instalación Fotovoltaica en una nave comercial.

Autor:

Paternina Torme, José María

Tutor:

Dr. José Juan Segovia Puras

Dr. Xavier Paredes Méndez

**Departamento de Ingeniería
Energética y Fluidomecánica**

Valladolid, julio 2022.





Resumen

Desde hace años el sector energético europeo y por ende español está sumido en una profunda crisis, acrecentada últimamente por el conflicto entre Rusia y Ucrania. La elevada dependencia energética, la descompensación entre la producción y consumo de energía o la alta intensidad energética lastran social y económicamente el desarrollo de España. Por estos motivos, se está incrementando la aparición de proyectos y medidas que permitan desarrollar un modelo de economía sostenible y comprometida con el medio ambiente.

Métodos de obtención de energía renovable como la energía solar fotovoltaica se están implementando como solución. La implantación de un modelo energético renovable, basado en parte en el autoconsumo, conllevaría una revolución en el mercado energético, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y aumentando la producción nacional.

Dentro de estas soluciones, se ha decidido diseñar una instalación de autoconsumo fotovoltaico para nave en la Avenida Salamanca de Valladolid y demostrar como estos proyectos no solo son una solución contra el cambio climático, sino que también son rentables y muy útiles para la economía de cualquier individuo.

Palabras Clave: Energía, Cambio Climático, Tecnologías Renovables, Instalación Fotovoltaica, Autoconsumo Eléctrico.

Abstract

For years the European energy sector, and therefore the Spanish energy sector, has been plunged into a deep crisis, exacerbated in recent months by the conflict between Russia and Ukraine. The high energy dependence, the imbalance between energy production and consumption and the high energy intensity are socially and economically hindering the development of our country. As a result, projects and measures to develop a sustainable economic model that is also committed to the environment are on the increase.

Renewable energy production methods such as solar energy for self-consumption are being implemented as a solution to these problems. The implementation of a renewable energy model, based in part on self-consumption, would lead to a revolution in the energy market, reducing dependence on fossil fuels and increasing national production.

To this end, it has been decided to design a photovoltaic self-consumption installation for a warehouse in Avenida Salamanca in Valladolid and to demonstrate how these solutions are not only a solution against climate change but are also profitable and very useful for the economy of any individual.

Keywords: Energy, Climate Change, Renewable Technologies, Photovoltaic Installation, Electricity Self-consumption.





Índice

1.-Introducción y Objetivos.....	1
1.1-Introducción.....	1
1.2.-Objetivos.....	4
2.-La situación energética en España.....	5
2.1.-El sector energético en la economía española	5
2.2.-Dependencia energética.....	6
2.3.-Intensidad energética	10
2.4.-Interconexión energética con el exterior	14
3.-Las Energías Renovables	15
3.1.-Fuentes de Energía no Renovable	16
3.2.-Fuentes de Energía Renovable	16
3.3.-Futuro y fiscalidad de las renovables	21
4.-Autoconsumo eléctrico renovable	27
4.1.-Tecnologías Empleadas en Autoconsumo de Energías Térmica y Eléctrica	27
4.2.-Energía Solar Fotovoltaica	28
4.3.-Normativa regulación y requerimientos para el autoconsumo eléctrico	34
5.-Instalación fotovoltaica	41
5.1.-Código Técnico de la Edificación, normativa aplicable.....	41
5.2.-Diseño y Dimensionado de la Instalación.....	42
5.3.-Cálculo de pérdidas por inclinación, orientación y sombras.....	67
5.4.-Presupuesto de la Instalación.....	72
5.5.-Estimación de producción anual de la instalación.....	73
6.-Conclusiones	76
Bibliografía	78
Anexo 1 Presupuesto Detallado.....	81



1.-Introducción y Objetivos

1.1-Introducción

La evolución económica e industrial ocurrida en los últimos siglos y especialmente con la revolución tecnológica, ha ido acompañada de un gran incremento de consumo de energía. Inicialmente, este consumo provenía casi en su totalidad de la quema de combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo, etc.), sin embargo, esto ha provocado que, en 2021, la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera haya incrementado un 50% respecto a la época preindustrial según los datos del *Global Monitoring Laboratory*. (Global Monitoring Laboratory, 2021)

Hasta la década de 1950 se creía falsamente que los gases generados por los coches y las industrias, producto de la combustión, no generaba efectos adversos ya que la tierra lo contrarrestaba por medio de procesos naturales. Sin embargo, en 1957 Charles Keeling comenzó a medir el nivel de CO₂ en la atmósfera. Sus primeras mediciones ya hicieron ver que el nivel de CO₂ había aumentado desde el comienzo de la revolución industrial. Aunque el gran cambio ocurrió en la década de 1970 donde se creó una mayor concienciación con este problema, y por medio de la NOAA se extendieron las técnicas de Keeling al resto del mundo.

Global direct primary energy consumption

Direct primary energy consumption does not take account of inefficiencies in fossil fuel production.

Our World
in Data

□ Relative

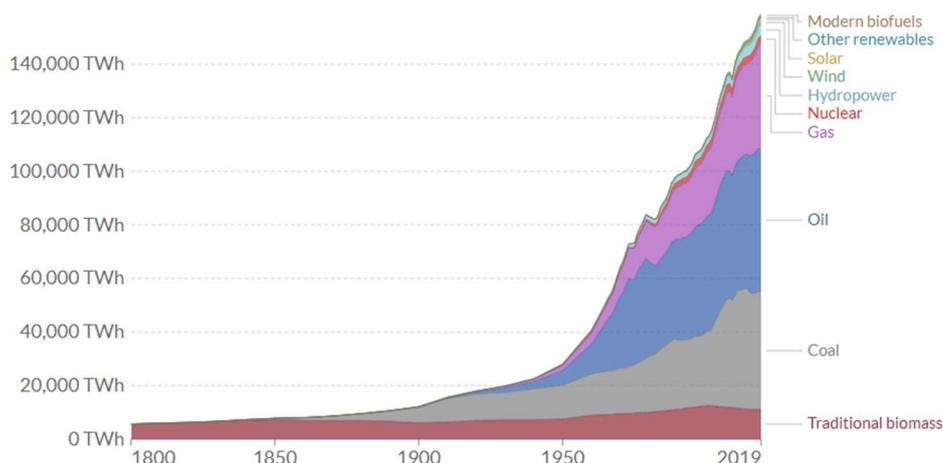


Figura 1 Evolución del consumo mundial de energía primaria 1800-2019 (Smil, 2016)



Figura 2 Datos Producción Energía 1970 y 2019 (Smil, 2016)

En la Figura 1 podemos observar cómo ha evolucionado el consumo de energía mundial en función de su fuente desde la época industrial junto con la evolución de las renovables, sobre todo a partir de 1970. En la Figura 2 vemos una comparativa de los datos de producción energética de 1970 y 2019 en la que se observa el incremento del empleo de fuentes energéticas renovables como solar, eólica y biomasa que en 1970 no tenían prácticamente presencia.

Aparte del problema del cambio climático, en Europa y en España en particular, dependemos de las importaciones de combustibles fósiles. Este problema no se aborda por parte de las grandes compañías energéticas que operan en España y que se benefician del actual sistema energético. Pese a la irrupción de distintas fuentes renovables y la posibilidad que ofrecen de obtener un modelo descentralizado que abarataría los costes, no se observa una tendencia descendente en el grado de dependencia en los últimos años.

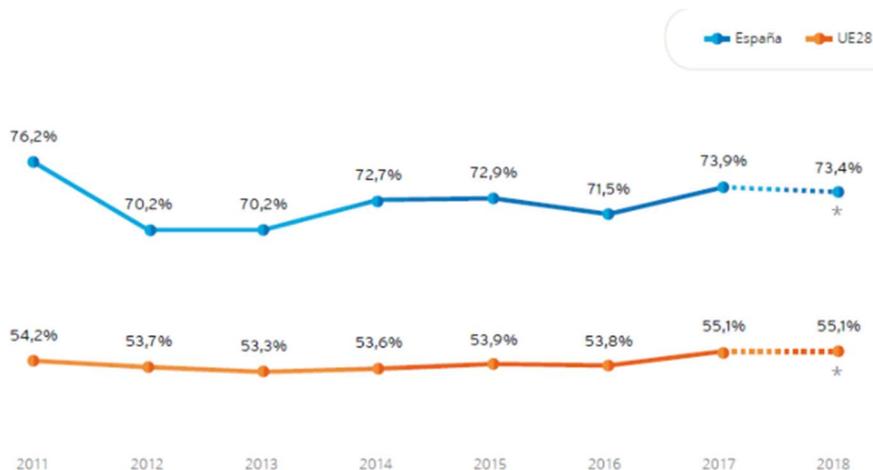


Figura 3 Comparativa de dependencia energética entre España y la UE de 2011 a 2018 (APPA, 2018)

En el sector eléctrico, en 2008 España alcanzó su máximo histórico de dependencia en un 81,3%, esta cifra se redujo los siguientes años debido a un incremento de producción de energía renovable llegando a 70,2% en 2013. Debido a la moratoria renovable, la dependencia energética se ha mantenido estos años estable en torno al 73%. Comparando este dato con la media de los países de la Unión Europea, vemos que estamos casi 20 puntos por encima. (APPA, 2018)

Importar recursos como el gas o el petróleo hace que el precio de la energía se encarezca y que nos afecte en gran medida la volatilidad del mercado internacional en gran parte controlado por países del medio oriente, Rusia y Estados Unidos; esto puede provocar un gran aumento de los precios dependiendo de la situación internacional, como se han experimentado recientemente debido al conflicto en Ucrania.

Hay un tercer factor positivo en las renovables; aparte de ser beneficiosas para el medioambiente y de mejorar el índice de dependencia energética, la sustitución de energía proveniente del gas natural o del carbón por energía renovable como solar y eólica elimina el coste de obtención de la materia prima.

“Las energías renovables, gracias a la generación eléctrica, energía térmica y el uso de biocarburantes, evitaron en 2020 la importación de 23.156.739 toneladas equivalentes de petróleo (tep) de combustibles fósiles. Esto generó un ahorro económico equivalente a 6.273 millones de euros.” (APPA, 2018)

Por tanto, vemos que para conseguir ahorro debemos alejarnos de los intereses de las grandes compañías eléctricas y emplear fuentes de energía renovable. Una forma más fácil y económica de conseguir disminuir la dependencia energética es implementar el autoconsumo eléctrico a partir de fuentes de energía renovables. Para conseguir esto tendrá un papel fundamental la energía fotovoltaica, ya que es la instalación de energía renovable más económica, con unas características técnicas más aplicables al autoconsumo.

Además, la legislación fiscal ha avanzado mucho los últimos años respecto a este tipo de instalaciones, aboliendo el llamado “impuesto al sol” y ofreciendo subvenciones y otras posibilidades de consumo de renovables como el autoconsumo remoto. En el ámbito industrial, también son un factor para tener en cuenta ya que, al tener un gran consumo eléctrico, con una pequeña inversión en instalaciones de energía renovable pueden reducir su factura de la luz en una gran cantidad.

1.2.-Objetivos

Este trabajo tiene los siguientes objetivos principales:

1. Ilustrar la problemática existente en el sector energético europeo.
En esta crisis del sector energético, acrecentada con los últimos conflictos políticos, se diferenciarán tres grandes problemas:
 - La gran dependencia energética.
 - Diferencia entre la energía producida y consumida.
 - El alto consumo energético.
2. Exponer la situación de las renovables y presentar la tecnología de autoconsumo fotovoltaico en España.
Para hacerlo se explicarán las distintas tecnologías renovables y las iniciativas existentes y su evolución tanto en el plano europeo como el nacional para promover el uso de las tecnologías renovables.

Además, se estudiarán los distintos requisitos y regulaciones a cumplir a la hora de realizar una instalación de autoconsumo.
3. Realizar el diseño y montaje de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una empresa del sector comercial en Valladolid.
Se realizará el cálculo de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, destinada a una nave que contendrá un supermercado y una estación de recarga de vehículos eléctricos en la Avenida Salamanca de Valladolid. Se cumplirá con el Código Técnico de la Edificación y se buscará optimizar la instalación minimizando las pérdidas de energía.
4. Determinar la viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo y demostrar la rentabilidad de estas instalaciones de producción de energía eléctrica.

2.-La situación energética en España

2.1.-El sector energético en la economía española

En España el sector de la energía supone algo más de un 3% del Producto Interior Bruto (PIB) del país. Sin embargo, su importancia va más allá de su participación en la producción total, ya que cualquier clase de producción necesita consumir energía para producir otros bienes y servicios. Además, hay que tener en cuenta su impacto social al tratarse de un bien de primera necesidad, lo que determina otra característica principal del sector energético, que es la escasa elasticidad de la demanda.

Para ilustrar su importancia económica, se observa que las empresas energéticas suman un cuarto de la capitalización del Ibex 35. Además, este sector genera emplea de elevado nivel de productividad, alta calidad y de muy baja temporalidad, también cabe destacar el volumen de inversiones realizadas por las energéticas los últimos años.

Para analizar su evolución, hay que destacar la liberalización desarrollada en el sector y sus efectos. Hasta 1990, el sector energético estaba protegido y sufría problemas de eficiencia: la producción carbonera, nacionalizada y subvencionada presentaba deficiencias estructurales, la comercialización de carburantes estaba monopolizada y el sector eléctrico se basaba en una regulación de tarifas con costes muy inflados.

Desde entonces, fijándonos en la evolución de la productividad del sector, vemos que ésta ha aumentado en las últimas décadas por encima de la del conjunto de la economía española. En parte, se debe al decrecimiento laboral de la minería del carbón, a parte de la escasa mano de obra del resto de sectores (gas, electricidad, petróleo) explican su alta productividad.

Además, estudiando la evolución de los precios se debe tener en cuenta que, en los tres sectores más relevantes (electricidad, gas y petróleo) provienen de un entorno muy regulado hasta los años noventa. El proceso de liberalización o la obligación de separar negocios de empresas verticalmente integradas ha llevado a un avance lento de la competencia, tienen algunas empresas altas cuotas del mercado lo que influye en los precios. Además, en el gas o electricidad, existen elementos no liberalizados como el transporte y distribución, que hace que los precios dependan tanto de los mercados como de los peajes o tarifas fijados en las partes reguladas.

Respecto al gas natural, sus precios han pasado de estar debajo de los promedios continentales a situarse en la franja alta. En los precios eléctricos ocurre algo parecido, los precios españoles se sitúan por encima de la media europea. Estos precios suponen una debilidad para la economía española.

Desde el punto de vista del comercio exterior, la importación de productos energéticos supone una gran parte del total de importaciones y esto se ha incrementado debido al aumento de precios tras el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania. En lo que va de año se han aumentado las importaciones en unos 16.000 millones de euros respecto al año pasado lo que supone un incremento del 142%. Esto contribuye al aumento de precios que unidos al aumento de demanda tras la remisión de la pandemia mundial del Covid-19 hace que los productos energéticos hayan aumentado alrededor de un 42% su precio. Cabe destacar qué, de las importaciones nacionales energéticas, gran parte son de petróleo y derivados lo que explican las variaciones del precio mundial del petróleo en el déficit comercial español.

El sector energético español se caracteriza por:

- La elevada dependencia del petróleo en el consumo nacional.
- Sistema con gran dependencia energética del exterior, debido a la escasa existencia de reservas nacionales de combustibles fósiles.
- Intensidad energética superior a la de otros países del entorno lo que indica una menor eficiencia energética.
- Isla energética, tanto en el gas como la electricidad por su pequeña interconexión con Europa.

2.2.-Dependencia energética

Los balances energéticos recogen los consumos energéticos en función del combustible empleado. De esta forma podemos hablar de dos tipos de balance en función del tipo de energía empleada:

- Energía Primaria: La que no es convertida, como la que existe en combustibles crudos u otras que se extraen de yacimientos sin ser sometida a transformaciones. En este grupo estarían incluidos los combustibles fósiles y las fuentes renovables.
- Energía Final: La que consume el usuario. Puede ser primaria (por ejemplo, gas natural) o resultado de una transformación (electricidad obtenida a partir de una combustión).

2.2.1.-Consumo Energético

Viendo el balance energético de 2019 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022) vemos que:

- En energía primaria, en 2019 se consumieron 126.107 ktep (miles toneladas equivalente de petróleo), un 44.5% fueron de petróleo, el 24.5% de gas natural, la energía nuclear un 12.1 % y el carbón un 3.9%, siendo las renovables un 14.3%
- Analizando los datos de los últimos años podemos observar:

- Que se está evolucionando hacia una estructura más diversificada con un aumento de la participación de energías renovables y de gas natural.
- Que, tras un periodo de crecimiento de demanda, en 2007 se inicia un decrecimiento de la demanda debido a la caída en el empleo del carbón y productos petrolíferos, esta tendencia se agudizó debido a la crisis de 2008 y sus efectos en el retroceso de la economía.

Esto se puede observar en la Figura 4 a continuación.

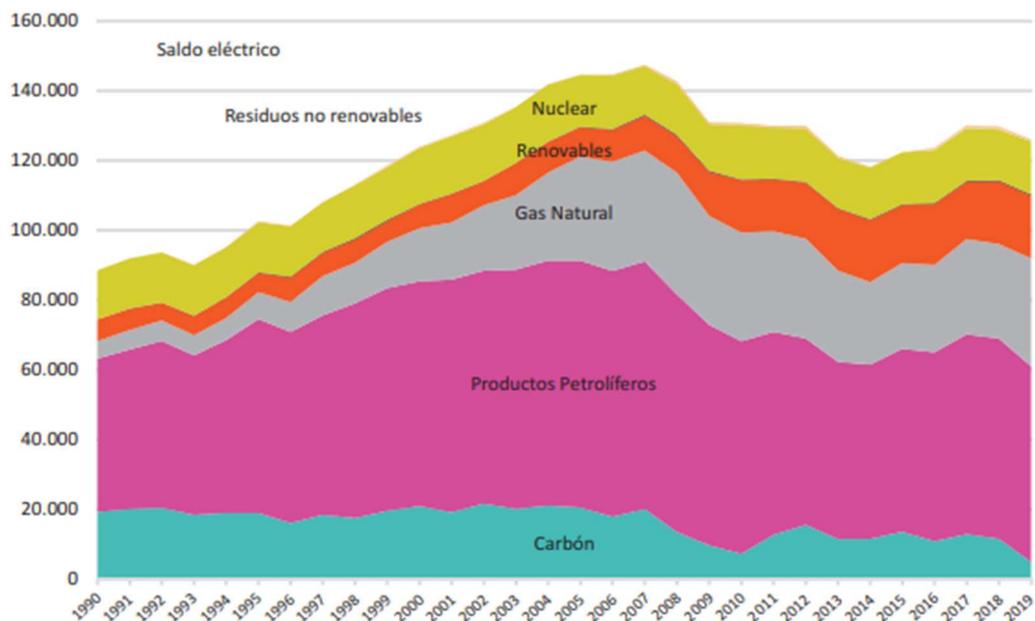


Figura 4 Consumo de energía primaria en España 1990-2019 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022)

- En términos de energía final la dependencia del petróleo se agudiza, representando un 51.5% de las 91.510 ktep consumidas en España. Mientras que las renovables constituyen el 7,4%. A continuación, se muestra un gráfico de la energía final consumida en 2019. (Figura 5).

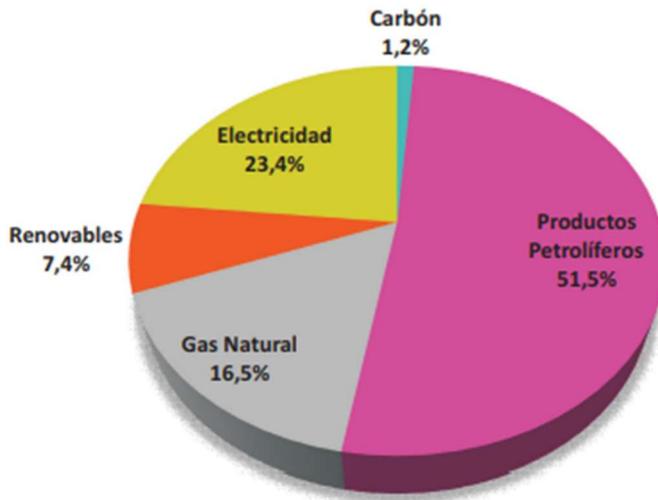


Figura 5 Energía final consumida en España en 2019

- Analizando el consumo de energía en función de los diferentes sectores, observamos que el sector transporte con 45% del consumo final, basado en productos petrolíferos, la industria es el siguiente con un 23,5% y en tercer lugar se encuentra el sector residencial por delante de usos agrícolas y otros.

A continuación, se puede observar un gráfico de la evolución del consumo de energía final por sectores. En él se puede ver como los porcentajes de consumo no han variado mucho

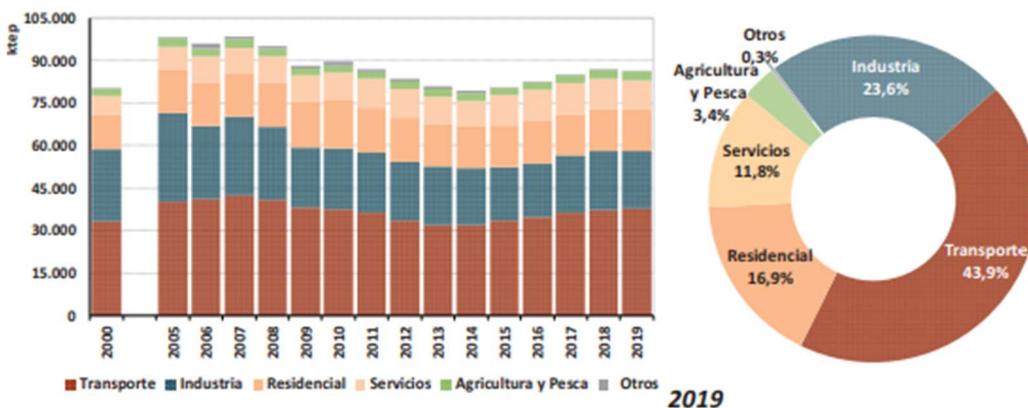


Figura 6 Consumo de energía final por sectores industriales, desde 2000-2019 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022)

Tras estudiar estos datos, vemos que efectivamente hay una dependencia del petróleo que es muy superior a la de la Unión Europea. Si España se encuentra en un 44.5% la UE se encuentra alrededor del 30%. Sin embargo, cabe resaltar el gran avance que se ha realizado estando en la década de los 80 en unos valores del 70%.

