

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada
para una infraestructura de telecomunicaciones**

Para acceder al Título de
Graduado en
Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación

Autor: Adrián Díez Pérez
Septiembre - 2024

GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

CALIFICACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Realizado por: Adrián Díez Pérez

Director del TFG: Jesús María Mirapeix Serrano

Título: “Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para una infraestructura de telecomunicaciones”

Title: “Design of an off-grid solar photovoltaic system for a telecommunications infrastructure”

Presentado a examen el día:

para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

Composición del Tribunal:

Presidente (Apellidos, Nombre): Jose Basterrechea Verdeja

Secretario (Apellidos, Nombre): Ana Casanueva Vicente

Vocal (Apellidos, Nombre): Francisco Javier Madruga Saavedra

Este Tribunal ha resuelto otorgar la calificación de:

Fdo.: El Presidente

Fdo.: El Secretario

Fdo.: El Vocal

Fdo.: El Director del TFG
(sólo si es distinto del Secretario)

Vº Bº del Subdirector

Trabajo Fin de Grado Nº
(a asignar por Secretaría)

Agradecimientos

A mi tutor, profesores, compañeros, amigos y familiares.

Índice

Acrónimos	6
Capítulo 0. Objetivo y contexto	7
Introducción	7
Objetivos	7
Relevancia	7
Estructura.....	7
Capítulo 1. Introducción a las EERR y a la energía solar FV	9
Historia.....	9
Contexto de las EERR	10
Energía solar FV: contexto y situación actual.....	11
Energía solar FV a nivel mundial.....	14
Energía solar FV en España	18
Capítulo 2. Selección de la infraestructura	22
Infraestructura elegida	22
Funcionalidad	23
Consumo y emplazamiento	24
El atractivo de la energía solar	26
Capítulo 3. Diseño y dimensionamiento de la instalación solar FV.....	28
Ángulo de inclinación y orientación.....	28
Captura de datos de radiación para el emplazamiento	29
Elección del modelo de panel FV	31
Separación entre filas de paneles	32
Estimación de la generación de la instalación FV.....	32
Eficiencia del módulo FV.....	33
Eficiencia del inversor	33
Pérdidas por efecto de la temperatura.....	33
Pérdidas por cableado	34
Pérdidas asociadas al seguimiento del MPP	34
Pérdidas por polvo	34
Pérdidas por dispersión	35
Cálculo del performance ratio.....	35
Dimensionamiento del generador FV	36
Dimensionamiento del inversor	37

Dimensionamiento de las baterías.....	38
Dimensionamiento del cableado	39
Capítulo 4. Estudio económico	42
Conclusiones	45
Anexo	46
Bibliografía	56

Índice de figuras

Figura 1. Representación del efecto fotoeléctrico en una célula FV. Fuente: ISP, “Simulación de un Sistema Fotovoltaico de 400 kW con conexión a la red eléctrica.”.	9
Figura 2 . Evolución del consumo de energía primaria, minorando usos no energéticos (ktep). Fuente: MITECO “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”. Enlace: https://acortar.link/U3u7Au	11
Figura 3. Crecimiento de la capacidad solar FV a nivel mundial. Fuente: Irena “ <i>Renewable capacity statistics 2024</i> ”. Enlace: https://acortar.link/Zb5l4g	12
Figura 4. Crecimiento esperado de la capacidad solar FV hasta 2050. Fuente: Irena “ <i>Future of solar photovoltaic</i> ”. Enlace: https://acortar.link/9rwbtp	12
Figura 5. Top 10 de países por contribución de energía solar y eólica a la generación eléctrica (2022). Fuente REN21 “ <i>Launch of the renewables global status report 2023 collection</i> ”. Enlace: https://acortar.link/oGpF3W	13
Figura 6. Cobertura de las EERR con relación al consumo global de energía primaria. Fuente: REN21 “ <i>Renewables 2023 Global Status Report</i> ”. Enlace: https://acortar.link/D4pfFT	14
Figura 7. Capacidad mundial de energía solar fotovoltaica y adiciones anuales, 2014-2023. Fuente: REN21 “ <i>Renewables 2024 global status report, Energy Supply</i> ”. Enlace: https://acortar.link/sk5CoH	15
Figura 8. Costes totales instalados medios a escala mundial de solar FV. Fuente: IRENA “ <i>Renewable Power Generation costs in 2022</i> ”. Enlace: https://acortar.link/ru7bM0	16
Figura 9. LCOE mundial de las tecnologías renovables (2010 – 2022). Fuente: IRENA “ <i>Renewable Power Generation costs in 2022</i> ”. Enlace: https://acortar.link/ru7bM0	17
Figura 10. Evolución anual de la potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Enlace: https://acortar.link/N1cd4w	18
Figura 11. Evolución de la generación solar fotovoltaica en España. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Fuente: https://acortar.link/x35TWj	19
Figura 12. Potencia solar fotovoltaica instalada hasta 2023. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Enlace: https://acortar.link/N1cd4w	20
Figura 13. Mapa de radiación solar en España. Fuente: PlaSol. Enlace: https://acortar.link/cSglvU	21
Figura 14. Torre de comunicaciones Peña Cabarga. Fuente: Google Maps.	22
Figura 15. Línea de visión directa entre torres de comunicación. Enlace: https://acortar.link/3BmhSc	24
Figura 16. Torre de comunicaciones en Murcia. Fuente: Enair. Enlace: https://acortar.link/bTFe8g	25
Figura 17. Torre de comunicaciones en Peña Cabarga. Fuente: Google Maps.	26
Figura 18. Solar fotovoltaica para producir energía en los satélites espaciales. Fuente: SaclimaFV.....	27

Figura 19. Irradiancia Solar mensual en Peña Cabarga. Fuente: PVGIS.	29
Figura 20. Irradiancia diaria del mes crítico de Peña Cabarga. Fuente: PVGIS.....	30
Figura 21. Esquema separación entre filas. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 22. Parámetros estándar para la estimación de pérdidas. Fuente: Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones FV Conectadas a Red del IDAE.	35
Figura 23. Esquema de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.	41

Índice de tablas

Tabla 1. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo β_{opt} en función de la latitud Φ . Fuente: IDAE. Enlace: https://acortar.link/Ptl9sc	28
Tabla 2. Características eléctricas de panel FV. Fuente: JA Solar. Enlace: https://acortar.link/rgQFpz	31
Tabla 3. Presupuesto asociado al proyecto FV. Fuente: Elaboración propia.	42
Tabla 4. Energía generada mensualmente y el cómputo anual. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 5. Periodo de amortización de la instalación FV. Fuente: Elaboración propia.	44

Acrónimos

EERR	Energías Renovables
FV	Fotovoltaica
HSP	Hora Solar Pico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
LCOE	Levelized Cost of Energy / [Coste Normalizado de la Energía]
PR	Performance Ratio

Capítulo 0. Objetivo y contexto

En este primer capítulo se hará una breve explicación e introducción del TFG a realizar. A continuación, en objetivos, se declarará el propósito general del trabajo. Posteriormente, se destacará la relevancia de una instalación FV aislada. Finalmente se proporcionará una visión general de cómo está estructurado el TFG.

Introducción

El propósito del proyecto es, en primer lugar, profundizar en las energías renovables, en especial, la solar fotovoltaica, en base a los conocimientos tratados en la asignatura de Energía y Telecomunicaciones del Grado en Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación. En segundo lugar, exponer los conceptos de manera práctica para que puedan servir de apoyo para futuros diseños.

Objetivos

El objetivo principal es satisfacer en su totalidad las necesidades de consumo eléctrico de una torre de telecomunicaciones, en concreto, la torre de comunicaciones situada en Peña Cabarga, a través de la instalación fotovoltaica que será convenientemente diseñada y dimensionada.

Relevancia

Los proyectos de instalaciones fotovoltaicas aisladas son esenciales para potenciar la eficiencia, fiabilidad y sostenibilidad del suministro energético en infraestructuras a las que no se tenga un fácil acceso a la red eléctrica.

Estructura

La estructura de este proyecto cuenta con 5 capítulos, siendo este el Capítulo 0 en el que se refleja la introducción, objetivos, relevancia y estructura.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción a las energías renovables, centrándose en la solar fotovoltaica. Se busca explicar un poco la historia y el contexto de estas energías, y después, se refleja su importancia en España y a nivel mundial.

En el Capítulo 2 se introduce la infraestructura del proyecto. Se proporciona su funcionalidad, ubicación, consumo y una breve explicación de la importancia de estos proyectos de generación de energía.

En el Capítulo 3 se lleva a cabo el dimensionamiento completo de la instalación fotovoltaica. Se seleccionan los módulos, el inversor, las baterías y los cables con sus respectivos dimensionamientos.

En el Capítulo 4 se realiza un análisis económico de la instalación fotovoltaica, evaluando los costos de inversión, de instalación y de ingeniería. Con estos datos, se calcula el periodo de amortización, determinando el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los ahorros generados.

Por último, se incluye un apartado final de conclusiones y líneas futuras. Este es un apartado en el que se resume el trabajo realizado y se destacan las conclusiones más importantes.

Capítulo 1. Introducción a las EERR y a la energía solar FV

En este capítulo, se proporcionará una breve pero completa introducción a las diversas tecnologías y avances relacionados con las Energías Renovables, con un enfoque especial en el contexto español y europeo. Se prestará una atención particular a la Energía Solar Fotovoltaica (FV), destacando sus desarrollos más significativos y su impacto en el panorama energético nacional.

Historia

La energía fotovoltaica posibilita la conversión directa de la energía contenida en la radiación solar a energía eléctrica, un logro facilitado por el descubrimiento y explicación del efecto fotoeléctrico. Esta revelación fundamental fue obra de Edmond Becquerel en 1839, quien, mientras realizaba experimentos con dos electrodos metálicos en una solución conductora, observó un incremento notable en la generación eléctrica al exponerlos a la luz. [1]

Este hito marcó el inicio de una comprensión más profunda y allanó el camino para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica que conocemos en la actualidad.

¿Qué es el efecto fotoeléctrico y como se produce en una célula FV? Es un fenómeno que consiste en la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta) [2]. En las células fotovoltaicas (FV), el material semiconductor absorbe la luz solar, liberando electrones que generan corriente eléctrica. Este proceso implica la formación de pares electrón-hueco en una unión PN, creando una diferencia de potencial que se aprovecha para generar electricidad y alimentar dispositivos eléctricos. [3]

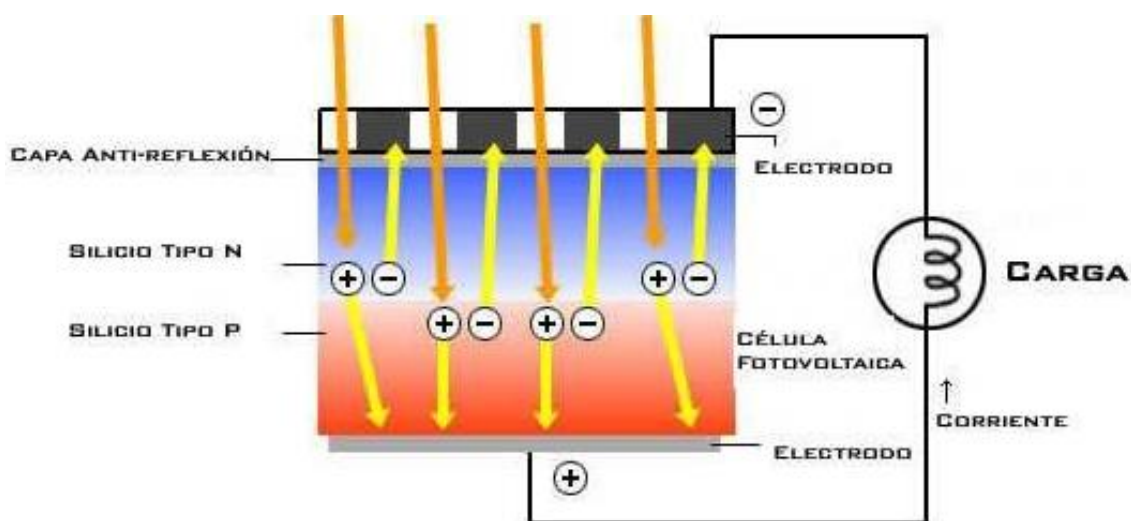


Figura 1. Representación del efecto fotoeléctrico en una célula FV. Fuente: ISP, "Simulación de un Sistema Fotovoltaico de 400 kW con conexión a la red eléctrica."