2.2.2.-Producción energética

Se puede hablar pues, de una dependencia de los combustibles fósiles (petróleo+gas+carbón), los cuales representan un 72,9% del consumo de energía primaria. En este aspecto sí que estamos en los mismos niveles de la UE-28. No obstante, en el caso de la UE solo importa alrededor de un 70% de éstos, mientras que en España se importan más del 95% de combustibles fósiles consumidos. En definitiva, hay una gran vulnerabilidad europea y en especial española a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y el conflicto Rusia-Ucrania no ha hecho más que evidenciarlo.

Se ha comentado que una de las principales características del sector energético español es su dependencia exterior, motivada por la ausencia de reservas de gas y petróleo en territorio nacional.

Esto hace que el grado de autoabastecimiento sea solo del 27%, en 2007 rondaba el 20% y se fue reduciendo hasta estar en el 30% en 2013 pero con la moratoria renovable se paralizó su aumento y ha estado rondando el 27%. Esta gran dependencia energética es muy superior a la europea que se sitúa en 53% frente al 73% español. Las principales fuentes energéticas son las energías renovables (53.9%) y la energía nuclear (44,7%), destacando la disminución de producción de carbón nacional.

A continuación, vemos la evolución de la producción interior de energía frente al grado de abastecimiento hasta 2019.

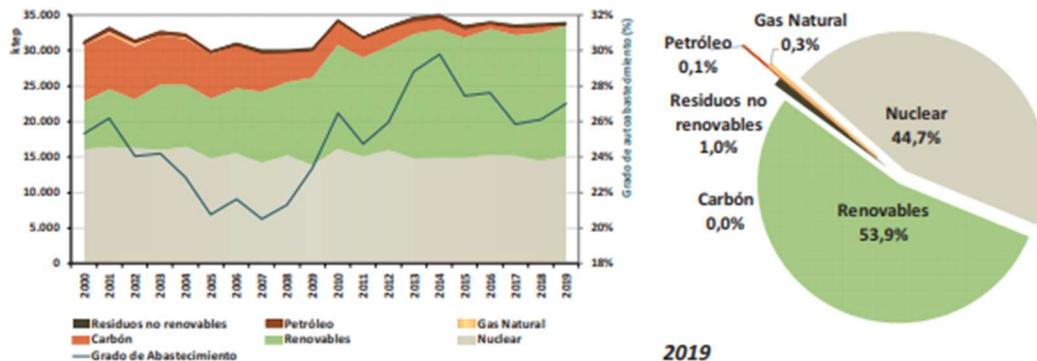


Figura 7 Producción Interior de Energía vs Grado Autoabastecimiento 2000-2019 (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022)

En el gráfico vemos cómo las renovables incrementan su producción en detrimento del petróleo y carbón que en 2019 se redujo a cero su producción debido al cierre de centrales térmicas basadas en él. Sin embargo, hay que ver cómo evoluciona debido a la decisión reciente de cerrar varias centrales nucleares, cuya producción deberán asumir las renovables.

En el gráfico se ve la importancia que están ganando las energías renovables y como la solución de mejorar la dependencia energética española pasa por un

incremento en este tipo de instalaciones aprovechando además el potencial renovable que tiene el territorio nacional.

Esto se puede observar en el siguiente gráfico donde se representan varios aspectos de la producción y dependencia energética. En verde el incremento constante de producción interior de energías renovables ya comentado anteriormente. Además, en discontinuo está representado el precio medio de petróleo que hacer ver su volatilidad en el mercado. Conforme aumenta la producción de renovable se observa cómo se ha ido reduciendo el saldo de productos energéticos (importación/exportación) y como mejor nuestro grado de dependencia salvo las excepciones ya comentadas.

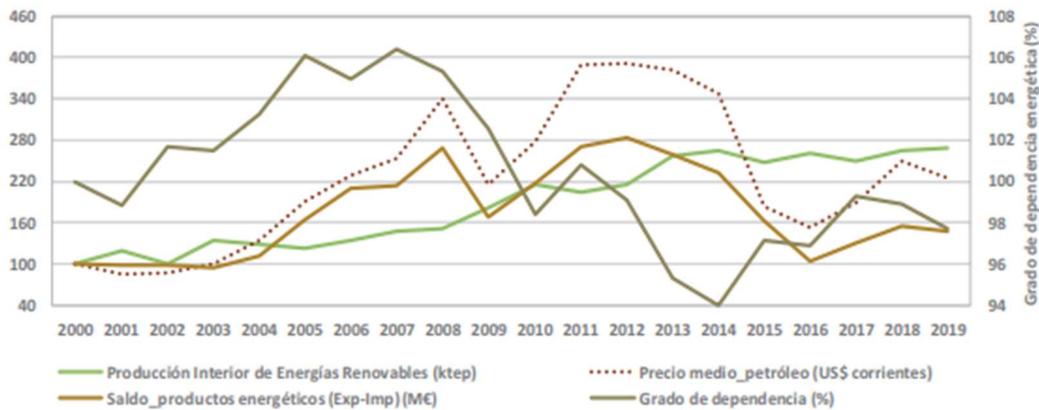


Figura 8 Producción Interior de Energías Renovables vs Dependencia Energética y Saldo Comercial de Productos Energéticos. (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022)

Por último, en esta tabla podemos ver la evolución de la producción de energía por años según su fuente se renovable o no renovable. Analizando estos datos se puede ver como se está aumentando la producción de energía renovable en detrimento de la no renovable.

Tabla 1 Producción Anual Energía Renovable frente a no Renovable (Elaboración propia con datos de la REE).

	2017	2018	2019	2020	2021
Generación renovable	84611	100344	97913	110605	121371
Generación no renovable	177695	160637	162915	140794	138534

2.3.-Intensidad energética

Para realizar un análisis al sector energético español, se definirá y analizará la intensidad energética española.

La intensidad energética es una medida que permite determinar la cantidad de recursos energéticos que necesita un país para generar el producto interior bruto (PIB).

La intensidad energética depende de la relación entre todos los bienes y servicios que se producen en un determinado periodo de tiempo y la importación de recursos energéticos necesarios para elaborar dichos productos. Para relacionarlas se expresan en valores monetarios. La intensidad energética mejorará si el PIB crece más o decrece menos que los costes energéticos.

Para hallar el valor de intensidad energética se emplea la siguiente expresión:

$$IE = \frac{E}{PIB} \quad (1.1)$$

Donde:

IE representa la intensidad energética.

E el uso/consumo de recursos energéticos

PIB producto interior bruto.

Sabiendo que es la intensidad energética, se estudiará la intensidad energética en España. Se pueden diferenciar dos etapas muy diferentes respecto a la evolución de la intensidad energética en España. La primera, de 1995 a 2004, la intensidad energética crecía constantemente, mientras que otros países de la Unión Europea conseguían que se mantuviese constante. A partir de 2005 un cambio en la composición energética produjo una bajada brusca de la intensidad energética hasta 2009 donde se suavizó dicha bajada.

Según datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) recogidos en sus indicadores energéticos de Intensidad energética (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2019) donde se evalúa el cambio de ésta en función del sector energético, en España y otros países de la Unión Europea.

La mejora de la intensidad energética en el sector industrial está lastrada por sectores como la industria química y la de producción de productos metálicos y no metálicos las cuales son un 60%, 37% y 21% superiores a la media. En la imagen se puede ver la evolución de la eficiencia energética en el sector y cómo no se ha conseguido que siga una tendencia bajista constante si no que más bien se mantiene.

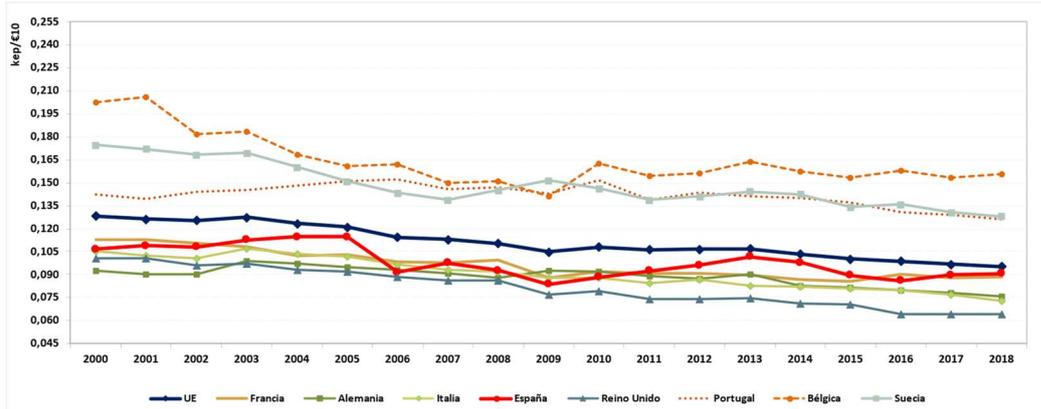


Figura 9 Evolución comparativa de la intensidad energética española en el sector de la industria. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía , 2022)

La especialización de la industria española en actividades, como minerales no metálicos o productos de construcción que requieren más energía para su obtención hace que la intensidad energética en España aún no se encuentre en la media de las quince grandes economías europeas.

Analizando el sector del transporte podemos ver cómo la intensidad energética en España también es superior a la gran mayoría de los países, solo superados por Grecia y Portugal.

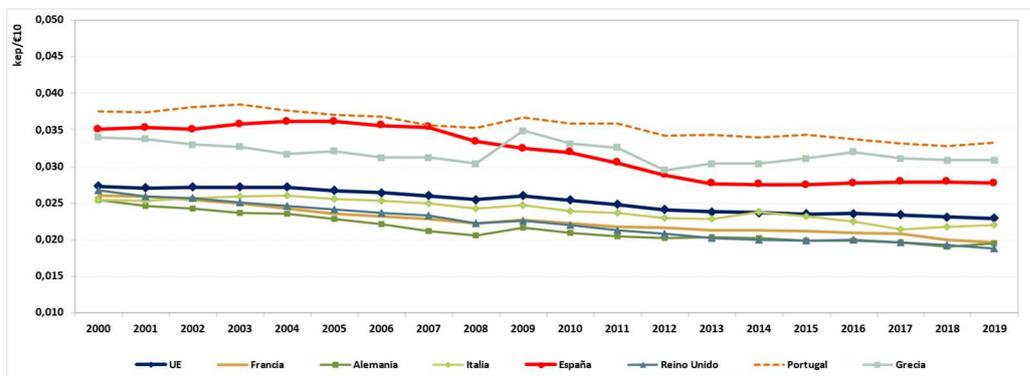


Figura 10 Evolución comparativa de la intensidad energética en el sector transportes (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía , 2022)

En Europa las ciudades consumen casi el 70% del consumo total de energía primaria y el sector residencial es responsable del consumo del 26% de la energía final. (Bruck, 2022) Aunque en este aspecto, los países mediterráneos tienen una intensidad energética más baja que los países nórdicos que, debido a las bajas temperaturas les es muy difícil tener bajos niveles de intensidad energética, ya que hay un gran consumo de energía para calefacción. Por otro lado, los países mediterráneos tampoco reducen su intensidad energética en este sector, pero ésta es más baja, salvo el caso de Italia. Además, el turismo se concentra en estos países del sur, lo que hace mucha más fácil que el sector de servicios tenga una intensidad energética menor.

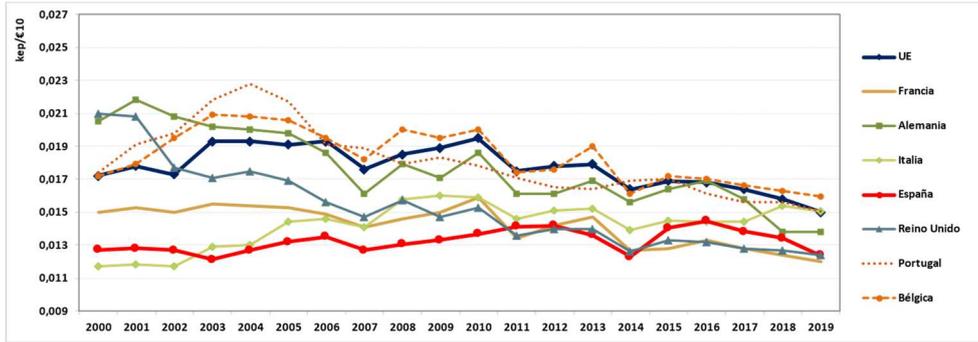


Figura 11 Evolución comparativa de la intensidad energética en el sector servicios (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía , 2022)

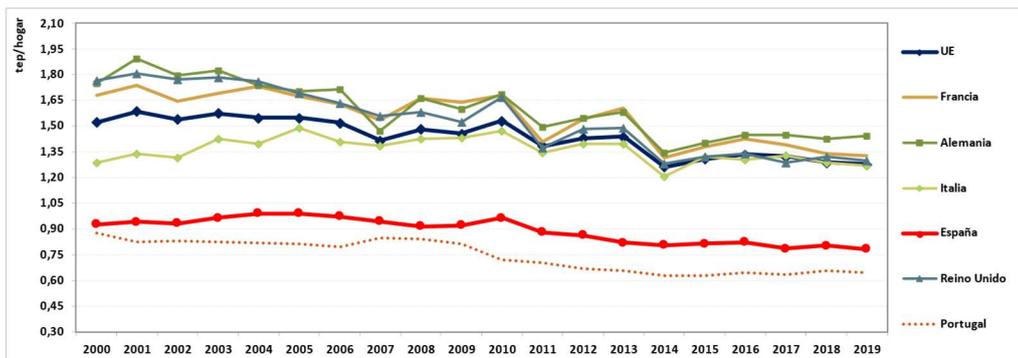


Figura 12 Evolución comparativa de la intensidad energética en el sector residencial (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía , 2022)

Comparando los valores españoles con el resto de estados miembros de la Unión Europea se ve que los bajos niveles de intensidad energética en los sectores terciarios y residencial hace que España se encuentre por debajo de la media. Respecto a las economías europeas más potentes, España tiene unas tendencias similares, aunque aún hay mucho margen de mejora sobre todo en el sector transportes y el industrial.

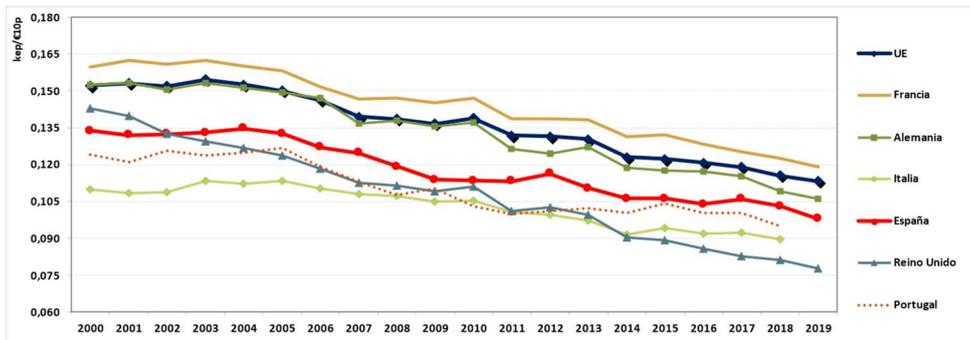


Figura 103 Evolución comparativa de la intensidad energética en el sector servicios (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2019)

Se observa una tendencia a la baja en la intensidad energética a semejanza de otros países. Respecto a la intensidad energética primaria España se sitúa en

la media de la UE. En los últimos años se observa que la mejora anual española de la intensidad energética es superior a la de la media europea. Esto en parte se debe al aumento del PIB tras la crisis y sobre todo a un aumento de la eficiencia energética causado por el efecto favorable derivado de las tecnologías de generación eléctricas basadas en las energías renovables y el gas natural (ciclos combinados).

2.4.-Interconexión energética con el exterior

Las interconexiones con el exterior tienen un papel determinando en el sector energético y en especial en los sectores de red como el eléctrico o el gas. Por un lado, tienen un rol fundamental para dar seguridad al suministro, esto es, a mayores interconexiones, mayor diversidad de orígenes de fuentes eléctricas. Además, proporcionan mayor liquidez a los mercados de electricidad y gas lo que mejora su funcionamiento.

La escasez de interconexiones en España hace que se nos describa como una isla energética.

3.-Las Energías Renovables

Desde su existencia los seres humanos han hecho uso de la energía ya sea empleando materias primas para el fuego (madera, estiércol), viento para los molinos, agua para ruedas hidráulicas, etc., donde la gran mayoría de fuentes eran de carácter renovable. Este uso se incrementó en la época industrial donde empezaron a extenderse las fuentes no renovables como forma de obtención de energía y desde entonces han ido creciendo exponencialmente. Esto empezó a cambiar en la década de 1970 donde empezó a haber concienciación respecto a los beneficios del uso de energías renovables.

Según Twidell y Weir la energía renovable *“es la que se obtiene a partir de corrientes de energía continuas y recurrentes en el mundo natural”*. Sorensen las definiría como *“flujo energético que se restablece al mismo ritmo al que se utiliza”* o *“el uso de cualquier depósito de energía que se rellena a velocidad comparable a la que es extraída”*. (González Velasco, 2009)

La empresa Acciona, dedicada a la promoción y gestión de infraestructuras y energías renovables, define estas, desde un punto de vista empresarial, como una fuente de energía limpia, inagotable y crecientemente competitivas. Se diferencian de las no renovables en su abundancia y potencial de aprovechamiento en todo el planeta y en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. Además, aventajan a las no renovables en que su precio tiende a la baja mientras que la tendencia de los costes de los combustibles fósiles tiende al alza aparte de ser muy volátiles.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), por su parte, define las renovables como energías limpias y casi inagotables que obtenemos de la naturaleza.

La gran mayoría de las energías renovables se obtienen del sol directa o indirectamente y el consumo actual de energía comercial es miles de veces inferior a los flujos de energía que recibe la Tierra del Sol. Esto hace que todas compartan las mismas características de ser autóctonas limpias e inagotables. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006)

Por otro lado, la energía no renovable es la que proviene de acumulaciones fijas de energía, generalmente en el subsuelo, las cuales no se transforman hasta que los humanos las liberamos. A medida que se consume un recurso no renovable, este se agota. Estas fuentes de energía están sujetas a la factibilidad técnica y económica de su explotación, al descubrimiento de nuevos yacimientos y al ritmo de extracción y consumo. (Fernández Salgado, 2007)

A continuación, se presenta una breve clasificación de las fuentes de energía.

3.1.-Fuentes de Energía no Renovable

Las fuentes de Energía Fósil

La energía se obtiene a partir de la ruptura de los enlaces químicos, normalmente mediante una reacción de combustión de las distintas sustancias que se formaron en el subsuelo según la geología hace millones de años a partir de acumulación de grandes cantidades de seres vivos. Las más comunes son el petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón mineral.

Energía Nuclear

Se obtiene al modificar los núcleos de átomos muy pesados o muy ligeros. Produce subproductos agresivos al ambiente, aunque no necesita ninguna combustión. Hay dos procesos distintos:

- Fisión: Desintegrar átomos pesados como isótopos de Uranio o Plutonio para obtener átomos más pequeños.
- Fusión: Obtener átomos de mayor tamaño a partir de átomos más pequeños como el tritio. Aún no se ha desarrollado una técnica para aprovechar la fusión con fines pacíficos.

3.2.-Fuentes de Energía Renovable

Las fuentes renovables son energía que se renuevan en la medida en que utilizan, además son versátiles ya que tienen aplicaciones tanto eléctricas como térmicas o mecánicas. En función de la fuente de donde se obtiene la energía se clasifican en:

Biomasa

La biomasa es materia orgánica que obtenemos de plantas y animales. La directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables define la biomasa como “la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales”. Se compone principalmente de leña, astillas, pellets, huesos de aceitunas y cascara de frutos. Se usan normalmente a través de calderas, estufas o chimeneas, para aplicaciones de calefacción, como de obtención de agua caliente sanitaria (calderas).

Las redes de calor son especialmente interesantes ya que tienen una mayor eficiencia energética y aprovechan de la economía de escala lo que hace que puedan suministrar energía a un mayor número de usuarios.

Aparte de la obtención de un combustible renovable y competitivo con los combustibles fósiles, el uso de la biomasa provoca una mejora en la gestión de los montes y el desarrollo socio-económico de zonas más rurales.

Biocarburantes

En el artículo 2 de la ORDEN ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, definen los biocarburantes como combustibles líquidos o gaseosos para transporte producidos a partir de biomasa.

Los principales biocarburantes son:

- Bioetanol: Alcohol etílico producido a partir de productos agrícolas o de origen vegetal, ya se utilice como tal o tras ser transformado químicamente.
- Biodiésel: Éster metílico o etílico producido a partir de grasas de origen vegetal o animal
- Hidro biodiésel denominado también HVO (Hydrotreated Vegetable Oil): Hidrocarburo que se obtiene del tratamiento de aceites vegetales o grasas animales con hidrógeno.

A parte de estos hay otros como puede ser el biogás o los biocarburantes sintéticos.