Contexto de las EERR

Las energías renovables son aquellas que se generan a partir de recursos naturales como la luz solar, la lluvia (el ciclo del agua), el viento, las olas, las mareas o el calor geotérmico. [4]

A lo largo de los años, estas fuentes de energía han experimentado una evolución significativa hasta llegar a los resultados actuales.

El surgimiento de las Energías Renovables (EERR) se vincula directamente al agotamiento de las reservas de combustibles fósiles. El auge del uso de estos combustibles comenzó en el siglo XVIII en Inglaterra con el motivo de la revolución industrial. La evolución en el uso de estos combustibles fósiles empezó con un uso intensivo del carbón, al que posteriormente se unió el petróleo y, finalmente, el gas natural.

Las reservas de combustibles fósiles son finitas y, dada la tasa actual de consumo, algunas estimaciones indican que las reservas de carbón podrían agotarse en unos 120 años, las de petróleo en unos 45 y las de gas natural en unos 60. Es importante destacar que el consumo de estos combustibles fósiles supera en velocidad su tasa de reposición en aproximadamente 500.000 veces. [5]

El [IDAE](#) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) es el encargado en España de las políticas relacionadas con las EERR cuyo objetivo genérico es dar apoyo a las tecnologías orientadas a la descarbonización de la generación eléctrica.

La descarbonización significa abandonar el uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) como fuente de energía, en favor de la implantación de EERR con el objetivo de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este escenario subraya la urgencia de desarrollar y adoptar fuentes de energía más sostenibles y renovables.

En la Figura 2 se puede observar una disminución progresiva del consumo de energía primaria del carbón y el petróleo, todo lo contrario con las energías renovables, que presentan un crecimiento significativo.

Años	2015	2020*	2025*	2030*
Carbón	13.583	9.084	3.743	2.133
Petróleo y sus derivados	53.045	55.619	49.302	40.646
Gas natural	24.538	26.690	24.257	24.438
Energía Nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías Renovables	16.620	20.764	26.760	33.383
Residuos industriales		302	303	381
RSU (no renovable)	252	168	142	66
Electricidad	-11	762	-1.202	-3.448
Menos usos no energéticos	-4.350	-5.105	-5.400	-5.639
Total	103.975	123.402	113.022	98.460

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

Figura 2 . Evolución del consumo de energía primaria, minorando usos no energéticos (ktep).
Fuente: MITECO “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”. Enlace: <https://acortar.link/U3u7Au>

Actualmente, las tecnologías renovables más desarrolladas son las siguientes:

- Biomasa
- Biocombustibles
- Energía Eólica
- Energía Solar Térmica
- Energía Solar Termoeléctrica
- Energía Solar Fotovoltaica
- Geotermia
- Hidráulica
- Energías derivadas del mar

Energía solar FV: contexto y situación actual

La creciente preocupación por el cambio climático, los efectos para la salud de la contaminación atmosférica, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con la volatilidad de los precios del petróleo en las últimas décadas, ha generado la necesidad de desarrollar y utilizar tecnologías alternativas y bajas en carbono como las energías renovables.

La energía solar FV ha sido una de las tecnologías renovables pioneras durante décadas. Hasta finales de 2018, la capacidad instalada mundial de FV alcanzó los 480 GW. No ha sido hasta 2022 cuando se superó el umbral del TW ascendiendo a casi 1,1 TW de capacidad total instalada mundial. [6]

IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) confirma que en este último año 2023, la capacidad FV instalada mundial fue de 1,412 TW (ver Figura 3).

Solar fotovoltaica

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
World	176 159	224 207	296 215	391 245	486 828	589 114	721 989	867 482	1 066 559	1 412 093

Figura 3. Crecimiento de la capacidad solar FV a nivel mundial. Fuente: Irena “*Renewable capacity statistics 2024*”. Enlace: <https://acortar.link/Zb5l4g>

La industria solar fotovoltaica ha experimentado una evolución notable, marcada por hitos significativos en términos de instalaciones (incluyendo aisladas), así como por la constante reducción de costos y avances tecnológicos.

Teniendo en cuenta la amplia disponibilidad de recursos, el importante potencial de mercado y la competitividad de costes, se espera que la energía solar fotovoltaica siga impulsando el crecimiento global de las energías renovables en varias regiones durante la próxima década.

En la Figura 4 se puede observar el crecimiento exponencial de la capacidad mundial instalada de energía solar FV que, se multiplicaría por seis de aquí a 2030 (2.840 GW) y alcanzaría los 8.519 GW en 2050, en comparación con las instalaciones de 2018 (480 GW).