Los biocarburantes se emplean mayoritariamente para el transporte por carretera, aunque en el sector de la aviación se está incrementando su uso mediante el empleo de bio-queroseno.

Biogás

El biogás se obtiene fundamentalmente de los residuos ganaderos y agroindustriales, lodos de depuradoras de aguas residuales urbanas (EDAR) y fracción orgánica de residuos urbanos (RSU). Se emplea en distintos sectores económicos como movilidad generación eléctrica o sistemas de calor y energía.

Es un gas compuesto por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) en proporciones variables según la materia orgánica de la que proviene. Se produce a partir de procesos de descomposición biológica y ausencia de oxígeno. Es la única energía renovable que puede usarse para las grandes aplicaciones energéticas: Eléctrica, térmica o carburante. Se puede emplear directamente en una caldera adaptada para la combustión de biogás o purificarse hasta hacerse biometano y utilizarse en las infraestructuras de gas natural existentes.

Geotermia

La energía geotérmica es la que se encuentra almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra. Engloba el calor de las rocas suelos y aguas

subterráneas, pero no las masas de agua superficiales. En función de su temperatura se les considera recursos geotérmicos de alta temperatura (que superan los 150°C), de media temperatura (entre 100°C y 150°C) y de baja temperatura (entre 30°C y 100°C). Los recursos de alta y media temperatura se utilizan para producción de energía aparte de emplearse directamente para usos térmicos urbanos e industriales como se hace con los de baja temperatura.

Hay también recursos geotérmicos de muy baja temperatura (entre 25 y 30 °C) que corresponden a la energía almacenada en forma de calor de las aguas subterráneas y el subsuelo poco profundo. Tienen usos térmicos mediante bombas de calor.

Por esto la energía geotérmica se puede aprovechar para la obtención energía con una alta garantía como para un uso térmico con gran eficiencia energética.

Aerothermia e Hidrotermia

Se considera la energía aerotérmica como la almacenada en forma de calor en el aire ambiente y la energía hidrotérmica como la que se almacena en forma de calor en aguas superficiales.

Mediante la bomba de calor, se puede bombear calor de un foco frío a uno caliente. Existen bombas de calor aerotérmicas y geotérmicas que extraen calor del aire y agua respectivamente por medio de un evaporador y lo transfiere para otros usos mediante un condensador, puede ser reversible, lo que haría que realizase el proceso contrario y expulsase calor al exterior.

Hay distintos tipos de bombas según se accionamiento. Las más comunes son las bombas accionadas eléctricamente en las que un motor eléctrico es el que aporta la energía necesaria para mover el compresor. Las accionadas a gas en las que se emplea un motor endotérmico de combustión interna y las accionadas térmicamente en las que un cambio de estado del refrigerante se realiza mediante un ciclo de absorción o compresión térmica.

La directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece las condiciones que debe cumplir la aerothermia y la hidrotermia para ser consideradas renovables. Estas condiciones se encuentran en el Anexo 7 de dicha ley.

La energía capturada por las bombas se considerará renovable siempre que la producción final sea mayor que la energía primaria necesaria para accionar la bomba. Es decir, solo una parte se considerará renovable.

Energía hidroeléctrica

El 71% de la Tierra está cubierta por agua, como ya se ha dicho anteriormente todas las energías renovables provienen del sol directa o indirectamente. En el

caso de la energía hidroeléctrica, el sol es responsable del ciclo hidrológico del agua. La radiación proveniente del sol calienta la superficie del agua y provoca que esta se evapore. El aire caliente transporta esta agua evaporada que luego precipita. Las centrales y minicentrales hidroeléctricas se aprovechan de la energía potencial que tiene el agua. Esta se transforma en energía mecánica a través de una turbina hidráulica la cual activa un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica.

Hay distintos tipos de centrales hidroeléctricas. En función de la potencia instalada pueden ser centrales o minicentrales eléctricas. No hay consenso mundial respecto a la máxima potencia que pueden tener para ser consideradas minicentrales, la comisión europea establece el límite en 10MW.

Según el emplazamiento se clasifican en:

- Centrales de Agua fluyente: Cogen un caudal del río y lo devuelven a este después de pasar por la central.
- Centrales de pie de presa: Situadas debajo de los embalses, aprovechando el desnivel de la presa.
- Centrales en canal de riego o abastecimiento.

Energías del Mar

Se basan en la obtención de energía que está almacenada en los océanos, que mediante distintas tecnologías se puede transformar en energía eléctrica.

- Energía de las corrientes: Aprovecha la energía cinética en las corrientes del mar. Utilizan para esto convertidores de energía cinética utilizando instalaciones submarinas.
- Energía de las olas o Ondimotriz: Aprovecha la energía que hay en el movimiento ondulatorio de las olas. Este oleaje se debe al rozamiento del aire con el agua, por lo que no es nada regular. Se han desarrollado distintos dispositivos según su principio de captación: columna de agua oscilante, cuerpos flotantes, sistemas de rebosamiento y/o impacto etc.
- Energías de las mareas o Mareomotriz: Aprovecha el ascenso y descenso del agua producido por la gravedad del Sol y la Luna. Las centrales mareomotrices se basan en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique que permite entrar el agua en una bahía o cala que luego turbinan para generar energía eléctrica.
- Energía Maremotérmica: Se basa en aprovechar la energía térmica del mar mediante la diferencia de temperaturas entre el agua en la superficie y las profundidades del mar. En estas plantas, mediante el ciclo termodinámico llamado “ciclo de Rankine” transforman la energía térmica en eléctrica.
- Energía del gradiente salino o Energía Azul: Se obtiene debido a la distinta cantidad de sal que existe entre el agua del mar y de los ríos. Mediante procesos de ósmosis se obtiene energía eléctrica.

Energía Eólica

De toda la energía que nos llega del sol alrededor del 2% se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. Un tercio de esta se disipa a un kilómetro por encima del suelo, del resto, solo una treceava parte sería aprovechable, aun así, sería suficiente para abastecer 10 veces el consumo de energía primaria mundial.

Para obtener la energía del viento se emplean Aero turbinas con dos tipologías distintas de eje horizontal y vertical. Aunque hoy en día a partir de potencias de alrededor de 20 o 30 kW la tecnología más extendida es la horizontal. Cada aerogenerador consiste en un rotor situado a barlovento, que tiene normalmente tres palas con un diseño aerodinámico que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica (rotación). Este movimiento rotacional se lleva a un generador que lo transforma en energía eléctrica.

Hay parques eólicos tanto terrestres como marinos y están generalmente formados por varios aerogeneradores. La energía de estos transformadores, que normalmente se obtiene en media tensión, se lleva a un transformador de forma subterránea donde se eleva la tensión para inyectarla a la red. Normalmente los generadores se sitúan en filas y perpendiculares a la dirección del viento, separados entre ellos una distancia de tres diámetros del rotor, para evitar las turbulencias que provoca la máquina más próxima.

Hay múltiples tipos de máquinas de distintas potencias y dimensiones. Existen diámetros de hasta 180m y alturas de hasta 150, las potencias pueden llegar a ser de 10.000 kW de potencia nominal.

Este tipo de energía tiene múltiples aplicaciones desde pequeñas potencias para autoconsumo o servicios aislados hasta generación eléctrica a gran escala.

Energía Solar

Energía Solar Térmica

Son instalaciones solares para el calentamiento del agua. Difieren de las instalaciones de fontanería o calefacción en aspectos relacionados con las temperaturas máximas ya que al contrario que estas, el generador de calor no se puede adaptar a lo que el circuito demanda si no que siempre que haya radiación solar producirá calor.

Energía Solar-termoeléctrica

Esta tecnología se basa en el empleo de lentes o espejos y dispositivos que siguen el movimiento del sol que hacen que se concentre la radiación proveniente del sol en superficies reducidas. Esto permite obtener temperaturas altas y, por tanto, altas eficiencias termodinámicas de conversión

en trabajo. El calor obtenido se transfiere a un fluido que, al pasar por una turbina, acciona un generador y produce electricidad.

Dentro de las distintas formas para la concentración solar estas son las tecnologías más desarrolladas para obtener electricidad:

- Centrales de Colectores Cilindro- Parabólicas: Se usan colectores espejo con forma de canal que reflejan la luz en un tubo que contiene el fluido de transferencia del calor.
- Centrales de Torre: Las forman campos helióstatos, estos concentran la luz en un receptor montado en lo alto de una torre que se usa como intercambiador de calor.
- Generadores Solares Disco-Parabólicos: Usan reflector parabólico que tiene forma de disco que concentra la luz en el centro donde se intercambia el calor.

Energía Solar Fotovoltaica

Esta tecnología aprovecha la radiación solar y la transforma en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este efecto consiste en que se emiten electrones en un material cuando es iluminado con radiación electromagnética.

Hay distintas tecnologías fotovoltaicas (fijas, seguimiento solar a un eje y a dos ejes), la mayoría basadas en silicio.

Aparte, las instalaciones fotovoltaicas pueden ser de dos tipos: Instalaciones aisladas que se suelen aplicar a sistemas de bombeo, señalización, comunicación y electrificación rural y las instalaciones conectadas a red, que se emplean para la venta de energía eléctrica y el autoconsumo. De estas últimas hablaremos en profundidad más adelante al ser las instalaciones empleadas en este proyecto.

La solar fotovoltaica se puede usar para un sinnúmero de aplicaciones, desde relojes solares hasta generación eléctrica o sistemas que alimentan satélites artificiales.

3.3.-Futuro y fiscalidad de las renovables

La revolución del sector energético en España y Europa es una realidad. La Unión Europea, encargada de decidir la dirección de las políticas energéticas de sus estados miembros, está aprobando distintos planes de acción para mejorar la situación energética en Europa.

Los problemas antes expuestos respecto al consumo y producción de la energía no conciernen solo a Europa, sino que son problemas mundiales, es por esto que, no solo la UE ha desarrollado planes y políticas para mejorar la situación energética si no que otras organizaciones como la ONU (Organización de Naciones Unidas) han establecido planes y hojas de ruta a seguir como la "Agenda 2030".

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, (Parlamento Europeo y del Consejo, 2009) establece que cada Estado miembro elaborará un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

España en su PANER, (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2010), concreta como objetivos principales propios que las energías renovables representen un 20% del consumo final bruto, con un porcentaje en el transporte del 10%, a finales de 2020. Gracias, en parte, a la pandemia generada por el COVID-19, España cubrió el 21,4% de su demanda energética con renovables. De no haber existido dicha pandemia se habría quedado cerca de conseguirlo (alrededor del 19,5%).

3.3.1.-Pacto de París y acciones de la ONU

Como ya se ha indicado, aparte de la UE otras organizaciones han establecido planes y hojas de ruta para mejorar la situación energética a nivel mundial. La ONU (Organización de las Naciones Unidas) en septiembre de 2015 con la resolución A/RES/70/L1 titulada “Transformando nuestro Mundo: La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible” (Organización de las Naciones Unidas, 2015), perfiló una visión para una nueva era de desarrollo mundial. Esta resolución pretendía a partir de 2016, llamar a la acción a todos los países para formar una alianza y abordar los retos sociales, económicos ambientales y gubernamentales que existen en nuestros tiempos. Se plantearon 17 objetivos y 169 metas que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Por tanto, varios de estos objetivos y metas estaban enfocados al desarrollo sostenible como el objetivo 7: “Energía Asequible y no Contaminante”.

Dos meses después, el 12 de diciembre de 2015, en la Conferencia de París sobre el Cambio Climático de 2015 conocida como COP21 se firmó el “Acuerdo de París” (Organización de las Naciones Unidas, 2015). Actualmente está firmado por 193 partes (192 países y la UE). En él se fijaron objetivos a largo plazo como guía para los países. Estos objetivos eran reducir emisiones de gases efecto invernadero para limitar la temperatura global a 2°C, revisar los compromisos de los países cada 5 años y ofrecer financiación a países en desarrollo para que mitiguen el cambio climático. Para lograr el objetivo de temperatura, se pretende lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.

Este acuerdo es legalmente vinculante y contiene compromisos de todos los firmantes para colaborar juntos y reducir sus emisiones y se pretende que los países aumenten sus compromisos con el tiempo. En definitiva, supone su hito en el proceso de cambio climático, ya que, por primera vez, todos los países se unen por una causa común.

Este acuerdo funciona en periodos de cinco años de medidas climáticas que se hacen cada vez más ambiciosas. En 2020 cada país presentó sus *contribuciones determinadas a nivel nacional* (NDC), donde se comunican las medidas que se adoptarán para ese periodo y las acciones que se tomarán para crear resiliencia y adaptarse a los efectos del aumento de temperatura. Además, se proponen estrategias a largo plazo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero para dar horizonte a las NDC. Para dar más transparencia a las actuaciones que se están tomando, a partir de 2024 los países informarán sobre medidas adoptadas y progresos realizados. Con esta información se elaborará un balance mundial que evaluará el progreso colectivo. Desde su entrada en vigor el 4 de noviembre de 2016 ya se han encontrado soluciones con bajas emisiones de carbono y cada vez más empresas, ciudades y países establecen objetivos de neutralidad de carbono, estas soluciones podrían llegar a ser competitivas para 2030 incluso en sectores que representan el 70% de las emisiones mundiales.

3.3.2.-Actuaciones de la Unión Europea y España

La UE ratificó el acuerdo de París en octubre de 2015, por lo que entró en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017 renovando su compromiso con las políticas energéticas y de cambio climático. Para cumplir con los objetivos vinculantes para la UE en 2030 se han ido presentando paquetes de reglamentos y directivas. Estos objetivos son:

- 55% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990. Era un 40% sin embargo como parte del Green Deal se incrementó a 55% siendo la primera gran economía en presentar un nuevo compromiso climático dentro del Acuerdo de París.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

En 2016 presentó el denominado “paquete de invierno” (“*Energía limpia para todos los europeos*”), este recoge un Reglamento de Gobernanza para conseguir estos objetivos de forma coordinada entre los Estados miembros de la UE. En este reglamento se establece un procedimiento de planificación para cumplir los objetivos y metas garantizando la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y al Acuerdo de París.

Para ello En concreto, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Estos planes servirán para determinar el cumplimiento conjunto y establecer correcciones. Se ha realizado un proceso iterativo entre la Comisión y los Estados para elaborar sus planes y además se establece un calendario de actualización de los planes cada cinco años y un informe de progreso cada dos años. Finalmente, establece garantías para la continuidad del Plan más allá del

2030 mediante la elaboración de una Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

El PNIEC de España (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. España pretende avanzar en la descarbonización para alcanzar el objetivo de neutralidad climática en 2050. Para ello hay que centrarse en la descarbonización del sector energético ya que este genera tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero, sin embargo, se busca hacer una transición justa teniendo en cuenta las zonas y personas que se verán afectadas económicamente por la descarbonización. Se centra en buscar la eficiencia energética con el objetivo de alcanzar un 39,5% de mejora de la eficiencia en 2030 y una mejora de la intensidad energética primaria del 3,5% anual hasta 2030. Además, busca mayor autosuficiencia energética aprovechando su potencial en energía renovable y así disminuir la dependencia de los combustibles fósiles que suponen una factura elevada y está sometida a factores geopolíticos y una volatilidad elevada en los precios. Se pretende así que el 42% del uso final de la energía sea renovable.

Si se cumple lo establecido en este plan, no solo mejorará la eficiencia e independencia energética española, sino que además se prevé que mejorará su economía, con la creación de muchos puestos de trabajo y oportunidades de inversión. Adicionalmente se espera que, con el autoconsumo, la generación distribuida, la gestión de la demanda, el fomento de las comunidades energéticas locales, así como medidas específicas destinadas a promover el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización, se incremente la diversidad de actores y la existencia de proyectos participativos.

Las medidas alcanzadas en el PNIEC permitirán para 2030 alcanzar estos resultados:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Centrándonos en el incremento de uso de renovables, “el Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías. El total de la potencia instalada de renovables para los diferentes años queda comprometido en el PNIEC. La distribución concreta por

tecnologías renovables que se lleve a cabo año a año entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de la evolución de los costes relativos de las mismas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación, por lo que su peso relativo podrá variar, dentro de unos márgenes, respecto de las cifras presentadas en este Plan.”

En la siguiente imagen se puede observar la estimación de generación de energía y de donde provendrá ésta. Se puede observar cómo el objetivo es que cobren mucha más importancia las energías renovables en detrimento de los combustibles fósiles.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 114 Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020)

A parte de estos objetivos la Unión Europea busca convertirse en una economía moderna, eficiente en el uso de recursos y competitiva. Por eso mediante el Pacto Verde Europeo busca que para 2050 hayan dejado de producirse emisiones netas de gases de efecto invernadero y su crecimiento económico este disociado del uso de recursos.



4.-Autoconsumo eléctrico renovable

Anteriormente se ha comentado la difícil situación energética en Europa y España, y los distintos planes que se están llevando a cabo para combatir estos problemas. En España gran parte de la solución pasa por aprovechar los abundantes recursos naturales energéticos que existen en nuestro país, para reducir así la dependencia energética que existe y abaratar el precio de la electricidad.

De las diferentes tecnologías de aprovechamiento de estos recursos naturales, no todas sirven a la hora de hablar de autoconsumo eléctrico. El autoconsumo eléctrico consiste en producir energía eléctrica renovable que luego se consumirá, parcial o totalmente, ya sea en fábricas, residencias, viviendas o cualquier otra infraestructura. A parte de instalaciones de generación de energía también existen instalaciones de autoconsumo térmico.

4.1.-Tecnologías Empleadas en Autoconsumo de Energías Térmica y Eléctrica

Energía Solar Térmica

Como se ha explicado anteriormente, es un método que genera calor proveniente de la luz solar. En instalaciones de autoconsumo se emplea generalmente para la obtención de ACS (Agua Caliente Sanitaria). La producción es muy fácil de gestionar adaptándose a las necesidades de la infraestructura.

Biomasa

Igual que la anterior, empleada para la obtención de calor y generación de ACS o para calefacción. Son especialmente rentables si existe una red de calor próxima de la que abastecerse.

Mini Eólica

Su funcionamiento es similar al de la eólica, la única diferencia es que los generadores son de un tamaño muy reducido para permitir realizar la instalación en la infraestructura que consumirá la energía producida. Su funcionamiento se basa en el giro de un rotor impulsado por el viento, que al estar conectado a un generador produce energía eléctrica. Normalmente se emplean aerogeneradores de eje horizontal, aunque se pueden utilizar de eje vertical según las necesidades de la instalación.

Estos sistemas están formados por un aerogenerador que produce energía empleando la energía cinética del viento, un regulador para controlar la generación y prolongar la vida útil de las baterías y acumuladores para almacenar la energía.

Tienen grandes ventajas ya que pueden generar energía tanto de día como de noche y en cualquier época del año, y al ser de tamaño reducido, la instalación

puede estar próxima al punto de consumo, además no requiere de mucho mantenimiento.

Solar Fotovoltaica

Se trata de instalaciones que aprovechan la energía solar mediante pequeñas instalaciones de paneles solares que estén próximas a las infraestructuras que consumirán la energía producida. En el capítulo siguiente explicaremos detalladamente este tipo de instalaciones.

4.2.-Energía Solar Fotovoltaica

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica transforman la energía proveniente de la radiación del sol en energía eléctrica. Para que esta tecnología se haya desarrollado tanto han jugado un papel clave los semiconductores como el silicio, el germanio o sales como el sulfuro de cadmio. Estos elementos tienen la característica de ser portadores de dos clases de corriente eléctrica: una con electrones libres capaces de viajar por el cristal y otra de “huecos”, dotada de carga positiva. De este modo se pueden definir semiconductores tipo *p* (predomina conducción por vacío) y tipo *n* (predomina conducción de electrones libres). Un aspecto de gran importancia es que su resistividad eléctrica puede disminuir si se les dopa (se añaden impurezas) (Fernández Salgado, 2007).

El silicio es el material más utilizado para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Pero es necesario disponer de silicio de gran pureza y luego doparlo. Cuando se introduce un dopante tipo *p* obtenemos un electrón libre tipo *p* que puede viajar por el cristal mientras que si introducimos un dopante tipo *n* nos quedará un semiconductor con cargas de signo positivo.

Al incidir un fotón sobre el semiconductor, se rompen enlaces químicos y se genera corriente eléctrica que reconduce a los electrones en la dirección y sentido de la llamada unión p-n, cuyo valor varía según la temperatura ambiente. Básicamente se produce una tensión parecida a la que hay en los bornes de una pila seca. Utilizando contactos mecánicos se puede capturar esta energía eléctrica para después reutilizarla.

4.2.1.-Elementos de una Instalación Fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica está formada por distintos elementos, que, conectados entre sí, permiten el aprovechamiento de la energía que se genera por la incidencia de rayos de sol sobre el cristal semiconductor. A continuación, se describirán brevemente los distintos componentes que forman una instalación tipo.

Célula Solar

En una célula solar la luz incide normalmente sobre una lámina tipo n muy fina y genera pares de electrón hueco cerca de la unión con el cristal tipo p . Por esto el rendimiento depende en gran medida del grosor de la lámina inferior y generalmente debe ser menor que $1\mu\text{m}$.

Así la lámina tipo n recoge los electrones y la tipo p los huecos generándose una diferencia de potencial en el cristal, obteniéndose así una corriente eléctrica con un circuito que una las dos láminas.

Generalmente el silicio es el elemento empleado para la fabricación de las células, sin embargo, se debe someter a costosos procesos para obtener la pureza necesaria.

En definitiva, una célula fotovoltaica consiste en un dispositivo formado por una lámina de semiconductor, normalmente silicio.

En el mercado existen dos configuraciones básicas de células usando como material base el silicio. El silicio Monocristalino y Policristalino. Sus principales diferencias se encuentran resumidas en la Tabla 1.