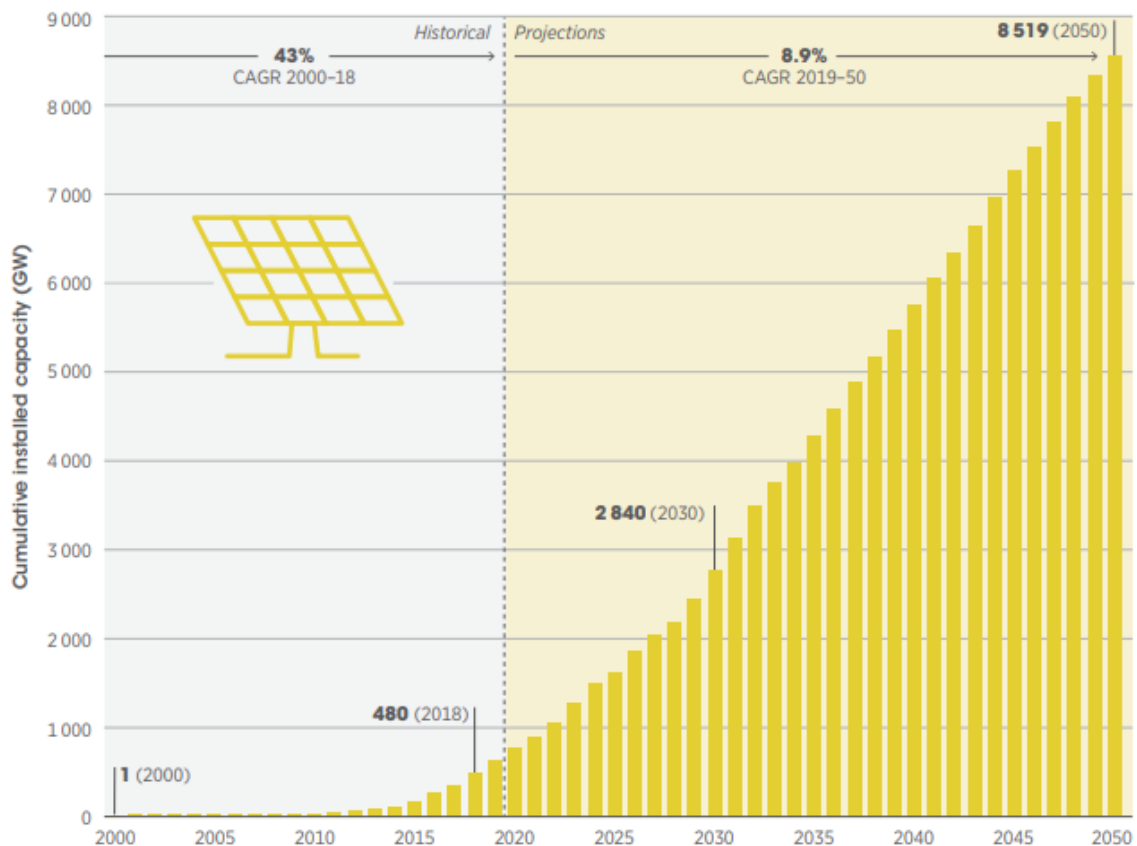


Figura 4. Crecimiento esperado de la capacidad solar FV hasta 2050. Fuente: Irena “*Future of solar photovoltaic*”. Enlace: <https://acortar.link/9rwbtp>

En el panorama mundial de la energía solar fotovoltaica, China, Estados Unidos, Japón, India y Alemania destacan como líderes en términos de capacidad total instalada. Sin embargo, no significa que sean los que mayor cobertura (%) de generación eléctrica tengan ya que esta variabilidad depende de diversos factores como el tamaño geográfico del país y su elección en el uso de otras fuentes energéticas, como las derivadas de combustibles fósiles o la energía nuclear. [7]

En la Figura 5 se pueden observar los países con mayor cobertura de generación eléctrica considerando tanto la energía eólica como la solar FV.

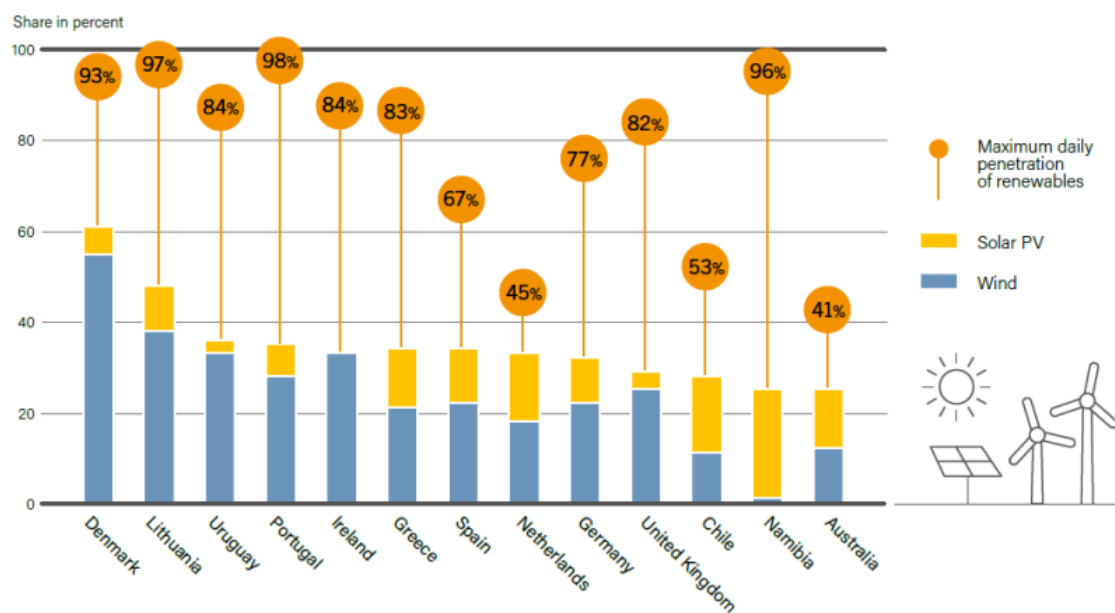


Figura 5. Top 10 de países por contribución de energía solar y eólica a la generación eléctrica (2022). Fuente REN21 “Launch of the renewables global status report 2023 collection”. Enlace: <https://acortar.link/oGpF3W>

Energía solar FV a nivel mundial

A la hora de revisar la situación actual de las Energías Renovables (EERR) a nivel mundial, se puede ver en la gráfica de la Figura 6 la cobertura (%) en relación con el consumo global de energía primaria, que es la energía que se obtiene directamente de recursos naturales ya sean combustibles (petróleo, carbón, gas natural) o flujos de energía (viento, radiación solar, flujo de agua).

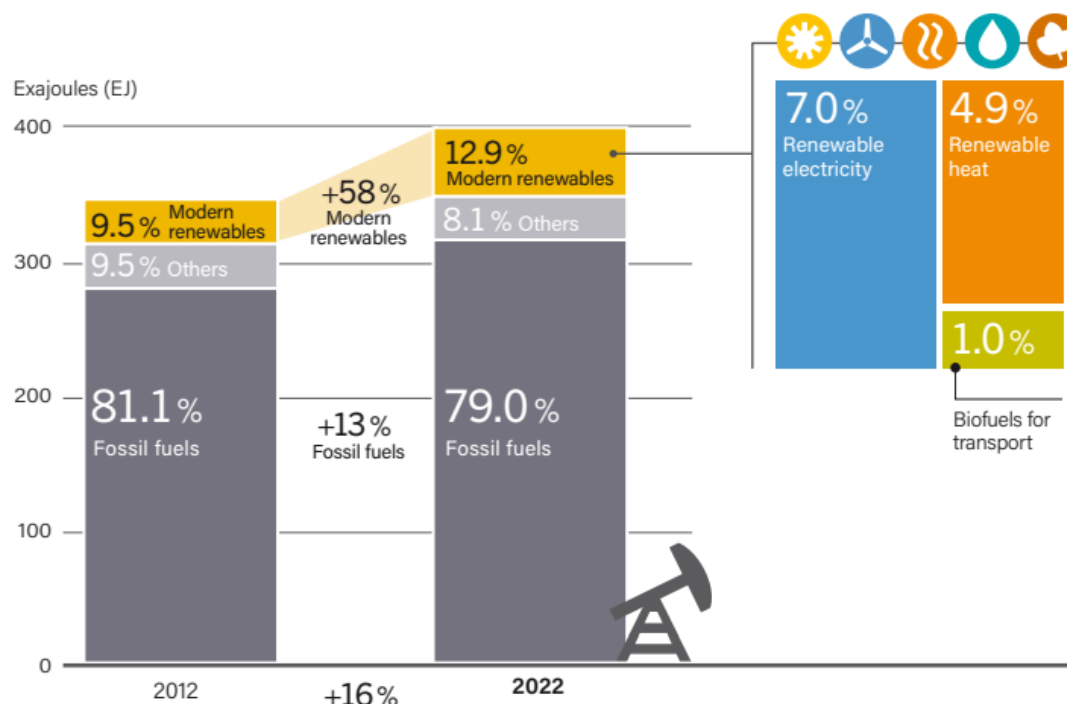


Figura 6. Cobertura de las EERR con relación al consumo global de energía primaria. Fuente: REN21 “Renewables 2023 Global Status Report”. Enlace: <https://acortar.link/D4pfFT>

Se observa que, a medida que aumentaba la contribución de las energías renovables, la participación de los combustibles fósiles en el consumo total de energía final se redujo del 81,1% en 2012 al 79% en 2022 (una disminución del 2,1%). A pesar de este menor porcentaje, el consumo global de combustibles fósiles aumentó en aproximadamente 40 EJ durante este período.

En 2019, en prepandemia, el uso de combustibles fósiles era del 79,6% y el de renovables modernas del 11,7%.

Hasta la fecha, en 2022, las energías renovables modernas representan el 12,9% (la misma cuota que en 2021) y se distribuyen de la siguiente manera:

- 4,9% biomasa, solar térmica y geotermia (generación térmica).
- 7% hidráulica, a la eólica, solar FV, biomasa, geotermia.
- 1% biocombustibles para el transporte.

En los últimos años, hemos sido testigos no solo de una disminución significativa en el consumo global de combustibles fósiles, sino también de una marcada reducción en la capacidad instalada asociada a dichos recursos. La clara tendencia hacia la implementación de energías renovables ha generado un cambio notable, evidenciado por el hecho de que, para el año 2022, el 84% de la capacidad instalada proviene exclusivamente de nuevas plantas de energías renovables.

Este incremento en la capacidad instalada se atribuye a las considerables inversiones realizadas en tecnologías renovables a nivel mundial, destacando especialmente las destinadas a la energía eólica y, de manera significativa, a la energía solar fotovoltaica. Dichas inversiones alcanzan la impresionante cifra de 366 billones de dólares, subrayando así el compromiso global hacia un futuro más sostenible y basado en fuentes de energía limpias. [8]

En la Figura 7 se puede observar como la evolución de las instalaciones fotovoltaicas ha seguido un patrón de fuerte crecimiento en los últimos años gracias a los bajos costes de fabricación, el aumento de la demanda de los consumidores y los incentivos políticos.