Tabla 2 Diferencias entre Silicio Poli y Monocristalino

Monocristalino	Policristalino
15-18% de rendimiento	12-15% de rendimiento
Elaborado proceso de manufactura que eleva substancialmente el coste.	Menos dificultad de producción, lo que conlleva un menor coste.
El cristal tiene un brillo uniforme.	La estructura policristalina tiene zonas de brillo diferente.

Algunos paneles no están formados por células si no que tienen una estructura semiconductor depositada de forma continua sobre una base metálica laminar a esto se le denomina *Silicio Amorfo*.

A parte del silicio otros materiales que se emplean para fabricar células fotovoltaicas son el Arseniuro de Galio (GaAs), el Fosforo de Indio (InP) o el Teluro de Cadmio (CdTe) y aún se siguen desarrollando células que mejoren el rendimiento de las existentes.

Panel Fotovoltaico

Las células fotovoltaicas se unen para formar una estructura única más sólida menos frágil y más manejable. Esta estructura se denomina Panel o Módulo fotovoltaico.

Según la superficie que tenga el panel, contendrá más o menos células. Normalmente van desde los $0,8\text{m}^2$ hasta los 2m^2 . Generalmente las células tienen forma de cuadrado lo que hace que la superficie del panel sea mínima para un número de células y por tanto el tamaño del panel será menor y su coste disminuirá también.

En la parte delantera del panel hay un vidrio que protege las células de golpes, en el perímetro hay un marco metálico de aluminio que evita la oxidación. Por la parte posterior están las conexiones eléctricas entre células y una pequeña caja con los bornes positivo y negativo de salida del panel.

La potencia del panel es su característica más importante, deben tener por lo menos 30W de potencia de salida para ser rentables.

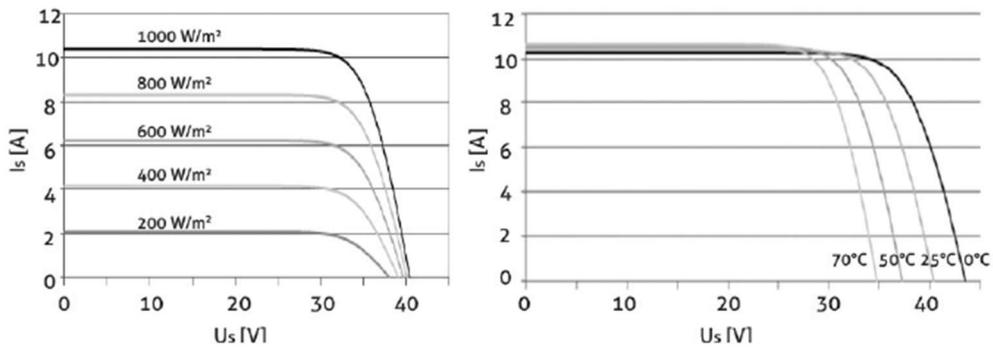


Figura 125 Curva I-V del Panel SOLARWATT Vision H3 Pure

En la Figura 15 se pueden observar las curvas I-V del panel Solarwatt Vision H3 Pure. Estas curvas muestran el comportamiento del panel, para una potencia luminosa y orientación del panel constante.

En la primera se representa la relación entre la corriente y el voltaje de salida para distintos niveles de radiación a temperatura constante, mientras que la segunda es la temperatura la que varía para una radiación constante. Pese a ser curvas de un panel específico, todos los paneles se comportan de manera similar.

El aumento de temperatura afecta tanto a la corriente como al voltaje del panel, haciendo que, a mayor temperatura del panel, menor será la potencia de éste. La temperatura que alcanzan los paneles sigue la relación de la siguiente expresión:

$$T_t = T_a + k * R \quad (4.1)$$

Donde:

T_t es la temperatura de trabajo.

T_a es la temperatura ambiente máxima.

R es el valor de radiación solar en W/m^2 .

k es un coeficiente que varía entre 0,02 y 0,04 $^{\circ}C.m^2/W$ que depende de la velocidad del aire.

La potencia máxima de salida para cada temperatura coincide con el comienzo de transición de la curva I-V. El valor máximo para una temperatura de 25°C se denomina valor pico del panel. En la práctica, sin embargo, salvo en climas muy fríos, la disipación de calor en las células provoca que la temperatura de operación siempre exceda los 25°C. Los fabricantes suelen dar datos de esta degradación de la potencia, normalmente en términos de pérdida porcentual de potencia máxima por temperatura. Sabiendo esto y conociendo la temperatura de operación se puede calcular la potencia de salida según la siguiente expresión:

$$P_t = P_p - (P_p * \delta * \Delta T) \quad (4.2)$$

Donde:

P_t es la potencia de salida a la temperatura de trabajo (T_t).

P_p es la potencia pico del panel (a 25°C).

δ es el coeficiente de degradación.

ΔT es el incremento de temperatura sobre los 25°C.

El generador fotovoltaico

Un número de paneles conectados entre ellos en serie se le denomina ramal, el conjunto de todos los ramales existentes en la instalación forman el generador fotovoltaico. El generador fotovoltaico proporciona energía en corriente continua. El valor de ésta depende de muchos factores como la latitud y la insolación que recibe, además no es constante ya está condicionada por la alternancia de día y noche, las estaciones y las condiciones meteorológicas.

Las estructuras Soporte

Se emplean para mantener los módulos en la posición deseada. Una vez sabido el ángulo e inclinación deseada para los paneles se diseñará la estructura que garantice esta disposición.

Si la estructura es una estructura fija los módulos estarán orientados para conseguir una producción óptima durante todo el año.

Estas estructuras pueden ser móviles, esto hace que los paneles obtengan una orientación e inclinación óptima en función del día y hora actuales. Este tipo de estructuras pese a tener un precio de coste más elevado, hacen que la producción de energía de la instalación sea mucho más elevada. Hay estructuras móviles que solo varían la orientación, otras que solo varían la inclinación y otras que varían ambos parámetros de la colocación de los paneles.

Cables de conexión

Son un componente imprescindible para transportar y utilizar la energía producida en la instalación. Parte de ésta se perderá durante su transporte

debido a la disipación de calor, es por esto que es importante la elección del cable para minimizar las pérdidas.

Generalmente se emplea cobre ya que ofrece mejores prestaciones, a no ser que la intensidad tenga un valor muy alto donde se puede utilizar aluminio.

La resistencia al paso de corriente viene dada por la siguiente expresión:

$$r = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad (4.3)$$

Donde:

r es la resistividad lineal (W.m).

ρ es la resistividad del material usado.

L es la longitud del cable.

A es la sección del cable.

Esto implica que hay menor caída de tensión cuanto mayor es el área, sin embargo, esto eleva el coste del cable. Por tanto, hay que tener en cuenta la caída de tensión que existe en los cables que transportan la energía, las secciones de estos cables se calculan en función de la potencia máxima de pérdidas admisible para la instalación.

Para una instalación fotovoltaica la caída de tensión debe ser menor que 1,5% en la parte de continua y 0,5% en alterna. El REBT (Boletín Oficial del Estado, 2022) establece tres criterios por los que determinar la caída de tensión, de los cuales se elige el que sea más restrictivo.

Estos criterios son: criterio térmico, criterio de caída de tensión y criterio de la intensidad de cortocircuito.

Los positivos y negativos de los módulos se conducen separados y protegidos según la norma vigente.

El inversor

Se ha visto que la electricidad proveniente del generador fotovoltaico se obtiene como corriente continua, sin embargo, para poder utilizar esta energía generalmente se necesita que sea en forma de corriente alterna. El encargado de transformarla es el inversor.

Los inversores conectados a los módulos fotovoltaicos disponen de un buscador de máxima potencia (SPMP) que permite que el inversor extraiga la máxima potencia del sistema de generación.

Su potencia de entrada puede ser variable para obtener la máxima potencia en los distintos momentos del día ya que la producción de energía varía en función de la hora. Se utilizan inversores auto conmutados que controlan la forma de onda de tensión y corriente alternas y pueden ajustar el factor de potencia. Existen inversores en fuente de corriente (CSI) y en fuente de tensión (VSI).

Estos tienen una fuente de corriente (CSI) o tensión (VSI) constante en la entrada de continua del inversor.

Para sistemas fotovoltaicos el inversor debe:

- Tener un funcionamiento auto conmutado.
- Tendrá un sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador (MPPT).
- No funcionará en modo aislado

Otros componentes

Aparte de los ya vistos según el tipo de instalación, el sistema de generación puede estar formado por otros componentes como una batería donde almacenar la energía o un regulador de carga que protege a la batería ante sobrecargas y sobre descargas.

4.2.2.-Tipos de Autoconsumo Eléctrico Fotovoltaico

Existen distintos tipos de instalaciones en función de su conexión con la red. Lo más común es que la instalación productora se encuentre próxima a la receptora, por ejemplo, un bloque de viviendas con paneles solares en su cubierta. Sin embargo, para poder producir la misma energía que se consume algunas industrias están empezando a optar por el llamado “autoconsumo remoto”.

Autoconsumo Remoto

Piet Holtrop, Fundador de HOLTROP S.L.P Transaction & Business Law, habla del autoconsumo remoto en el artículo “Autoconsumo Remoto” para el periódico de la Energía (Holtrop, 2017), donde indica, que pese a que en términos jurídicos no es autoconsumo, tal y como se define en la Ley del sector Eléctrico (Boletín Oficial del Estado, 2013), es muy atractivo para infraestructuras que tengan un gran consumo eléctrico, ya que permite que la instalación productora esté en cualquier parte del territorio español conectada a la red distribuidora y además no tiene limitación en cuanto a potencia a instalar.

Un sistema de autoconsumo remoto lo forman un consumidor que esté conectado a media o alta tensión a la red de distribución y por una o varias instalaciones de generación de energía conectada también a la red. El titular del punto de suministro y de vertido es el mismo, esto no significa que coincida con el propietario de la instalación de generación, aunque pueden coincidir.

Existe un gran ahorro ya que el precio de la energía sería nulo y la factura se limitaría al peaje de acceso a red desde la parte productora y el mantenimiento de la instalación.

Autoconsumo Tradicional

Al contrario que el autoconsumo remoto la instalación generadora está situada en la propia infraestructura. Dentro de este tipo de autoconsumo existen tres distintos tipos en función de su conexión con la red eléctrica:

- Autoconsumo aislado
Este tipo de autoconsumo implica que no hay ningún tipo de conexión de la instalación generadora con la red eléctrica. Esto quiere decir que son instalaciones independientes y se encargan del suministro eléctrico todo el día. Es por esto que se incluyen elementos de almacenamiento donde guardar el exceso de energía cuando la demanda sea inferior a la producción.
Este tipo de autoconsumo no es apto para infraestructuras de alto consumo ya sería complicado evitar apagones y desabastecimiento en algún momento y por el coste que conllevaría instalar sistemas de almacenamiento para instalaciones que consuman mucha potencia.
- Autoconsumo conectado a red
La instalación generadora está conectada tanto a la red interna de la infraestructura como a la red eléctrica de distribución. El excedente de la energía se puede seguir almacenando en baterías, pero estas no son indispensables. El estar conectado a la red permite recibir energía desde esta en caso de que la instalación no pueda abastecer la demanda de la infraestructura.
- Autoconsumo conmutado a la red
La diferencia con la anterior es que la instalación generadora no puede estar trabajando a la vez que se consume de la red de distribución. Para eso se emplea un conmutador aparte o que esté integrado en el inversor que conmuta la red de distribución y la instalación en 10 milisegundos. El conmutador permite estar aislado de la red, por tanto, se emplean baterías para acumular energía.

4.3.-Normativa regulación y requerimientos para el autoconsumo eléctrico

Una vez vistos los distintos tipos de instalaciones posibles y las posibilidades que ofrecen, se van a exponer los distintos trámites y restricciones que se debe cumplir para poder realizar una instalación de autoconsumo eléctrico, así como los casos en los que se obliga a realizarla.

El Real Decreto Ley 244/2019 (Boletín Oficial del Estado, 2019) es el que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

4.3.1.-Tipos de autoconsumo considerados

En el mencionado RD 244/2019 se conservan las definiciones de los distintos tipos de instalaciones de anteriores documentos estatales y se añaden algunas nuevas. De algunas ya hemos hablado anteriormente, sin embargo, estas son las reconocidas por el estado.

- Autoconsumo sin excedentes: No inyectan a la red, por tanto, es obligatorio un sistema de almacenamiento. El consumidor es titular de la instalación y de lo que genera.
- Autoconsumo con excedentes: Vierte excedentes a la red, diferencia entre consumidor y productor. Según como se utilicen los excedentes se definen:
 - o Autoconsumo con excedentes acogida a compensación. Para poder acogerse a compensación de excedentes, la instalación debe tener una potencia de producción menor de 100kW, se acojan al contrato compensación de excedentes de autoconsumo o balance neto y no haya régimen retributivo adicional o específico.
 - o Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, cuando no se cumplen los anteriores requisitos.

Aparece una clasificación según el número de consumidores de la instalación. De esta forma el autoconsumo puede ser individual, en el que solo hay un consumidor, o colectivo cuando hay varios. Para ser colectivo, todos los consumidores deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y tener un acuerdo firmado con una comercializadora que recoja los criterios de reparto, en función de las potencias que tenga contratada cada consumidor. Además, se pueden diferenciar entre:

- Próximas a través de red donde el autoconsumo colectivo solo puede ser con excedentes:
 - o Consumidores ubicados en la misma referencia catastral.
 - o Consumidores conectados en baja tensión y menos de 500 metros de distancia.
- Próximas de red interior. Estas pueden ser con o sin excedentes. Estas son:
 - o Consumidores conectados a la red de distribución derivados del mismo centro de transformación.
 - o Instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes interiores o por líneas directas.

4.3.2.-Conexión a red, acceso suministro y compensación en modalidades de autoconsumo

Procedimientos de conexión recogidos en el RD 244/2019

Según este decreto (Boletín Oficial del Estado, 2019):

En relación con las instalaciones de consumo, tanto en las modalidades de autoconsumo sin excedentes, como en las modalidades de autoconsumo con excedentes, los consumidores deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo, si procede.

En relación con las instalaciones de generación, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:

- Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes están exentas de tener un permiso de acceso y conexión para sus instalaciones de generación.
- Las instalaciones de autoconsumo con excedentes con una potencia menor de 15 kW en suelo urbanizado al igual que las anteriores solo necesitaran el permiso de acceso y conexión para sus instalaciones.
- Autoconsumo con excedentes que no cumplan la condición anterior: deberán tener un permiso de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo y también por cada una de sus instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (instalaciones próximas de red o a través de red) de las que sean titulares.

Además, para instalaciones de autoconsumo compartido, los titulares deben de adjuntar en la solicitud de acceso y conexión cuando proceda (cuando sean con excedentes mayores de 15 kW en suelo no urbanizado), un escrito donde se acredite la autorización de los propietarios.

Contratos de suministro

Los contratos de suministro que se tengan con la empresa comercializadora deben de reflejar la modalidad de autoconsumo a la que se encuentra acogido. Así, la empresa distribuidora deberá comunicar al comercializador en un plazo de 5 días hábiles desde qué fecha comienza a ser efectiva la modalidad de autoconsumo al que el consumidor se ha acogido.

Mecanismos de compensación

Sobre el mecanismo de compensación simplificada de excedentes, se realizará en términos económicos de energía consumida, entre los déficits de consumo y los excedentes producidos en un mes. Es facturación neta, no balance neto. El valor del precio de la energía dependerá de si la comercializadora del contrato de suministro es libre o de referencia. Para lo cual, se deberá suscribir un contrato compensación excedentes de autoconsumo que se deberá remitir a la empresa distribuidora.

4.3.3.-Código técnico de la edificación, CTE

El código técnico de la edificación es un documento en el que se encuentra el marco normativo que establece las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos por la Ley.

Dentro del código técnico el “Documento Básico (DB) tiene por objeto establecer reglas y procedimientos que permiten cumplir el requisito básico de ahorro de energía. Las secciones de este DB se corresponden con las exigencias básicas HE 0 a HE 6. La correcta aplicación de cada sección supone el cumplimiento de la exigencia básica correspondiente. La correcta aplicación del conjunto del DB supone que se satisface el requisito básico "Ahorro de energía".

El articulado de este Documento Básico fue aprobado “*por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo (BOE 28/03/2006) y posteriormente ha sido modificado por las siguientes disposiciones: - Real Decreto 1371/2007 de 19 de octubre (BOE 23/10/2007) - Corrección de errores y erratas del Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo (BOE 25/01/2008) - Orden FOM /1635/2013 del 10 de septiembre por el que se actualiza el Documento Básico DB-HE (BOE 12/09/2013) - Corrección de errores y erratas de la Orden FOM / 1635/2013 del 10 de septiembre (BOE 08/11/2013) - Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre (BOE 27/12/2019) - Real Decreto 450/2022, de 14 de junio (BOE 15/06/2022).*” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

Las exigencias expuestas en este documento son:

- “Exigencia básica HE 0: Limitación del consumo energético. El consumo energético de los edificios se limitará en función de la zona climática de su ubicación, el uso del edificio y, en el caso de edificios existentes, el alcance de la intervención. El consumo energético se satisfará, en gran medida, mediante el uso de energía procedente de fuentes renovables.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

- “Exigencia básica HE 1: Condiciones para el control de la demanda energética. Los edificios dispondrán de una envolvente térmica de características tales que limite las necesidades de energía primaria para alcanzar el bienestar térmico en función de la zona climática de su ubicación, del régimen de verano y de invierno, del uso del edificio y, en el caso de edificios existentes, del alcance de la intervención. Las características de los elementos de la envolvente térmica en función de su zona climática, serán tales que eviten las descompensaciones en la calidad térmica de los diferentes espacios habitables. Así mismo, las características de las particiones interiores limitarán la transferencia de calor entre unidades de uso, y entre las unidades de uso y las zonas comunes del edificio. Se limitarán los riesgos debidos a procesos que produzcan una merma significativa de las prestaciones térmicas o de la vida útil de los elementos que componen la envolvente térmica, tales como las condensaciones. “ (Código Técnico de la Edificación, 2022)

- “Exigencia básica HE 2: Condiciones de las instalaciones térmicas Las instalaciones térmicas de las que dispongan los edificios serán apropiadas para lograr el bienestar térmico de sus ocupantes. Esta exigencia se desarrolla actualmente en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), y su aplicación quedará definida en el proyecto del edificio.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

“Exigencia básica HE 3: Condiciones de las instalaciones de iluminación Los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación adecuadas a las necesidades de sus usuarios y a la vez eficaces energéticamente, disponiendo de un sistema de control que permita ajustar su funcionamiento a la ocupación real de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural en las zonas que reúnan unas determinadas condiciones.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

- “Exigencia básica HE 4: Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria Los edificios satisfarán sus necesidades de ACS y de climatización de piscina cubierta empleando en gran medida energía procedente de fuentes renovables o procesos de cogeneración renovables; bien generada en el propio edificio o bien a través de la conexión a un sistema urbano de calefacción.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

- “Exigencia básica HE 5: Generación mínima de energía eléctrica procedente de fuentes renovables Los edificios dispondrán de sistemas de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

- “Exigencia básica HE 6: Dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos Los edificios dispondrán de una infraestructura mínima que posibilite la recarga de vehículos eléctricos.” (Código Técnico de la Edificación, 2022)

La sección HE-5 es la que regula la obligación de realizar una instalación de autoconsumo renovable, aunque al contrario que otras versiones más antiguas, esta instalación no tiene que ser un sistema fotovoltaico si no que puede ser de cualquier fuente renovable. Pese a que la versión de 2022 aún no ha entrado en vigor, nos centraremos en ésta ya que será la que tengan que cumplir los edificios de nueva construcción. En la sección se expone que tendrán que cumplir la exigencia:

- Los edificios de nueva construcción de más de 1000m² de superficie construida.
- Ampliaciones de edificios de más de 1000m² de superficie construida.
- Edificios que se reformen íntegramente o se produzca un cambio de uso del mismo.



En este documento se limita la potencia a instalar en función del uso del edificio, su superficie construida y la superficie de cubierta disponible para situar en ella la instalación. De esta forma, a edificios para uso residencial privado se les requerirá menos potencia instalada que al resto. La potencia a instalar será siempre menos de 100kW y mayor de 10kW.

En otras versiones de este documento que solo estaban destinadas a una instalación fotovoltaica, se limitaban las pérdidas admisibles de la instalación. Estas pérdidas dependen del tipo de instalación (General, integración arquitectónica...). Para el caso general las pérdidas límite por orientación e inclinación son del 10% de la potencia y las pérdidas por sombras del 10% de la potencia instalada. La suma de ambas pérdidas no puede superar el 15%.



5.-Instalación fotovoltaica

El proyecto a realizar es el de una instalación fotovoltaica en una nave de nueva construcción. La nave estará situada en un solar de la Avenida Salamanca próxima a estación de servicio. La superficie total construida será de 2515 m². Esta nave contendrá un supermercado y suministrará electricidad para una estación de recarga de vehículos eléctricos.

Para cumplir con la exigencia del código técnico, se ha optado por un generador fotovoltaico como fuente renovable de energía eléctrica. Se realizará una instalación con excedentes no acogida a compensación.

5.1.-Código Técnico de la Edificación, normativa aplicable

5.1.1.-Ámbito de aplicación y justificación de la exigencia básica HE-5

Al tratarse de una edificación de nueva construcción con una superficie total construida inferior a los 3.000 m², la sección HE5 del Documento Básico HE vigente (Código Técnico de la Edificación, 2019) no es de aplicación sin embargo se realizará el proyecto para que cumpla con el DOCUMENTO BÁSICO HE que pasará a ser vigente a partir de 2023 (Código Técnico de la Edificación, 2022).