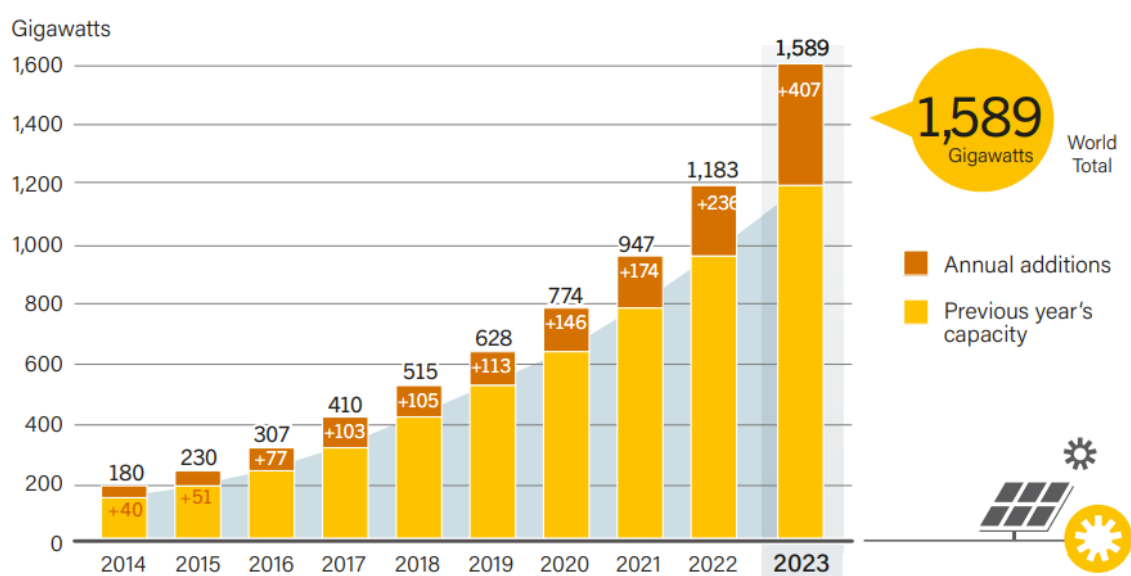


Figura 7. Capacidad mundial de energía solar fotovoltaica y adiciones anuales, 2014-2023. Fuente: REN21 “Renewables 2024 global status report, Energy Supply”. Enlace: <https://acortar.link/sk5CoH>

En 2023, más de 407 GW de capacidad solar FV entraron en funcionamiento a nivel mundial. Esta cifra récord representó un aumento del 73% en la capacidad acumulada con respecto al año anterior y fue el mayor incremento porcentual desde 2011. Solo en 2023 se instaló más capacidad solar fotovoltaica que toda la capacidad acumulada mundial de 2017. Al final del año, la capacidad total de energía fotovoltaica solar en funcionamiento alcanzó aproximadamente 1,6 teravatios (TW), frente a los 1,2 TW de 2022. [9]

En el análisis de la capacidad instalada en los últimos años, se revela una tendencia significativa: a medida que la potencia instalada en energía solar fotovoltaica experimenta un crecimiento, el costo total de instalación muestra una clara disminución. Este fenómeno ilustra no solo la madurez y la eficiencia alcanzadas en la tecnología solar, sino también los beneficios económicos derivados de la expansión y la consolidación de esta fuente de energía renovable.

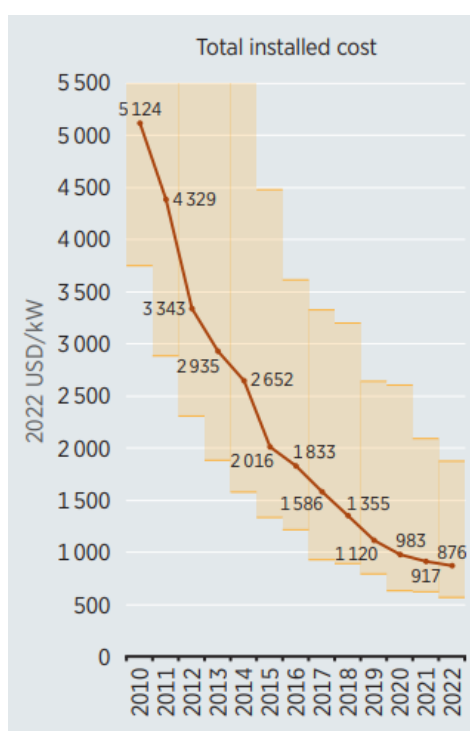


Figura 8. Costes totales instalados medios a escala mundial de solar FV. Fuente: IRENA “Renewable Power Generation costs in 2022”. Enlace: <https://acortar.link/ru7bM0>

La relación inversa entre el aumento de la potencia instalada y la reducción de los costos subraya la importancia de la escalabilidad en el desarrollo de proyectos solares. Esta dinámica no solo favorece la viabilidad económica de la energía solar, sino que también impulsa la adopción masiva de esta tecnología, contribuyendo así a la transición hacia un sistema energético más sostenible y accesible.

La tendencia a la baja de los costes de los módulos solares fotovoltaicos ha sido históricamente un importante motor de la mejora de la competitividad, y esta tecnología ha mostrado las mayores tasas de aprendizaje de todas las tecnologías de energías renovables. Entre diciembre de 2009 y diciembre de 2022, los precios de los módulos de silicio cristalino disminuyeron entre un 88% y un 94% para los módulos vendidos en Europa (dependiendo del tipo). En diciembre de 2022, los módulos convencionales se vendían a 0,33 USD/vatio (W). [10]

Esta correlación entre la evolución de la potencia FV instalada y la evolución del coste asociado a las instalaciones FV nos hace hablar del LCOE (coste normalizado

de la energía). Es un parámetro que mide los costes asociados a una determinada planta de generación durante todo su periodo de vida divididos entre la producción de energía total (\$/Wh). [11]

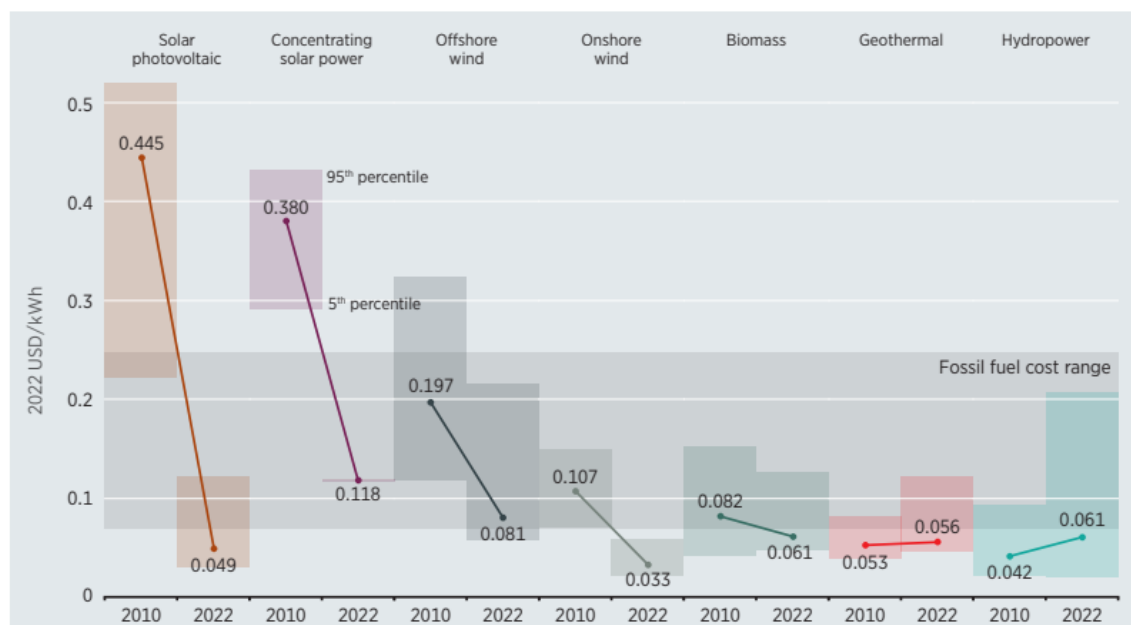


Figura 9. LCOE mundial de las tecnologías renovables (2010 – 2022). Fuente: IRENA “Renewable Power Generation costs in 2022”. Enlace: <https://acortar.link/ru7bM0>

La Figura 9 proporciona una comparación del coste normalizado de la energía en USD/kWh para varias tecnologías renovables entre 2010 y 2022. Se observa cómo, desde 2010, la energía solar fotovoltaica ha experimentado las reducciones de costos más rápidas, pasando de 0,445 USD/kWh a 0,049 USD/kWh entre 2010 y 2022, lo que supone una reducción del 89%.

Esta reducción de costes se debe a su implementación a gran escala, y se anticipa que continuará su tendencia descendente. Por otro lado, la tecnología CSP exhibe el costo más elevado, debido a su menor grado de madurez.

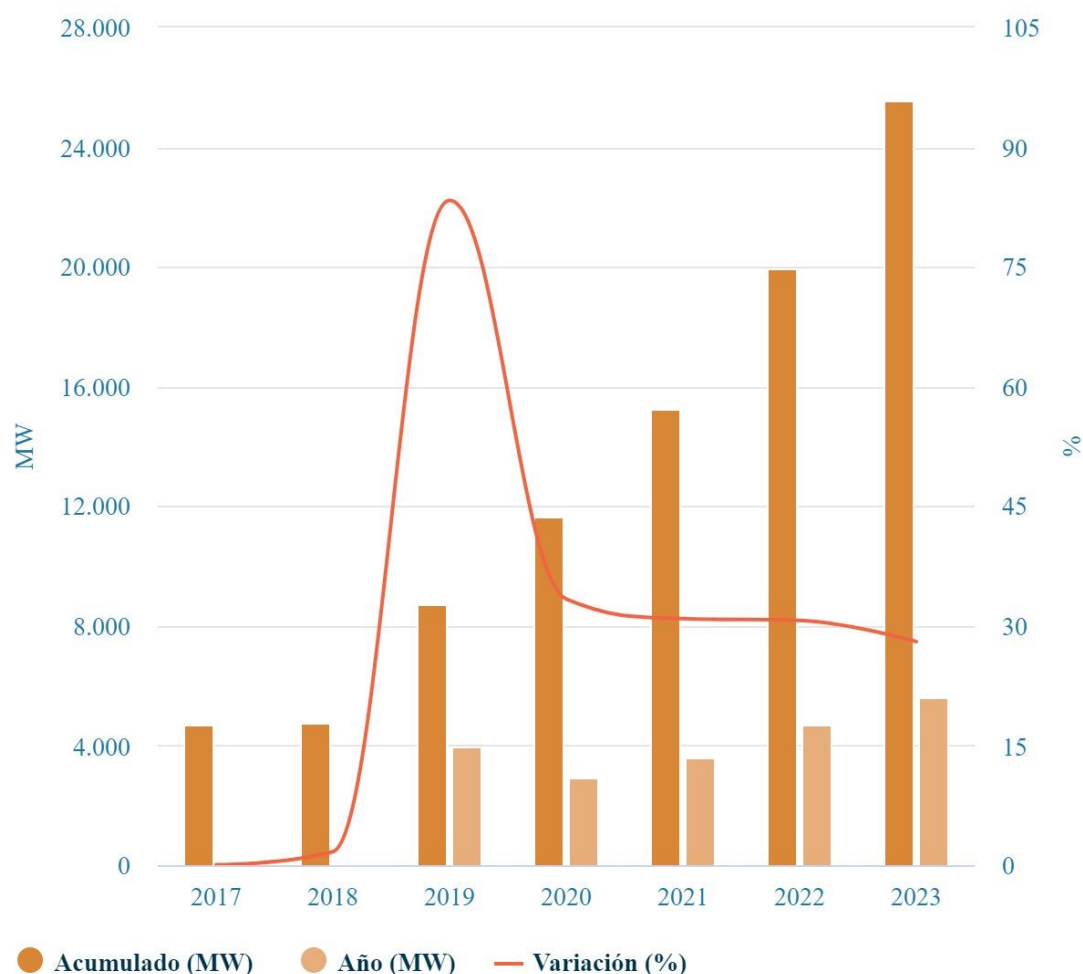
Es relevante destacar cómo la energía eólica *offshore* (aerogeneradores instalados en el mar) muestra a día de hoy un LCOE considerablemente superior al de los parques eólicos *onshore* (ubicados en tierra firme), lo que puede relacionarse nuevamente con la madurez de las tecnologías, entre otros factores.