5.1.2.-Caracterización de la exigencia básica HE5

Por tanto, en el edificio objeto de este trabajo se requiere establecer una generación mínima de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red. Para cumplir con la exigencia del código técnico, se ha optado por un generador fotovoltaico como fuente renovable para la generación de energía eléctrica exigida.

5.1.3.-Cuantificación de la Exigencia

La potencia nominal mínima a instalar será la mínima de la resultante de las siguientes expresiones:

$$P_{min} = F_{pr,el} * S \quad (5.1)$$

$$P_{min} = 0,1 * (0,5 * S_c - S_{oc}) \quad (5.2)$$

siendo:

- $P_{mín}$: la potencia nominal a instalar [kW];
- $F_{pr,el}$: factor de producción eléctrica, que toma valor de 0,005 para uso residencial privado y 0,010 para el resto de usos [kW/m²];
- S : la superficie construida del edificio [m²];
- S_c : la superficie construida de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación [m²];

- S_{oc} : superficie de cubierta no transitable o accesible únicamente para conservación ocupada por captadores solares térmicos [m^2]

En cualquier caso, la potencia obligatoria a instalar estará comprendida entre 10kW y 100kW.

Tabla 3 Justificación del HE5.

Datos del edificio			Potencias mínima y máxima obligatorias		
Superficie construida S	2515	m^2	$P_{mín}=0,01*S$	25.15	kW
Superficie cubierta construida S_c	1153	m^2	$P_{lím}=0,1*0,5*S_c-S_{oc}$	57.65	kW
Superficie cubierta ocupada S_{oc}	0	m^2			
Potencia máxima obligatoria	100	kW	$P_{máx}: \text{mín}(P_{lím};100)$	46,09	kW

Para cumplir con la exigencia del apartado HE5 la potencia total nominal mínima de los inversores sería de 12.34kW y la potencia pico de paneles estaría comprendida entre 12.34kW y 15.4kW. Sin embargo, por cuestiones económicas y ambientales se ha decidido realizar una instalación mayor, siendo esta al final de 100kW, la máxima permitida para autoconsumo.

5.2.-Diseño y Dimensionado de la Instalación

Como ya se ha explicado anteriormente un generador fotovoltaico estará formado por varios grupos de módulos fotovoltaicos conectados entre sí, constituyendo el campo fotovoltaico; éste, se encargará de transformar la energía del sol en energía eléctrica generando una corriente continua proporcional a la radiación solar que incide sobre los módulos, esta corriente continua se llevará al inversor que se encargará de transformarla en corriente alterna a la misma frecuencia que la de la red eléctrica y de este modo queda disponible para su utilización. Desde el inversor se conduce a cuadro de protección de corriente alterna y desde ahí al cuadro general del edificio donde se distribuirá para su consumo.

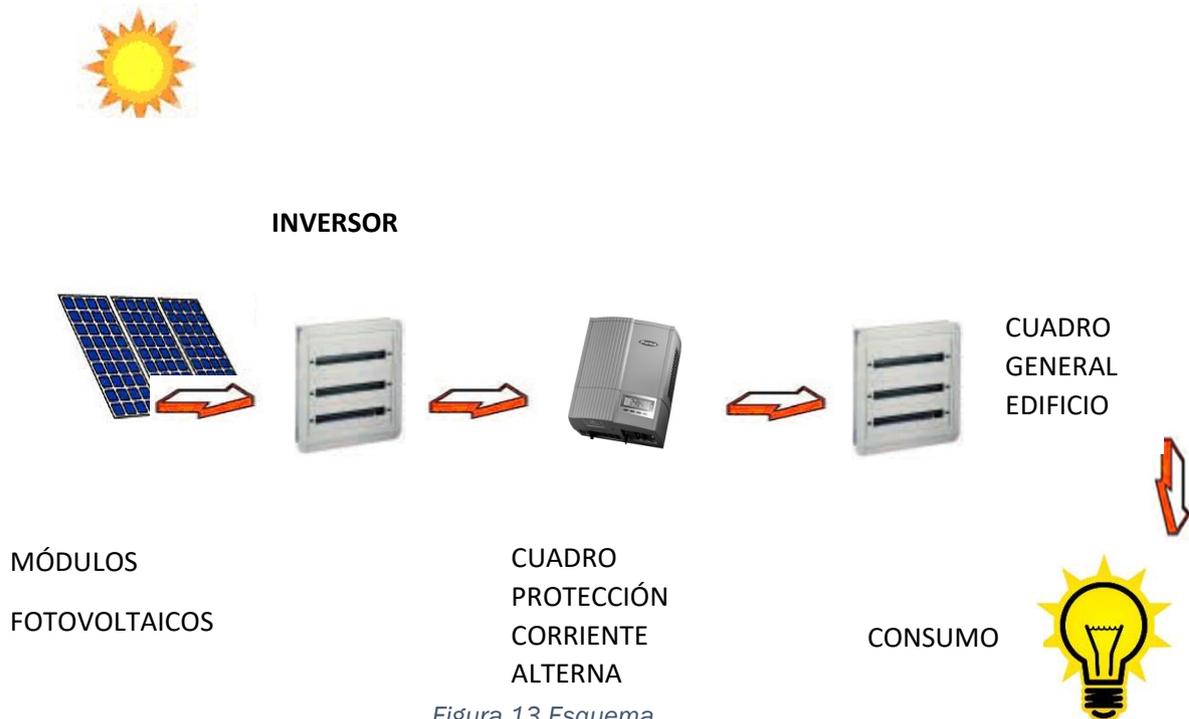


Figura 13 Esquema
Instalación Fotovoltaica

5.2.1.-Elección de componentes

Lo primero que hay que realizar a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica es elegir los componentes de esta y su localización en el edificio a construir.

Módulo Fotovoltaico

Al seleccionar un módulo fotovoltaico para diseñar una instalación fotovoltaica se debe analizar las características que se encuentran en la ficha técnica ofrecida por el fabricante y las condiciones de operación ofrecidas en la ficha.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Normalmente las características vienen dadas en unos parámetros eléctricos ofrecidos para unas condiciones tipo que pueden ser STC o condiciones NMOT.

Las condiciones estándar de medida STC se producen bajo las siguientes condiciones:

Irradiancia: 1000 W/m²

Distribución espectral AM 1,5G

Incidencia normal

Temperatura de la célula 25°C

Estas condiciones se denominan estándar y se usan para definir las principales características del módulo, sin embargo, son condiciones que se dan rara vez

a lo largo de un día cualquiera. Para calcular la potencia real disponible, se emplean las condiciones NMOT que se asemejan más a las condiciones a las que operarán los paneles que las condiciones STC. Estos parámetros son:

Irradiancia: 800 W/m²

Distribución espectral AM 1,5G

Incidencia normal

Temperatura de la célula 20°C

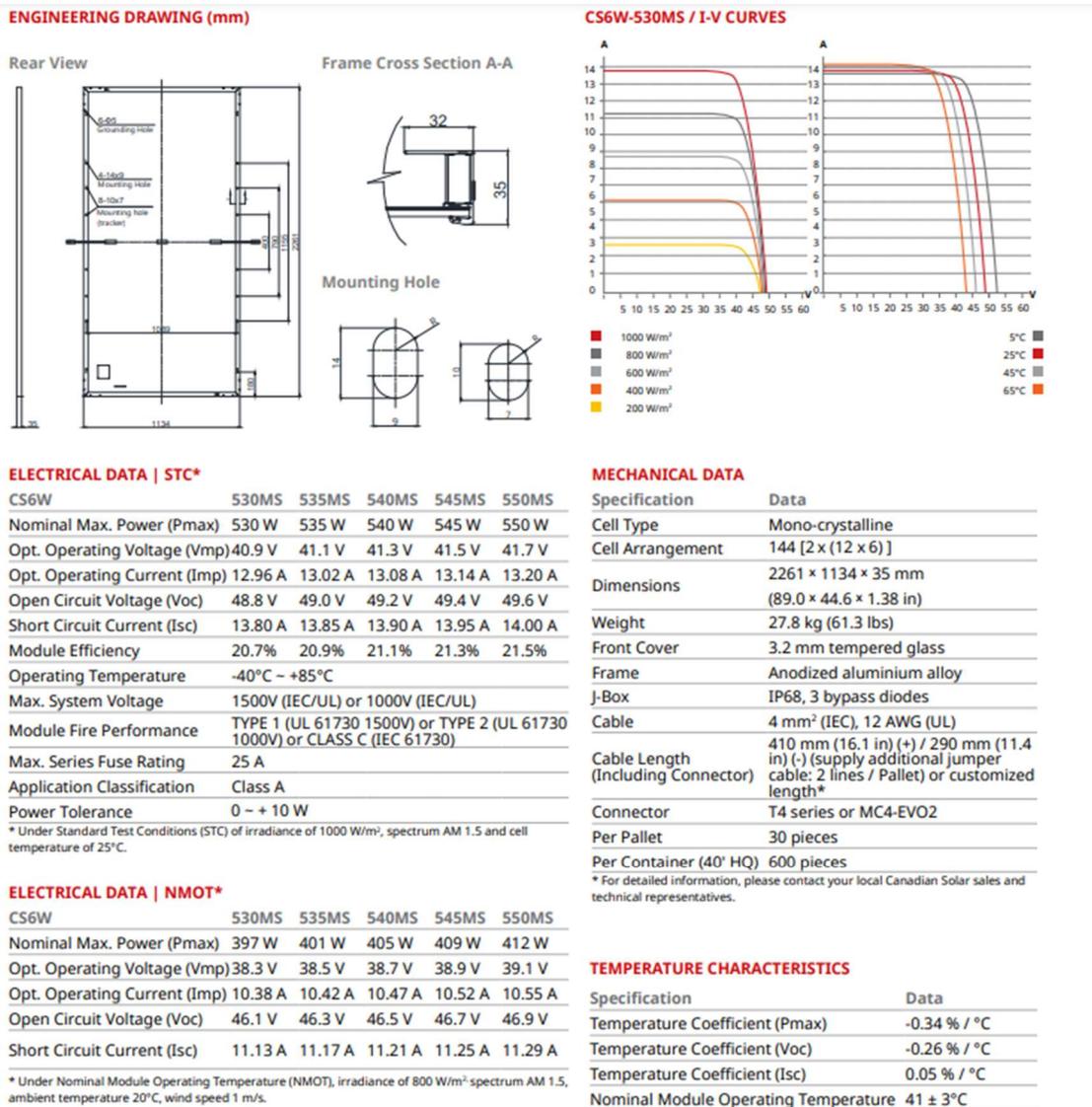


Figura 147 Ficha Técnica del panel Hiku6 Mono PERC 550W de Canadian Solar

En la Figura 17 podemos ver la ficha técnica del panel HiKu6 Mono PERC 550W de Canadian Solar obtenida del fabricante donde nos indican las distintas características del panel. De todas estas, las más relevantes para realizar la instalación y cuyos valores están en la tabla 4, son las siguientes:



- V_{pmp} : Tensión a máxima potencia en condiciones estándar del módulo medida en voltios (V).
- V_o : Tensión a circuito abierto es el valor máximo de tensión en extremos de la célula y se da cuando no está conectada a ninguna carga.
- Punto de máxima potencia es el producto de la tensión máxima V_{pmp} e intensidad máxima I_{pmp} para los que la potencia cortocircuito entregada a una carga es máxima. Se mide en vatios (W).
- I_{pmp} Intensidad en el punto de máxima intensidad, se mide en amperios (A).
- Eficiencia del módulo solar: Potencia que es capaz de producir un metro cuadrado de módulo solar cuando recibe una irradiación de $1000W/m^2$.

Todos los módulos fotovoltaicos que integren la instalación serán de la misma marca y del mismo modelo.

Los módulos seleccionados serán de clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Tabla 4 Características eléctricas Panel HiKu6 Mono PERC 550W de CanadianSolar

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
 <p style="text-align: right;">CanadianSolar HiKu6 Mono PERC 550W</p>	
Potencia pico (W_p)	550 Wp
Corriente de Cortocircuito I_{cc} (A)	14,00A
Corriente de Máxima Potencia I_{mp} (A)	13,2 A
Tensión a circuito abierto del módulo V_{oc} (V)	49,6 V
Tensión de Máxima Potencia U_{mp} (V)	41,7 V
Temperatura Normal de Operación TONC ($^{\circ}C$)	41$^{\circ}C$
Coefficiente de T^a de Intensidad de CC (%)	0,05%
Coefficiente de T^a de Tensión (%)	-0,26%
Coefficiente de T^a de Potencia máxima (%)	-0,34%
Dimensiones (mm)	2261x1134x35

El inversor

El inversor, utilizando la tecnología de potencia, convierte la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia que la red eléctrica.

La corriente de salida es alterna, a una tensión de 400 V y una frecuencia de 50Hz.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

Las características básicas del inversor son las siguientes:

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

La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

SG33CX/SG40CX/SG50CX			
Input [DC]	SG33CX	SG40CX	SG50CX
Max. PV input voltage	1100 V		
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	200 V / 250 V		
Nominal PV input voltage	585 V		
MPP voltage range	200 – 1000 V		
MPP voltage range for nominal power	550 – 850V		
No. of independent MPP inputs	3	4	5
Max. number of PV strings per MPPT	2		
Max. PV input current	78 A	104 A	130 A
Max. current for input connector	30 A		
Max. DC short-circuit current	120 A	160 A	200 A
Output [AC]			
AC output power	36.3 kVA @ 40 °C / 33 kVA @ 45 °C	44 kVA @ 40 °C / 40 kVA @ 45 °C	55 kVA @ 40 °C / 50 kVA @ 45 °C
Max. AC output current	55.2 A	66.9 A	83.6 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 230 / 400 V		
AC voltage range	312 – 528 V		
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % In		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Max. efficiency / European efficiency	98.6 % / 98.3 %	98.6 % / 98.3%	98.7 % / 98.4%
Protection			
DC reverse connection protection	Yes		
AC short circuit protection	Yes		
Leakage current protection	Yes		
Grid monitoring	Yes		
DC switch / AC switch	Yes / No		
PV String current monitoring	Yes		
Q at night	Yes		
PID recovery function	optional		
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	702*595*310mm	782*645*310mm	782*645*310mm
Weight	50 kg	58 kg	62 kg
Isolation method	Transformerless		
Degree of protection	IP66		
Night power consumption	≤2 W		
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 45 °C derating)		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %		
Cooling method	Smart forced air cooling		
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)		
Display	LED, Bluetooth+APP		
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet		
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)		
AC connection type	OT or DT terminal (Max.70 mm ²)		
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4105:2018, VDE-AR-N 4110:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA		
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

Figura 15 Ficha técnica del inversor SF50CX de Sungrow

En la Figura 18 podemos ver la ficha del inversor SG50CX de SUNGROW proporcionada por fabricante donde nos indican las distintas características del inversor. Al igual que con los paneles definiremos las características que necesitamos para la realización de la instalación:

El rango de potencia del campo $FV(kW_p)$: son los valores de la potencia de entrada al inversor en corriente continua entre los que el inversor tendrá un funcionamiento óptimo.

Rango de tensiones: valores de tensiones de entrada en los que el inversor trabaja de manera óptima.

Tensión máxima: Tensión máxima de entrada en corriente continua que puede llegar al inversor.

Corriente máxima: Intensidades máximas permitidas por cada entrada del inversor

MPPT: indica el número de entradas al inversor.

Potencia nominal: Es la potencia máxima de salida del inversor.

Rendimiento: indica la eficiencia del inversor.

Tabla 5 Características eléctricas inversor Sg50CX de Sungrow

SG50CX de SUNGROW	
Mínima Tensión DC de Entrada del inversor	250,0 V
Máxima Tensión DC de Entrada del inversor	1.100,0 V
Máxima corriente de entrada al inversor MPP1-5	30,0 A
Máxima corriente de entrada total al inversor	130,0 A
Potencia Nominal del Inversor	50.000 W
Potencia Máxima de Salida CA	55.000 VA
Tensión de Red	400,0 V
Entradas MPPT	5
Frecuencia	50Hz
Distorsión Máxima de Intensidad CA inyectada red	<3%
Rendimiento aproximado	98.7%
Euro-Rendimiento	98.4%

En este caso se trata de un inversor que tiene cinco seguidores del punto de máxima potencia (cinco entradas). Por tanto, tendremos cinco grupos de módulos conectados a las distintas entradas.

La monitorización del funcionamiento del inversor es posible mediante una conexión cableada o inalámbrica opcional.

La configuración de visualización de parámetros in situ se realiza mediante una pantalla y panel de control integrado.

Los inversores disponen de una salida de comunicación, por la que el microcontrolador que gestiona el inversor puede transmitir un fichero con datos relativos a su funcionamiento. Esta línea puede ir a un ordenador en el que se pueden monitorizar los parámetros de cada inversor de manera instantánea.

En cuanto a la instalación de este inversor hay que tener en cuenta las condiciones explicadas en la tabla siguiente:

Tabla 6 Condiciones de instalación del inversor

	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar en una estructura lo suficientemente fuerte para soportar su peso convenientemente. • Evitar inclinaciones mayores de $\pm 5^\circ$ para evitar situaciones de derrateo (reducción controlada de la potencia del inversor) por sobrecalentamiento. • Instalar a una altura razonable para visualizar los elementos de estado correctamente. • Respetar las distancias mínimas de separación para facilitar la ventilación y el mantenimiento del equipo. • Para instalaciones de múltiples dispositivos mejor en una disposición en paralelo para facilitar la ventilación.

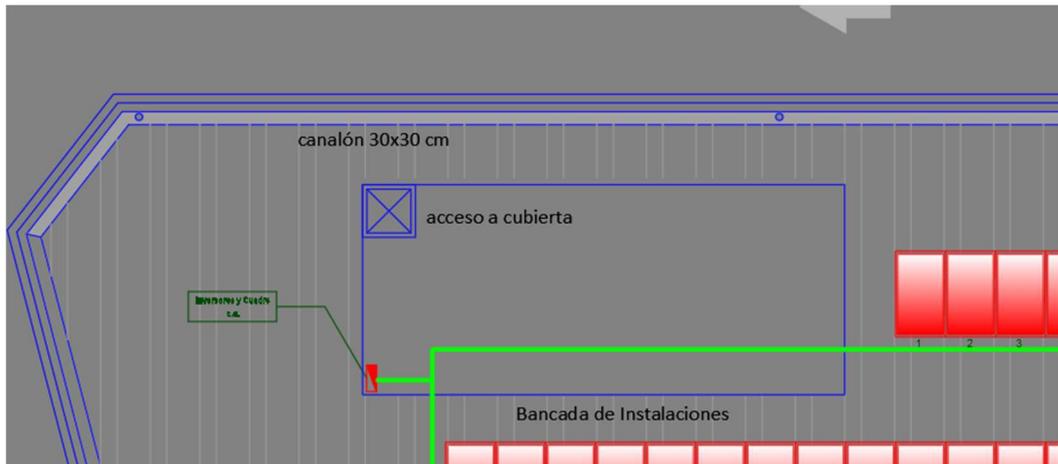


Figura 16 Plano de localización del inversor

En la Figura 19 se puede observar el lugar donde se localizará el inversor, así como los cuadros de continua y de alterna. El cuadro general del edificio se encuentra en la planta baja, en el cuarto de contadores que se situaría en la misma posición que el inversor, pero una planta más abajo. Esto es importante para calcular más adelante la longitud y la sección de los cables.

5.2.2.-Protecciones y elementos de seguridad

Protecciones en el lado de corriente continua

Es la parte de la instalación que comprende desde la salida de los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor.

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas

Para las personas es peligrosa la realización / eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico por la variación brusca en la corriente. Como medida de protección a las personas frente a este caso es recomendable la conducción separada del positivo y del negativo. Así se evita la realización / eliminación accidental de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable.

Protección contra contactos directos e indirectos:

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, es decir con sus dos polos aislados de tierra, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con llave y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas.

El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Sobretensiones:

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia, con lo que el inversor lleva integrado una protección contra sobretensiones transitorias en la entrada y en la salida.

Protecciones:

Se ha previsto una caja de strings para 10 cadenas, dotadas de fusibles de 20A y protectores de sobretensiones. Desde la caja partirán 7 cables de c.c. hasta los conectores de las entradas del inversor.

Protecciones en el lado de corriente alterna

Es la parte que comprende desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a red.

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas

Un magnetotérmico omnipolar protegerá a la instalación de las sobrecargas y cortocircuitos.

En el cuadro de protección de corriente alterna se ubicará este magnetotérmico que será tetrapolar de 125 A de corriente asignada y con un poder de corte mínimo de 10 kA.

Protección contra fallos a tierra

La instalación contará con un interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito. Con el fin de que sólo actúe por fallos a tierra, será de una corriente asignada superior a la del magnetotérmico de protección.

Funcionamiento en isla:

El interruptor automático de la interconexión impide este funcionamiento, peligroso para el personal.

Instalación de puesta a tierra

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 del 18 de noviembre. (Boletín Oficial del Estado, 2011)

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Por ello, se realizará una única toma de tierra conectando directamente a la barra principal de tierra, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas.

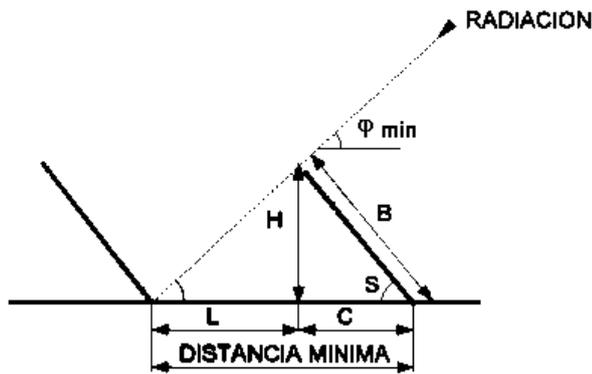
Al estar la instalación en la cubierta de un edificio se conectarán las masas al borne de puesta a tierra del edificio.

5.2.3.-Cálculo de distancia entre paneles

La distancia mínima entre paneles es muy importante ya que si se sitúan muy próximos entre ellos unos podrían dar sombra a los otros. El objetivo de este cálculo es minimizar las pérdidas debido a sombras entre paneles o eliminar por completo estas pérdidas si es posible.

La distancia entre los paneles será función de la longitud del módulo fotovoltaico, la latitud del sitio donde se va a realizar la instalación o de la altura del objeto que tengan delante los paneles.

Para calcular esta distancia se puede observar la siguiente imagen:



Separación entre placas

Figura 17 Distancia entre filas de paneles (Sebastian, 2022)

Donde:

- B = Longitud del captador solar.
- Distancia mínima = Distancia mínima que tiene que existir en horizontal entre dos filas de paneles seguidas.
- H = Altura de la parte alta del captador solar respecto de la parte baja de la fila siguiente.
- C = Longitud del panel proyectada sobre la horizontal.
- L = Separación entre filas.
- S = Ángulo que forma el panel con la horizontal.
- φ = Latitud del lugar donde se realizará la instalación.

Por tanto, primero se calculan C y H:

$$C = B * \cos S \quad (5.3)$$

$$H = B * \sen S \quad (5.4)$$

Una vez calculados se calcula L:

$$L = H / \text{tg}(61 - \varphi) \quad (5.5)$$

Por último, la Distancia mínima será:

$$\text{Distancia mínima} = L + C \quad (5.6)$$

Estas fórmulas podrían aplicarse también en los casos visibles en la imagen siguiente.

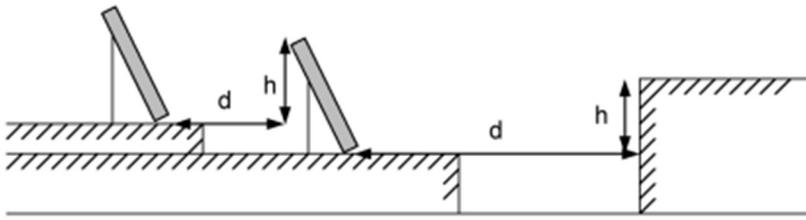


Figura 181 Distancia entre filas de paneles (Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011)

Según el IDAE (Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011) la distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Además, el IDAE establece un valor mínimo para esta distancia la cual no puede ser menor que $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})$.

En caso de una instalación sobre cubierta inclinada y que el azimut de los paneles, de la cubierta o ambos difieran de cero de forma clara, para calcular la distancia se tendrá que usar un programa de sombreado fiable, para garantizar que se cumplan las condiciones requeridas.

En esta instalación en cuestión, al realizarse en Valladolid la latitud es de $41,38^\circ$, además, observando la ficha técnica de los paneles se obtiene su longitud: 2261mm. Por último, se ha decidido inclinar los paneles con un ángulo de 30° para maximizar la producción.

Con estos datos y las fórmulas antes expuestas se puede realizar al cálculo de la distancia que habrá entre los paneles de la instalación. Donde:

$$C = B \cdot \cos S = 2261 \cdot \cos 30 = 1958 \text{ cm}$$

$$H = B \cdot \text{sen } S = 2261 \cdot \text{sen } 30 = 1130$$

$$L = \frac{H}{\text{tg}(61 - \phi)} = \frac{1130.5}{\text{tg}(61 - 41.38)} = 2406 \text{ cm}$$

$$\text{Distancia mínima} = L + C = 2405.7 + 1958.08 = 4364 \text{ cm}$$

Al haber más espacio se ha decidido aumentar un poco esta distancia, siendo la distancia final entre filas de paneles de 4,4 metros.

Además, se ha optado por separar los paneles de los bordes del edificio ya que es probable que existan petos que puedan producir sombras en estos. Para evitar estas pérdidas y por cuestiones estéticas estarán situados en el centro de la cubierta de la nave.

Una vez calculada la distancia entre los paneles se procede a realizar el plano en el que se indica su disposición en la cubierta de la nave. A la hora de elegir la disposición hay que tener en cuenta, tanto la cantidad de espacio disponible como la orientación de los paneles y las posibles sombras que habrá sobre ellos ya que esto puede generar grandes pérdidas a la instalación.

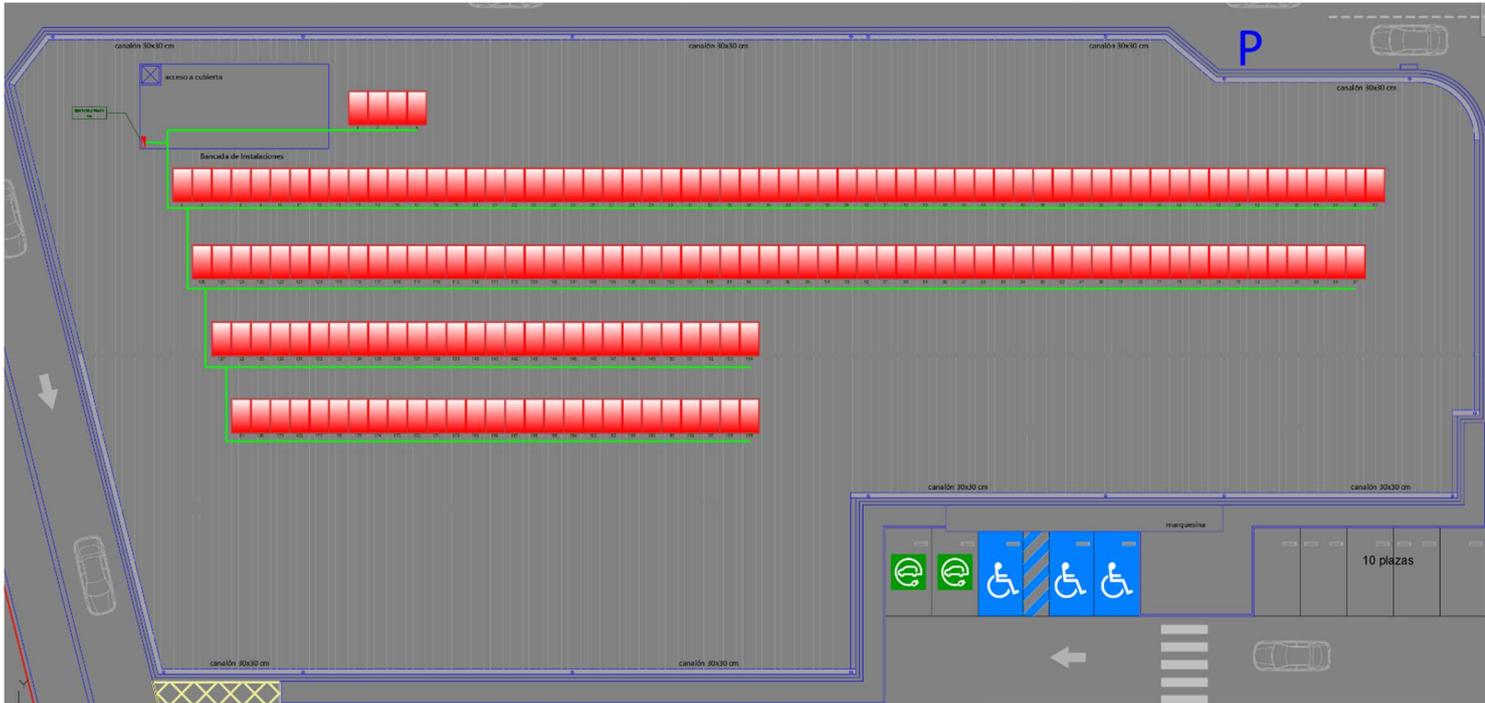


Figura 192 Disposición de los paneles en la cubierta de la nave.

En la Figura 22 se puede observar la distribución en la cubierta de la nave de los módulos fotovoltaicos que forman parte del presente proyecto.

5.2.4.-Cálculo de Tensiones e Intensidades de los módulos

Este cálculo se realiza para averiguar cuantos módulos se pueden conectar en serie y en paralelo por cada entrada MPPT del inversor.

Para realizar este cálculo es muy importante conocer la temperatura de las células fotovoltaicas que están en el panel, ya que tienen gran incidencia sobre su comportamiento. Hay distintas formas para obtener la temperatura de un panel. A partir de la temperatura de operación de la célula (TONC), suministrado como ya se ha dicho por el fabricante, se obtiene una expresión que aproxima la temperatura de los módulos.

$$T_c = T_{amb} + \left[\frac{TONC - 20^{\circ}C}{800} \right] * E \quad (5.7)$$

Donde:

T_c (°C) es la temperatura de las células.

T_{amb} ($^{\circ}C$) es la temperatura ambiente en sombra, en la ubicación destino de la instalación fotovoltaica.

TONC ($^{\circ}C$) es la temperatura nominal del módulo si operase con unas condiciones estándar de referencia ya descritas anteriormente.

E (W/m^2) es la irradiación solar medida con célula solar calibrada en CEM y situada en el emplazamiento. Este dato también se ha obtenido de PVGIS.

Para este caso obtenemos que las temperaturas máxima y mínima de la placa son:

$$T(-10^{\circ}C) = -7,4^{\circ}C; T(40^{\circ}C) = 66^{\circ}C$$

Aunque en esta expresión no se considera ni la velocidad ni la dirección del viento entre otros factores, por tanto, se vuelve imprecisa para altas y bajas velocidades del viento (superiores a 10 m/s) lo que aumenta el error de la estimación. Al ser fórmulas muy complejas las necesarias para tener en cuenta todos los factores, se toman como temperaturas de diseño las temperaturas que serán más desfavorables.

Estos valores de las temperaturas serán: mínima temperatura ambiente $-10^{\circ}C$ con una irradiancia de $100 W/m^2$, y la máxima se da con una irradiancia de $1000W/m^2$ y es de $40^{\circ}C$ de temperatura ambiente. Aproximadamente la temperatura del módulo tendrá unos $70^{\circ}C$.

Entonces para realizar el cálculo de tensiones e intensidades de los módulos de forma simplificada se debe:

Conocida la V_{MP} de los paneles funcionando a $25^{\circ}C$, dato que proporciona el fabricante. En nuestro caso $V_{MP}=41,7 V$.

La $V_{oc\ max}$ es la tensión a circuito abierto máxima del módulo, se producirá a circuito abierto trabajando con condiciones de mínima temperatura ambiente ($-10^{\circ}C$). y una irradiancia de $100 W/m^2$. Para calcularla se aplica:

$$V_{oc\ max} = V_{oc} + \Delta V * (T_2 - T_1) \quad (5.8)$$

Donde:

V_{oc} es la tensión a circuito abierto a condiciones estándar.

ΔV es el coeficiente de incremento de tensión con la temperatura ($V/^{\circ}C$).

T_1 Temperatura estándar de funcionamiento ($25^{\circ}C$).

T_2 Temperatura de funcionamiento ($-7,4^{\circ}C$).

Existen fabricantes donde el coeficiente de incremento de tensión lo dan en ($\%/T$). Es el caso de nuestro fabricante, por tanto, recomponiendo la ecuación anterior se obtiene:

$$V_{oc \max} = V_{oc} + (T_2 - T_1) \frac{\Delta V * V_{oc}}{100} \quad (5.9)$$

Tras realizar este cálculo se obtiene que la $V_{oc \max}$ en nuestro caso es de 54V.

Para saber el máximo número de paneles por entrada se debe cumplir estas dos condiciones:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} * V_{oc \max} < \text{Tensión máxima de entrada al Inversor}$$

$$N^{\circ} \text{ Paneles} * V_{pmp} < \text{Rango tensión máxima del Inversor}$$

En nuestro caso se obtiene que el número máximo de paneles por módulo es de 20 paneles.

Para saber el número mínimo de paneles por entrada del inversor se toma la máxima temperatura ambiente 40°C que ocurre a una irradiancia de 1000 W/m² y se calcula la mínima tensión del módulo:

$$V_{pmp \min} = V_{pmp} + (T_2 - T_1) * \frac{\Delta V * V_{oc}}{100} \quad (5.10)$$

Realizando este cálculo se obtiene que la $V_{pmp \min}$ es de 36°C, e igual que antes para saber el mínimo número de paneles en serie para una entrada se debe cumplir esta condición:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} * V_{pmp \min} > \text{Rango tensión mínima del inversor}$$

En este proyecto el número mínimo de paneles por entrada es de 6 paneles.

Para saber el número máximo de cadenas en paralelo para cada entrada se sabe que la intensidad de la cadena es:

$$I_{pmp \text{ cadena}} = I_{pmp} * n^{\circ} \text{ de cadenas} \quad (5.11)$$

Donde I_{pmp} es la intensidad del módulo a máxima potencia, dato obtenido de la ficha técnica del fabricante. Entonces se debe cumplir que:

$$I_{pmp \text{ cadena}} = I_{pmp} * n^{\circ} \text{ de cadenas} < I_{\max \text{ entrada Inversor}}$$

Para esta instalación el número máximo de cadenas en paralelo es de 2, sin embargo, no hay ninguna cadena en paralelo en la disposición final elegida.

Todos los cálculos descritos en este apartado se han realizado en la hoja de cálculo incluida en los anexos llamada 'Cálculos Instalación Fotovoltaica'.

El campo fotovoltaico utilizado estará formado por 181 paneles constituyendo 10 grupos, nueve de 18 paneles con 1 rama en paralelo de 18 paneles en serie, y uno de 19 paneles con 1 rama en paralelo de 19 paneles en serie, entendiendo como serie, a un conjunto de módulos conectados entre sí, de tal forma que el terminal positivo de uno se une al negativo del siguiente; la potencia de los paneles es de 550 Wp con lo que se obtiene una potencia pico total en la instalación de 99,55kWp.

Con esta configuración, las características de los grupos son las siguientes:

Tabla 7 Características de los grupos 1 a 9 de módulos fotovoltaicos

CARACTERÍSTICAS DE LOS GRUPOS 1 A 9 DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Paneles	1-18; 19-36; 37-54; 55-72; 73-90; 91-108; 19-126; 127-144; 145-162.
Número de módulos en serie	18
Número de series en paralelo	1
Tensión de máxima potencia (NMOT)	713 V
Corriente de máxima potencia (NMOT)	13,3 A

Tabla 8 Características del grupo 10 de módulos fotovoltaicos

CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO 10 DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Paneles	163-181
Número de módulos en serie	19
Número de series en paralelo	1
Tensión de máxima potencia (NMOT)	753 V
Corriente de máxima potencia (NMOT)	13,3 A

Cada grupo se conecta a una entrada del inversor de la instalación.

La potencia nominal del inversor es de 50kW; por lo que al ser la potencia de la instalación fotovoltaica la suma de la potencia de los inversores instalados, se obtiene una potencia nominal de 100kW.

En la cubierta, además del generador fotovoltaico y el inversor, se colocará un cuadro de protección de corriente continua y un cuadro de corriente alterna.

El inversor entrega la corriente alterna con un valor de tensión de 400V.

Las líneas de salida de alterna se conectan al cuadro General de Distribución del edificio.

5.2.5.-Cálculo de las secciones de los conductores

El objetivo de este apartado es justificar la selección que se ha hecho de los conductores. Para ello se describirán los tipos de cables y los criterios que tienen que cumplir éstos a la hora de seleccionar su sección. Esto se hará tanto para el cableado en corriente continua, como en corriente alterna.

5.2.5.1.-Tipo de cable

Los conductores cumplirán con la Normativa CPR (Construction Product Regulation) que es un reglamento emitido por la Unión Europea para regular los límites de resistencia al fuego y sustancias peligrosas en los materiales utilizados en la construcción.

Existen pequeñas diferencias entre los cables utilizados para instalaciones fotovoltaicas respecto a los que se utilizan normalmente, aunque estas son pequeñas.

Para corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, los positivos y negativos de la instalación son cables unipolares protegidos y señalados como marca la reglamentación (Rojo-Negro).

El cable más utilizado es un conductor flexible de cobre denominado RZ1-K(AS) o RV-K Eca. Para instalación superficial se utiliza el ZZ-F Eca. También están los cables tipo ZZ-F Eca que tienen alto rendimiento y fiabilidad sin embargo un mayor sobre coste.

En esta instalación se ha optado por emplear el RZ1-K(AS) para reducir el tiempo de amortización de la instalación.

Para corriente alterna, desde el inversor hasta el cuadro general. El cable más utilizado será también el conductor flexible de cobre denominado RZ1-K(AS).

5.2.5.2.-Criterios de Cálculo

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), la sección de los conductores de una línea eléctrica viene determinada por los siguientes tres criterios:

- Criterio de intensidad máxima admisible o calentamiento.
- Criterio de caída de tensión
- Criterio de la intensidad de cortocircuito que se pueden dar en los conductores de dicha línea.

Se calculará la sección de cada conductor por estos criterios y se elegirá el resultado más restrictivo por lo que el cable tendrá la mayor de las secciones calculadas. Para el cálculo de las secciones se utilizan las fórmulas que se describen en el anexo llamado "Cálculos Eléctricos Instalación Fotovoltaica".

Se registrarán los resultados en las tablas de la hoja de cálculo y donde se especificarán también los datos de canalización de cada circuito.

Primer criterio o de Intensidad Máxima Admisible o Calentamiento

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

Por otra parte, el REBT especifica en sus Instrucciones Técnicas Complementarias las intensidades máximas admisibles por los cables, en función del tipo de aislamiento, el tipo de instalación, las condiciones de la misma, etc. Donde se indica que “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador “.

Para el cálculo de la sección de los circuitos eléctricos por el criterio de calentamiento, se determina la intensidad (I) del circuito a partir de la potencia (P) máxima demandada para el circuito, teniendo en cuenta los aparatos conectados al mismo susceptibles de funcionamiento simultáneo, mediante las expresiones siguientes:

Intensidad en Corriente Continúa:

$$I = P/V \quad (5.12)$$

Intensidad en Corriente Alterna Trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \vartheta} \quad (5.13)$$

Intensidad en Corriente Alterna Monofásica:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos \vartheta} \quad (5.14)$$

A partir de la intensidad obtenida y del tipo de instalación y de canalización de la línea, se elige la sección de acuerdo con las tablas de intensidades máximas admisibles establecidas en el REBT y en la norma UNE-HD 60364-5-52 que ha derogado a la norma UNE-20460-5-523.

Segundo criterio o de Caída de Tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el REBT en cada parte de la

instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud.

El REBT prescribe en sus Instrucciones Complementarias las caídas de tensión máximas admisibles en las líneas de las instalaciones eléctricas.

Para Instalaciones Generadoras de baja tensión se aplica la ITC-BT-40.

Donde se indica que “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”.

Además, para la parte de la instalación de corriente continua (desde los paneles generadores hasta el inversor) con la intención de minimizar las pérdidas y pese a que ninguna norma lo exija se ha calculado la sección de los cables con estos mismos criterios.

Para calcular la caída de tensión se toma desde la salida del inversor hasta el cuadro general de la nave, el cual se encontrará en la planta baja de la misma.

La caída de tensión de una línea se calcula mediante las siguientes expresiones:

Corriente Alterna Trifásica:

$$e = \frac{P*L}{U} * (R + X + \tan \vartheta) \quad (5.15)$$

Corriente Alterna Monofásica:

$$e = \frac{2*P*L}{V} * (R + X + \tan \vartheta) \quad (5.16)$$

donde

- e = Caída de tensión entre fases, en voltios.
- P = Potencia en vatios.
- L = Longitud del circuito, en Km.
- U = Tensión entre fases, en voltios.
- V = Tensión fase-neutro, en voltios.
- R = Resistencia kilométrica del conductor, en ohmios.
- X = Reactancia kilométrica del conductor, en ohmios.
- φ = ángulo de desfase entre la intensidad y la tensión.

Para secciones inferiores a 120mm² en instalaciones de baja tensión de enlace e interiores, la contribución a la caída de tensión por efecto de la inductancia es despreciable frente al efecto de la resistencia; y también puede despreciarse el incremento de la resistencia en corriente alterna, por lo que se pueden

simplificar las ecuaciones anteriores y expresando la potencia (P) en vatios y la longitud (L) en metros, las expresiones quedan:

Corriente Continua:

$$e = \frac{2 * P * L}{\rho * V * S} \quad (5.17)$$

Corriente Alterna Trifásica:

$$e = \frac{\rho * P * L}{U * S} \quad (5.18)$$

Corriente Alterna Monofásica:

$$e = \frac{2 * \rho * P * L}{V * S} \quad (5.19)$$

donde ρ es la resistividad del material a la temperatura máxima prevista en servicio ($\rho = 1/56$ para el cobre y $\rho = 1/35$ para el Aluminio a 20°C).

Para calcular ρ se utiliza la siguiente expresión:

$$\rho = \rho_{20} [1 + \alpha * (\vartheta - 20)] \quad (5.20)$$

donde:

- ρ_{20} = resistividad del conductor a 20°C.
- α = coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en °C⁻¹. (0.00392 para el cobre y 0.00403 para el aluminio).
- ϑ = temperatura de servicio.

Para calcular la temperatura máxima prevista en servicio de un cable se puede utilizar el siguiente razonamiento: su incremento de temperatura respecto de la temperatura ambiente T₀ (25°C para cables enterrados y 40°C para cables al aire), es proporcional al cuadrado del valor eficaz de la intensidad. Por tanto:

$$T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2 \quad (5.21)$$

donde:

- T = temperatura real estimada en el conductor.
- T_{máx} = temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento.
- T₀ = temperatura ambiente del conductor.
- I = intensidad prevista para el conductor.

- $I_{m\acute{a}x}$ = intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación.

Tercer criterio de Intensidad de cortocircuito

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

Como generalmente se desconoce la impedancia del circuito de alimentación a la red (impedancia del transformador, red de distribución y acometida) se admite que en caso de cortocircuito la tensión en el inicio de las instalaciones de los usuarios se puede considerar como 0,8 veces la tensión de suministro. Se toma el defecto fase tierra como el más desfavorable, y además se supone despreciable la inductancia de los cables. Esta consideración es válida cuando el Centro de Transformación, origen de la alimentación, está situado fuera del edificio o lugar del suministro afectado, en cuyo caso habría que considerar todas las impedancias.

Por lo tanto, se puede emplear la siguiente fórmula simplificada

$$I_{cc} = \frac{0.8U}{R} \quad (5.22)$$

donde:

- I_{cc} = intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado;
- U = tensión de alimentación fase neutro (230 V);
- R = resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación.

Normalmente el valor de R deberá tener en cuenta la suma de las resistencias de los conductores entre la Caja General de Protección, o en este caso, el Cuadro de BT del centro de transformación y el punto considerado en el que se desea calcular el cortocircuito, por ejemplo, el punto donde se emplaza el cuadro con los dispositivos generales de mando y protección. Para el cálculo de R se considerará que los conductores se encuentran a una temperatura de 20°C, para obtener así el valor máximo posible de I_{cc} .

5.2.5.3.-Resultados obtenidos

Para realizar los cálculos eléctricos se ha utilizado una hoja de cálculo confeccionada con las expresiones descritas en este capítulo. Esta hoja está incluida en los anexos con el nombre de ‘Cálculos Eléctricos Instalación Fotovoltaica’. La longitud de los cables, se ha calculado gráficamente en los planos incluidos en el anexo “Planos Instalación Fotovoltaica”.

Los cables deben cumplir los tres criterios expuestos anteriormente. Como las longitudes de los circuitos son pequeñas, el criterio más exigente será el de calentamiento por lo que se calcula la sección por este criterio y se comprueba que cumple el criterio de caída de tensión.

Teniendo en cuenta la potencia activa prevista para la línea; la tensión nominal; y el factor de potencia de la carga se calcula la intensidad del circuito.

A partir de la intensidad obtenida y del tipo de instalación y de canalización de la línea, se elige la sección de acuerdo con las tablas de intensidades máximas admisibles establecidas en el REBT y en la norma UNE-HD 60364-5-52, y se calcula la temperatura estimada en los conductores. Concretamente, se han utilizado las tablas C.52.1 y C.52.2 para obtener las corrientes admisibles para los diferentes métodos instalación de referencia de la tabla B.52.1; las tablas B.52.14 y B.52.15 para obtener los factores de corrección para temperaturas diferentes a las de las tablas anteriores (30°C para cables en el aire y 20°C para cables en el suelo); las tablas C.52.3 y B.52.19 para obtener los factores de reducción para agrupamientos de varios circuitos en la misma canalización; y la tabla B.52.16 para obtener los factores de corrección para terrenos con resistividad diferente de 2,5K.m/W.

Con los valores calculados y la sección y longitud de la línea se calcula la caída de tensión a la temperatura de servicio y se comprueba que es inferior a la máxima caída de tensión admisible según el REBT; en caso contrario se aumenta la sección hasta cumplir ambos requisitos.

Finalmente se calcula la intensidad de cortocircuito prevista en la línea para establecer el poder de cortocircuito de los dispositivos de protección.

Resultados obtenidos Corriente Continúa:

Tabla 9 Resultados cálculo secciones en continua

Línea	Potencia Demandada (kW)	Longitud (m)	Sección (mm)
string MPP1.1	12,38	36	4
string MPP2.1	12,38	80	6
string MPP3.1	12,38	118	6
string MPP4.1	12,38	147	10
string MPP5.1	12,38	128	10
string MPP1.2	12,38	88	6
string MPP2.2	12,38	50	4
string MPP3.2	12,38	57	4
string MPP4.2	12,38	81	6
string MPP5.2	13,06	67	4

En la tabla anterior se observan las secciones obtenidas para las 10 cadenas que forman la parte de corriente continua de la instalación.

Tabla 10 Resultado cálculo secciones alterna

Línea	Potencia Nominal (kWh)	Longitud (m)	Sección (mm)
Cableado Inversor-Cuadro de protección			
Inversor 1	50.05	1	25
Inversor 2	49.5	1	25
Línea	Potencia Nominal	Longitud	Sección
Cableado Cuadro Protección-Cuadro General	124.44	15	25

En la siguiente imagen se puede ver un esquema de la canalización dibujado en AutoCAD. Los cables de continua irán protegidos dentro de una bandeja que es la que está representada en el plano Este archivo también se incluirá en los anexos con nombre: 'Planos Instalación Fotovoltaica'.

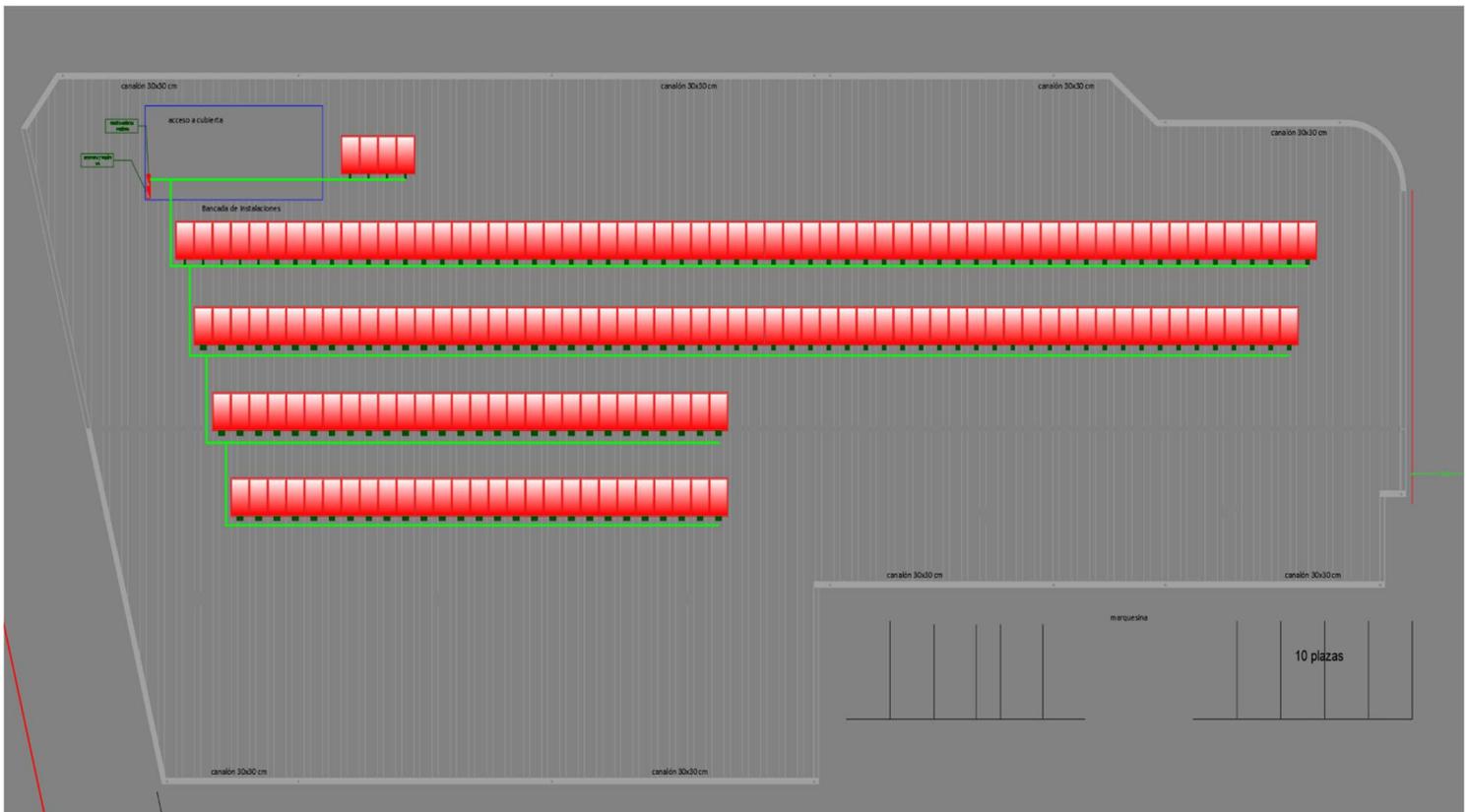


Figura 20 Canalización Paneles Fotovoltaicos

Desde el cuadro de protección vamos con una línea hasta el cuadro general del edificio que se encuentra en el cuarto de contadores justo debajo de la localización del inversor.

5.2.3.-Mantenimiento

El mantenimiento engloba las operaciones y periodicidad necesarias para el mantenimiento, durante la vida útil de la instalación, de los parámetros de diseño y prestaciones para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la instalación solar fotovoltaica, para ello se definen dos escalones complementarios de actuación:

- Plan de vigilancia
- Plan de mantenimiento preventivo

Plan de Vigilancia

Se refiere a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

Plan de Mantenimiento Preventivo

Se refiere a las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que se aplican a la instalación.

Debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejan todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

Verificaciones e Inspecciones

La instalación deberá ser verificada, previamente a su puesta en servicio, por la empresa instaladora que la ejecute, comprobando el valor de la resistencia de la toma de tierra.

5.3.-Cálculo de pérdidas de la instalación

Anteriormente hemos visto la importancia de separar las filas de paneles fotovoltaicos para que no generen sombras unos a otros. Tan importante como esto es el intentar minimizar las pérdidas por inclinación y orientación y las pérdidas por sombras.

5.3.1.-Pérdidas por inclinación y orientación

Se trata de determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles.

Las pérdidas se calculan en función de:

- Ángulo de inclinación, β que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo acimut, α que es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son: 0° para los paneles orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y 90° para los orientados al oeste.

En la imagen siguiente se puede observar una definición gráfica de estos mismos conceptos.

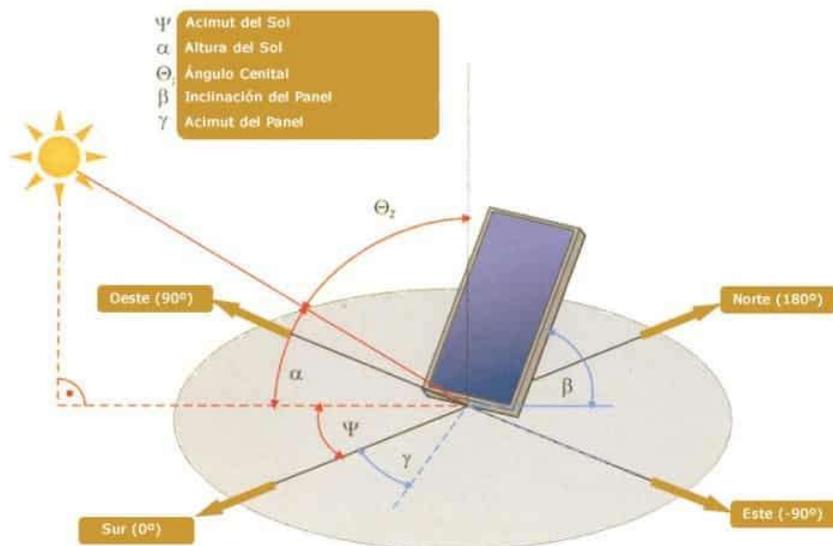


Figura 214 Azimut e Inclinación de Panel. (Sunfields Europe, 2022)

Para calcular las pérdidas, se determina primero el ángulo de acimut del panel, una vez hecho esto se calcularán los límites aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la imagen siguiente en la que para una latitud ϕ de 41° conociendo el azimut y la inclinación de los paneles, se puede obtener el porcentaje de pérdida de energía.

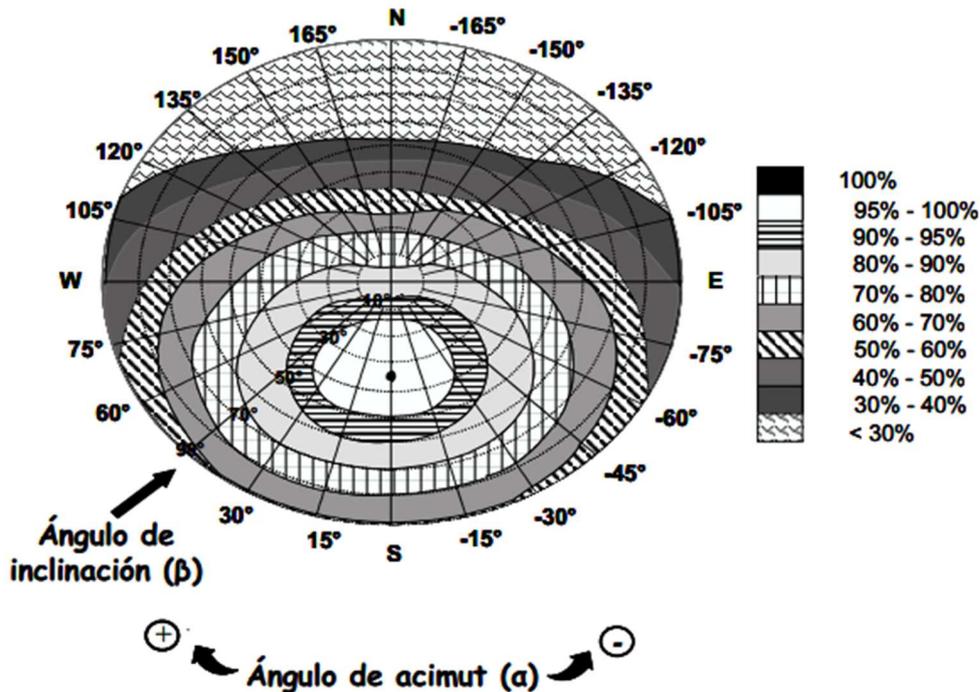


Figura 22 Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación para ϕ de 41° . (Código Técnico de la Edificación, 2008)

Una vez conocemos el azimut, determinamos en la figura de la imagen anterior los límites para la inclinación para una latitud ϕ de 41° . Para el caso general las pérdidas máximas por este concepto son del 10%, para superposición del 20% y para integración arquitectónica del 40%, en caso de tener que cumplir con el CTE-HE5.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima que podrían tener los paneles instalados.

Si no hay intersección, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersecan, se obtienen los valores para latitud ϕ de 41° y se tendrán que corregir los límites en función de la latitud.

Para corregir los límites en función de la diferencia de latitud del lugar de instalación y la de 41° se emplean las siguientes fórmulas:

-Inclinación máxima= Inclinación ($\phi=41^\circ$)-(41°-latitud)

-Inclinación mínima= inclinación($\varphi=41^\circ$)-(41°-latitud); Siendo 5° su valor mínimo.

Para casos cerca del límite y como forma de verificación se puede emplear las siguientes fórmulas:

-Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2 + 3.5 * 10^{-5} \alpha^2] \quad (5.23)$$

-Para $\beta < 15^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2] \quad (5.24)$$

Para el caso de esta instalación:

Los paneles se orientarán al sureste geográfico con un ángulo de acimut de 51° , colocados en una estructura fija con los módulos atornillados en posición horizontal, inclinados 30° (inclinación óptima $31,38^\circ$) con respecto a la horizontal.

Según la figura anterior para $\beta=30^\circ$, $\alpha=65,47$, $\Phi = 41,38$, la instalación entra en el área que indica un rango de pérdidas comprendidas entre el 5% y el 10%.

Comprobando con la fórmula (5.24) las pérdidas estimadas son del 9.13%

Se obtiene que las pérdidas por orientación e inclinación de esta instalación son menores al máximo permitido por este tipo, $9.13\% < 10\%$, por lo que cumpliría con la CTE-HE5.

5.3.2.-Pérdidas por sombras

El cálculo de pérdidas por sombra se puede realizar mediante un método que calcula las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debido a sombras circundantes. Estas pérdidas se expresan como porcentaje de radiación solar global que incidiría en esa superficie en caso de no haber ninguna sombra.

Este método consiste en comparar el perfil de obstáculos que afectan a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol.

Para empezar, se deben localizar los principales obstáculos que afectan a la superficie. En términos de sus coordenadas de posición acimut (que es el ángulo de desviación respecto a la dirección sur) y la elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Para calcular los datos de estos obstáculos se puede emplear un teodolito, aunque en este caso lo he realizado gráficamente empleando Google Maps para calcular la altura de los edificios próximos, que son los que pueden proyectar sombras sobre la cubierta.

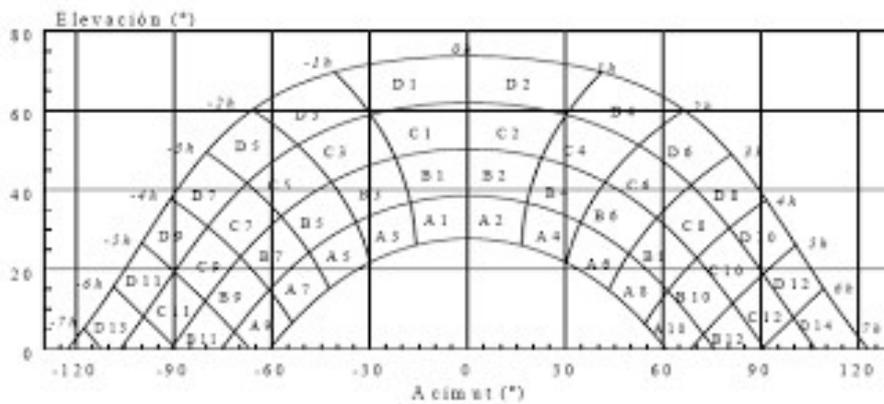


Figura 236 Banda de trayectorias del Sol (Código Técnico de la Edificación, 2008)

Una vez calculadas estas coordenadas se representan en el diagrama de la imagen anterior, donde están representadas las trayectorias del sol a lo largo del año, este diagrama es válido para la Península Ibérica y las Islas Baleares. Vemos que está dividida en porciones, que están delimitadas por las horas solares (negativas antes de mediodía y positivas después) y que están identificadas por una letra y un número.

Los grados de ambas escalas son sexagesimales.

Cada porción de la figura 26 representa el recorrido del sol en un periodo de tiempo (una hora durante varios días) y tiene una contribución a la irradiación solar global que incide sobre la superficie que se está estudiando. Es por esto que un obstáculo cubra una porción conlleva una pérdida de radiación.

Por último, una vez comparados el perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol, sumamos las pérdidas que hay debido a las porciones que estén cubiertas o parcialmente cubiertas. Si están parcialmente cubiertas se utiliza el factor de llenado más próximo a los valores 0,25, 0,5 y 0,75.

Para saber el porcentaje de pérdidas asociado a cada porción del diagrama de la figura 16, se emplean tablas de referencia como la de la tabla 10. Hay distintas tablas de referencia en función de la inclinación de los paneles y de su azimut y se debe coger la tabla cuyos ángulos más se parezcan a la superficie que se está estudiando. Los números de las casillas de las tablas son el porcentaje de irradiación solar anual que se pierde, si la porción esta interceptada por un obstáculo.

Para el caso de esta instalación:

En las cercanías del edificio de la instalación solo existe un edificio, que además es más bajo que la nave donde se va a realizar la instalación. Está por el lado suroeste, pero al ser más bajo no se prevé que pueda dar sombras; no obstante, se realiza el perfil de sombras para comprobarlo.

Realizando el perfil de sombras del edificio citado ya que el resto de edificios quedan fuera del plano de sombras, sobre los paneles de la planta cubierta que es el caso más desfavorable, se pueden observar los siguientes puntos:

Tabla 11 Resumen obstáculos generadores de sombras

Punto Geo.	1	2	3	4	5
Elevación (°)	0,00	36,49	40,60	20,56	0,00
Azimet (°)	-167,00	-167,00	-148,00	-139,00	-139,00

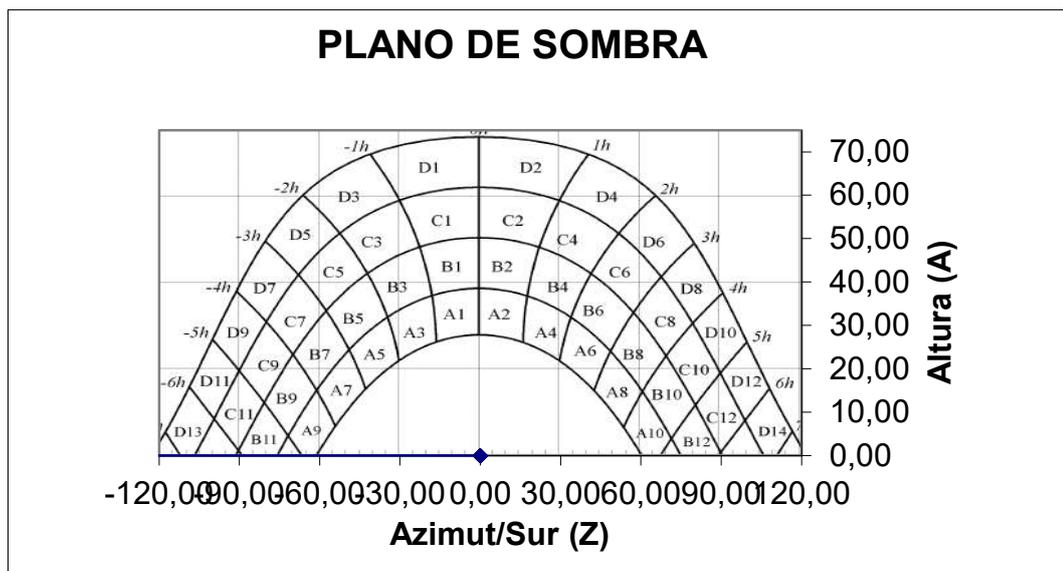


Figura 247 Gráfica para el cálculo de pérdidas por sombras

En la anterior imagen podemos ver las casillas ocupadas para el cálculo de pérdidas por sombras. Se ve que no producen pérdidas ya que no hay ninguna casilla ocupada.

Calculando las pérdidas correspondientes a las zonas sombreadas obtenemos:

Tabla 12 Resultado cálculos de pérdidas por sombras

Área	Coef. Pérdida	Ocupación área	Pérdidas
B11	0,1	0%	0,00 %
D13	0,03	0%	0,00 %
Total:			0,00 %

Pérdidas por sombras = 0,0%

Las pérdidas por sombras de esta instalación son menores al máximo permitido por este tipo: 0,0% < 10% por lo que cumpliría el CTE-HE5.

5.3.3.-Pérdidas totales por orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas totales de la instalación serán:

Pérdidas totales = pérdidas por orientación e inclinación + pérdidas por sombras

En este caso la instalación respecto a la tabla de pérdidas límite se encuadra en el caso general por lo que las pérdidas totales máximas pueden ser un 15 %.

Pérdidas totales = 9.13%+ 0,00% = 9.13% < 15%.

Las pérdidas totales de esta instalación son inferiores a los límites establecidos.

5.3.4.-Otras pérdidas posibles

5.4.-Presupuesto de la Instalación

A continuación, se presenta un resumen de presupuesto de la instalación. El presupuesto detallado de todas las partidas se encuentra en el Anexo 1 “Presupuesto Detallado” de este documento.

RESUMEN DE PRESUPUESTO

Instalación fotovoltaica

CAPITULO	RESUMEN	COSTE	Porcentaje sobre coste total
1	Módulos solares fotovoltaicos	69.348 €	71,39%
2	Instalación de corriente continua	2.958 €	3,05%
3	Inversor	9.592 €	9,87%
4	Instalación de corriente alterna	1.409 €	1,45%
5	Conexión entre cuadro corriente alterna y cuadro general	459 €	0,47%
6	Bandeja	10.210 €	10,51%
7	Red de tierra	1.817 €	1,87%
8	Legalización	1.349 €	1,39%
TOTAL	Presupuesto general	97.145 €	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de NOVENTA Y SIETE MIL CIENTO CUARENTA Y CINCO EUROS.

5.5.-Estimación de producción anual de la instalación

Se ha hablado anteriormente del problema del cambio climático y la emisión de gases contaminantes, pasando la solución por las energías renovables, sin embargo, también se ha visto la inseguridad jurídica que existe respecto a las renovables, así como el elevado precio de las tarifas eléctricas anuales que tiene gran repercusión sobre la economía tanto familiar como de las empresas. Es por esto que es imprescindible demostrar de forma clara, la capacidad de producir electricidad y la rentabilidad y tiempo de amortización de la misma.

En anteriores apartados se ha visto que la irradiación proyectada sobre una superficie depende de la zona climática. También se ha visto que la energía se ve afectada por diversos factores como la inclinación y orientación de la superficie o las sombras que hay sobre ella. Existen otros factores que afectan al rendimiento de la instalación, como la temperatura de trabajo de las células o las pérdidas por polvo o suciedad de las cuales se estima que pueden llegar a reducir la producción de la instalación de un 2% a un 10% incluso hasta un 25% en el peor de los casos. (Siyuan, 2022)

Para facilitar el cálculo, definiremos la hora solar pico como la cantidad de energía que se recibe por m^2 de superficie con una irradiancia solar de $1000W/m^2$. La hora solar pico equivale a $1 kWh/m^2$. Existen distintas calculadoras de horas solares pico en internet que permiten calcular las horas solares pico dada la orientación e inclinación de una superficie. Estas calculadoras te devuelven un valor que equivale al número de horas del día en que esa superficie recibe una irradiación solar de $1000W/m^2$.

Para hacer un cálculo más preciso existen otros métodos como usar simuladores como PVgis (recomendado por el código técnico CTE DB HE-5), Sunny Design u otros. También hay aplicaciones para móviles que también lo calculan.

En este caso se ha realizado la estimación de producción anual de energía de la instalación por medio de PVgis. A continuación, se muestra una tabla con la producción de energía mensual en kWh. En ella se puede observar que los meses más productivos corresponden a los de la primavera y el verano, la media mensual es de $11.756,86 kWh$, obteniéndose una producción anual de $141.082,36 kWh$, teniendo en cuenta unas pérdidas del sistema del 14% y unas pérdidas totales del 22.23%.

Tabla 13 Predicción de Generación de Energía

MES	Ep mensual (kWh)
ENERO	5.665
FEBRERO	7.959
MARZO	11.197
ABRIL	12.605
MAYO	15.017
JUNIO	15.565
JULIO	16.868
AGOSTO	15.567
SEPTIEMBRE	12.585
OCTUBRE	9.776
NOVIEMBRE	6.447
DICIEMBRE	5.636
MEDIA	11.241
TOTAL	134.887

Sabiendo la estimación de producción anual podemos hacer una aproximación del tiempo de amortización. Al ser una nave destinada a un supermercado no es erróneo suponer que consuma toda la potencia producida, además, el consumo pico de un supermercado coincide con las horas de producción de la instalación ya que abrirá durante el día.

Para calcular aproximadamente el tiempo de amortización se ha estimado que se consumirá toda la energía producida y se ha elegido el precio medio del kWh del año 2011, no será un cálculo exacto ya que el precio de la luz varía constantemente en función del mercado cada día y de la época del año, además es posible que no se consuma toda la potencia producida. Se ha decidido coger el precio medio del año pasado para combatir un poco la volatilidad que actualmente está acrecentada con los conflictos internacionales, de todas formas, no será un cálculo exacto. Sin embargo, servirá para hacerse una idea de la rentabilidad de la instalación.

El precio medio del kWh a 24 de junio de 2022 es de 0,182 €.

Si se toma este precio y se multiplica por la producción anual estimada podremos ver el ahorro que se realizará al año de realizar la instalación, y junto con el coste de producción ya expuesto anteriormente en el presupuesto se ve el tiempo de amortización de la instalación.



El ahorro anual en energía sería $134.887 * 0.182 = 24.549 \text{ €}$.

Sabiendo que el coste de la instalación es de 97.146€, el ahorro producido por la instalación a los cuatro años compensaría el coste del presupuesto general. Para saber el tiempo de amortización de la instalación fotovoltaica diseñada habría que realizar cálculos más complejos teniendo en cuenta otros costes, como el de mantenimiento, la variación del precio de la energía o el deterioro de la instalación. Una vez transcurridos estos cuatro años la instalación empezaría a dar rentabilidad. Sin embargo, sabiendo que la garantía ofrecida por el fabricante de los paneles es de diez años, está claro que en el medio largo plazo estas instalaciones son rentables.

6.-Conclusiones

Este proyecto aborda el desarrollo de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de energía eléctrica en una empresa del sector comercial.

Se han puesto de manifiesto los problemas y las posibles soluciones que presenta el sistema energético europeo y español. Existe un alto grado de dependencia respecto a los combustibles fósiles, que se ha manifestado en su máxima gravedad en el conflicto entre Rusia y Ucrania, existe la necesidad de un cambio de modelo energético, y más en un país con tantas posibilidades renovables como España y cuya descompensación entre producción y consumo de energía es de los más grandes de la Unión Europea. Otro gran reto al que contribuyen las energías renovables es la descarbonización del sistema energético. Por último, se ha estudiado la gran intensidad energética existente en España, que repercute en una economía muy poco eficiente, en relación con la energía consumida frente a la generación de bienes.

Se han analizado los distintos planes de acción que están llevando a cabo todos los países, centrándonos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que es el plan estratégico nacional que está en marcha actualmente. Las medidas adoptadas en estos planes muestran una situación prometedora ya que los países son conscientes del problema y están llevando a cabo acciones para remediarlo. Las tecnologías para la producción de energía renovable son una de las soluciones que contribuirán a la solución de los problemas.

La descentralización en la producción de energía a través de instalaciones de autoconsumo son una solución. En esta línea, se ha abordado el diseño y montaje de una instalación de autoconsumo eléctrico fotovoltaico, junto a los trámites administrativos y requisitos técnicos incluidos en el Código Técnico de la Edificación. Estos trámites son actualmente simples y asequibles económicamente. Esta instalación se ha efectuado en una nave de nueva construcción de uso comercial situada en la Avenida Salamanca de Valladolid. Se han buscado las mejores soluciones para maximizar la producción de la instalación, estudiando las posibles pérdidas que se pueden generar.

Por último, se han estudiado los costes y la producción eléctrica de esta instalación, que a un precio del kW estimado de 0,182 €, supone cerca de 25.000 €/año, que generaría en cuatro años el coste de la instalación.

Como conclusión general, la implantación de instalaciones fotovoltaicas son una muy buena medida, no sólo para combatir el cambio climático y la dependencia energética, sino también para buscar el beneficio económico personal.





Bibliografía

APPA, R. (2018). *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*. Madrid: APPA Renovables.

Boletín Oficial del Estado. (8 de Noviembre de 2011). Real Decreto 1699/2011. *por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. Madrid.

Boletín Oficial del Estado. (27 de Diciembre de 2013). Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Madrid.

- Boletín Oficial del Estado. (9 de Octubre de 2019). Real Decreto Ley 244/2019. *Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo*. Madrid.
- Boletín Oficial del Estado. (2022). *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión*. Madrid.
- Bruck, A. (2022). *One piece of the puzzle towards 100 Positive Energy Districts (PEDs) across Europe by 2025: An open-source approach to unveil favourable locations of PV-based PEDs from a techno-economic perspective*. Elsevier, Energy.
- Código Técnico de la Edificación. (2008). *Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE)*.
- Código Técnico de la Edificación. (2019). *Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE)*.
- Código Técnico de la Edificación. (2022). *Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE)*.
- Fernández Salgado, J. (2007). *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: AMV Ediciones.
- Global Monitoring Laboratory. (3 de Abril de 2021). *Global Monitoring Laboratory*. Obtenido de <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/monthly.html>
- González Velasco, J. (2009). *Energías Renovables*. Reverté.
- Holtrop, P. (22 de Noviembre de 2017). Autoconsumo Remoto. *El periódico de la energía*.
- Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía . (2022). *Intensidades energéticas 2019*. Madrid.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006). *Manuales de Energías Renovables*. Madrid.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2019). *Indicador energético (Intensidades eléctricas)*.
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (30 de Junio de 2010). *Plan de Acción Nacional de las Energías Renovables*.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (20 de Enero de 2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. Madrid, España.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2022). *Libro de la Energía en España 2019*. Madrid.



- Organización de las Naciones Unidas. (Septiembre de 2015). A/RES/70/L1.
Transformando nuestro Mundo: La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.
- Organización de las Naciones Unidas. (12 de Diciembre de 2015). Acuerdo de París.
Paris, Francia.
- Parlamento Europeo y del Consejo. (5 de Junio de 2009). Directiva 2009/28/CE. *Relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.*
- Sebastian, E. (16 de Junio de 2022). *Eliseo Sebastian Energía Solar*. Obtenido de <https://eliseosebastian.com/distancia-entre-paneles-fotovoltaicos/>
- Siyuan, F. e. (2022). A novel model to determine the relationship between dust concentration and energy conversion efficiency of photovoltaic (PV) panels. *Elsevier, Energy*.
- Smil, V. (2016). *Energy Transitions: Global and National Perspectives*. Praeger.
- Sunfields Europe. (24 de 05 de 2022). Obtenido de Sunfields Europe Web Site: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>



Anexo 1 Presupuesto Detallado

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 08 LEGALIZACIÓN									
08.01	ud VERIFICACIONES INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Verificaciones previas a la puesta en servicio de la instalación según corresponda de acuerdo con el REBT, siguiendo la metodología de la norma UNE 20.460-6-61. Con parte proporcional de gastos generales y costes indirectos incluidos. Medida una única unidad para el conjunto de la obra.	1					1,00		
							1,00	119,25	119,25
08.02	ud TRAMITACIÓN DE DOCUMENTACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Elaboración de toda la documentación necesaria para la legalización y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica (proyecto y dirección de obra visados, carpetas de instalaciones, certificados de instalador autorizado, tasas, etc.), en base a la documentación existente (planos y mediciones) adecuándolos a la normativa vigente; incluyendo las copias necesarias tanto en formato papel como digital. Tramitación con la empresa distribuidora y con los Organismos Oficiales competentes de toda la documentación y necesidades relacionadas con la instalación fotovoltaica, y entrega de la misma a la Propiedad una vez tramitada en dichos Organismos. Con parte proporcional de gastos generales y costes indirectos incluidos. Medida una única unidad para el conjunto de la obra.	1					1,00		
							1,00	1.230,61	1.230,61
TOTAL CAPÍTULO 08 LEGALIZACIÓN.....									1.349,86
TOTAL.....									97.145,01



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 07 RED DE TIERRA									
07.01	m RED TOMA DE TIERRA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA cable aislado								
	Red de puesta a tierra conectando directamente a la barra principal de tierra, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como la boma de puesta a tierra del inversor, realizada mediante un electrodo en anillo compuesto por cable conductor de cobre aislado de 16 mm ² , uniéndolo mediante soldadura aluminotérmica a la armadura, hasta alcanzar un valor máximo para la resistencia de puesta a tierra de 10 ohm, registro de comprobación y puente de prueba. Totalmente instalada unida al borne de puesta a tierra del edificio, incluso p.p. de elementos de conexión, cajas de puesta a tierra, arquetas, fijaciones, y elementos de montaje y auxiliares.								
	Ejecutado todo ello según documentación gráfica de proyecto, indicaciones de la D.F. y normativa vigente.								
	Todos los componentes con marcado CE y DdP (Declaración de prestaciones) según Reglamento (UE) 305/2011.								
	Medida la longitud realmente instalada. Totalmente terminada, completa, limpia y funcionando, con p.p. de medios auxiliares y costes indirectos incluidos.								
	Inversores	5				5,00			
	a puesta a tierra	15				15,00			
	Paneles	260				260,00			
							280,00	6,49	1.817,20
	TOTAL CAPÍTULO 07 RED DE TIERRA.....								1.817,20



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 06 BANDEJA									
06.01	m BANDEJA PERFORADA LEGRAND DE 75x50 mm CON TAPA Bandeja portacables de PVC lisa tipo OMEGA de la marca LEGRAND o equivalente, de 75x50mm. Totalmente instalada sobre soportes colocados sobre el suelo, con tapa y parte proporcional de accesorios (uniones, derivaciones en "T", tapas finales, soportes de sujeción, pasamuros, cortafuegos BST...).	235				235,00			
							235,00	43,45	10.210,75
TOTAL CAPÍTULO 06 BANDEJA.....									10.210,75



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 05 CONEXIÓN ENTRE CUADRO CORRIENTE ALTERNA Y CUADRO GENERAL									
05.01	m Circuito de 4x(1x50)+1X25 RZ1-K(AS) Cu mont. superf. PVC ríg M50 Circuito de 4x(1x50)+1X25 mm2 RZ1-K (AS), instalado con cable de cobre; con aislamiento tipo RZ1-K (AS) s/UNE 21.123-4, en canalización aérea en montaje superficial en el interior de tubo rígido de PVC de 50 mm. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión.								
	cuadro c.a. a Cuadro General	15					15,00	30,62	459,30
TOTAL CAPÍTULO 05 CONEXIÓN ENTRE CUADRO CORRIENTE ALTERNA Y CUADRO GENERAL									459,30



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA									
04.01	ud CUADRO DE DISTRIBUCION C.A Cuadro de distribución eléctrica constituido por: - Armario dotado de puerta con cerradura, perfiles y placas de montaje, soportes de fijación, placas ciegas, regleteros, etc.; construido según las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439-3, con un grado de protección mínimo IP 65 según UNE 20.324 e IK 09 según UNE-EN 50102, con capacidad para aumentar un 25% la aparamenta indicada en el esquema unifilar. - Protecciones según esquema unifilar de marca LEGRAND o equivalente. - Descargador de sobretensión transitoria. Marca CIRPROTEC 77707852 Prot.s/to-vol.PSM3-40/1000PV completo de accesorios de unión, fijación y montaje. Totalmente instalado, conexionado con punteras y etiquetado, incluso p.p. de elementos auxiliares de conexión y montaje utilizando puentes de conexión entre aparellaje eléctrico cuya sección mínima tenga una intensidad admisible superior a la intensidad nominal de la protección aguas abajo de la conexión. Ejecutado todo ello según documentación gráfica de proyecto, indicaciones de la D.F. y normativa vigente. Todos los componentes con marcado CE y DdP (Declaración de prestaciones) según Reglamento (UE) 305/2011. Medida la unidad instalada. Totalmente terminada, completa, limpia y funcionando, con p.p. de medios auxiliares y costes indirectos incluidos.	2					2,00		
							2,00	686,06	1.372,12
04.02	m Circuito de 4x(1x25)+1X16 RZ1-K(AS) Cu mont. superf. PVC ríg M40 Circuito de 4x(1x25)+1X16 mm2 RZ1-K (AS), instalado con cable de cobre; con aislamiento tipo RZ1-K (AS) s/UNE 21.123-4, en canalización aérea en montaje superficial en el interior de tubo rígido de PVC de 40 mm. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión. inversor 1 a cuadro inversor 2 a cuadro	1 1				1,00 1,00			
							2,00	18,48	36,96
TOTAL CAPÍTULO 04 INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.....									1.409,08



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 INVERSOR									
03.01	ud INVERSOR SCHNEIDER PVSC50E 50kW TRIFÁSICO								
	Inversor fotovoltaico trifásico, modelo PVSC50E 50kW trifásico de SCHNEIDER ELECTRIC o equivalente, de las siguientes características:								
	- 50.000Wac								
	- 5 MPPT								
	- Interfaz comunicación RS485								
	- Clase I; IP66								
	- Interruptor de desconexión integrado de CC								
	- Supresor de corriente continua y corriente alterna tipo II								
	- fusibles de string (en cada MPPT)								
	- Incorpora todas las protecciones de C.C. Si								
	-Controlador permanente de aislamiento								
	Totalmente instalado y conexionado tanto la entrada en c.c. como la salida en c.a., como el sistema de monitorización. Incluso p.p. de canalización, fijaciones y elementos de conexión.								
		2					2,00		
								4.796,17	9.592,34
	TOTAL CAPÍTULO 03 INVERSOR.....								9.592,34



PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA									
02.01	m Circuito de 2x(1x4) RV-K Cu mont. superf. en canal pr. Circuito de 2x(1x4)mm ² RV-K, instalado con cable de cobre; con aislamiento tipo RV-K s/UNE 21.123, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, en canalización aérea en montaje superficial en el interior de bandeja o canal protectora. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión.	379					379,00		
							379,00	1,98	750,42
02.02	m Circuito de 2x(1x6) RV-K Cu mont. superf. en canal pr. Circuito de 2x(1x6)mm ² RV-K, instalado con cable de cobre; con aislamiento tipo RV-K s/UNE 21.123, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, en canalización aérea en montaje superficial en el interior de bandeja o canal protectora. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión.	198					198,00		
							198,00	3,72	736,56
02.03	m Circuito de 2x(1x10) RV-K Cu mont. superf. en canal pr. Circuito de 2x(1x10)mm ² RV-K, instalado con cable de cobre; con aislamiento tipo RV-K s/UNE 21.123, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, en canalización aérea en montaje superficial en el interior de bandeja o canal protectora. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión.	275					275,00		
							275,00	5,35	1.471,25
TOTAL CAPÍTULO 02 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA.....									2.958,23

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO 01 MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS										
01.01	<p>ud PANEL FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR HIKU6 550W</p> <p>Módulo Fotovoltaico mono PERC modelo CANADIAN SOLAR Hiku6 550 Watts o equivalente; formado por 144células PERC monocristalinas con una potencia de 550Wp, dispone de marco de aluminio anodizado; Cristales de vidrio templado de 3.2 mm espesor.</p> <p>Con las siguientes características:</p> <p>Potencia pico (Wp) 550,0 Wp Corriente de Cortocircuito Icc 14 A Corriente de Máxima Potencia IMP (A) 13,2 A Tensión a circuito abierto del módulo Uca (V) 49,6 V Tensión de Máxima Potencia UMP (V) 41,7 V Temperatura Normal de Operación TONC (°C) 41,0 °C Coeficiente de Tª de Intensidad de CC (%) 0,05% Coeficiente de Tª de Tensión (%) -0,26% Coeficiente de Tª de Potencia máxima (%) -0,34% Dimensiones (mm) 2261x1134x35 Peso aprox. Garantía de producto: 12 años 27,8kg Garantía de producción lineal: 25 años Seguro a todo riesgo:</p> <p>Totalmente instalado y conexionado a los paneles del mismo grupo fotovoltaico con conductores de 6mm2, incluso p.p. de canalización, conectores, caja de conexiones IP68 certificada según norma IEC 62790. Certificado según normas TÜV: IEC 61215:2016 y IEC 61730:2016.</p>	181					181,00			
							181,00	358,00	64.798,00	
01.02	<p>ud SOPORTE DE CUBIERTA PLANA PARA PANELES SOLARES</p> <p>Soporte de cubierta plana para los paneles fotovoltaicos con 30º de inclinación, construida principalmente en aluminio (6063 T6) y acero inoxidable.</p> <p>Ejecutado todo ello según documentación gráfica del fabricante, indicaciones de la D.F. y normativa vigente.</p> <p>Todos los componentes con marcado CE y DdP (Declaración de prestaciones) según Reglamento (UE) 305/2011.</p> <p>Totalmente instalada, incluso p.p. de fijaciones, anclajes, juegos de cruz de seguridad, elementos de conexión, ayudas necesarias de albañilería.</p>	GRUPO 1	1				1,00			
							1,00	4.550,25	4.550,25	
TOTAL CAPÍTULO 01 MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....									69.348,25	