El LCOE de los proyectos hidroeléctricos aumentó un 47% entre 2010 y 2022, pasando de 0,042 USD/kWh a 0,061 USD/kWh. El aumento en 2022 con respecto a 2021 se debió a la puesta en marcha de una serie de proyectos que experimentaron importantes sobrecostos, especialmente en Canadá. [12]

Energía solar FV en España

La energía solar en España ha experimentado un notable crecimiento durante diferentes etapas, aunque su expansión no es homogénea en todo el territorio nacional debido a que la radiación solar no es la misma en el norte que en el sur. Durante el año 2008, España alcanzó el pico más alto en la instalación de energía solar fotovoltaica, impulsada por las políticas de subsidios o primas a las renovables. Sin embargo, la crisis financiera de ese mismo año y la incertidumbre en las primas por las políticas energéticas produjeron el inicio de un estancamiento en nuestro país. Este período se caracterizó por tasas de crecimiento prácticamente nulas para la energía fotovoltaica. [13]

Como se puede ver en la Figura 10, debido a los objetivos marcados por la UE, la situación en España se revirtió en 2019 con un enorme aumento en la potencia solar FV instalada, pasando de 4.771 MW en 2018 a los 25.549 MW en 2023 (un 28% con respecto al año 2022).

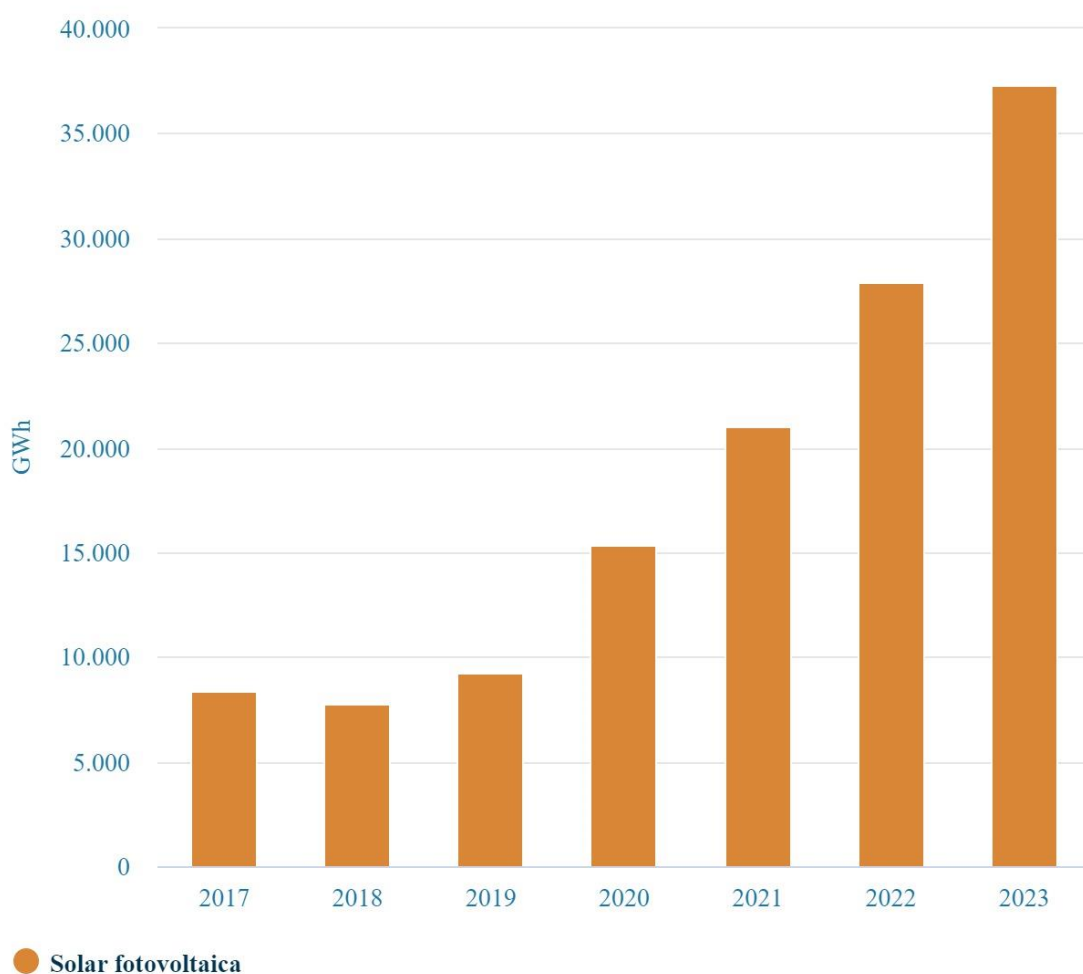


Fuente: ree.es

Figura 10. Evolución anual de la potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Enlace: <https://acortar.link/N1cd4w>

Como resultado del incremento en la potencia instalada, la evolución de la generación solar fotovoltaica también ha experimentado un notable crecimiento en los últimos años como se puede observar en la Figura 11.

Aumentando desde los 8 GWh durante los años 2016-2018, participado en un 3% a la generación de energía total en España, hasta los 37.332 GWh en 2023, participando en un 14%. Esto significa un incremento del 33,8 % con respecto al año 2022.



Fuente: ree.es

Figura 11. Evolución de la generación solar fotovoltaica en España. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Fuente: <https://acortar.link/x35TWj>

Analizando la potencia solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma sobre la potencia solar fotovoltaica nacional 2023, lideran Extremadura (25,1%), Castilla la Mancha (24%) y Andalucía (21,1%) representando el 70,2% de la potencia fotovoltaica instalada de esta tecnología en España. Les siguen en orden de importancia Aragón (9,4%), Castilla y León (7,5%) y Murcia (6,1%).

Por otro lado, destacan las comunidades de la cornisa cantábrica, todas ellas por debajo del 2 % respecto al conjunto nacional incluyendo Cantabria que está por debajo del 0,1% ya que su participación en esta tecnología es muy pequeña. [14]

La generación FV presenta una fuerte correlación con la potencia instalada ya que la radiación solar es mayor cuanto más nos acerquemos al extremo sur peninsular. De esta manera se puede ver en la Figura 12 la potencia solar fotovoltaica instalada hasta 2023, liderada por Extremadura con un total de 6.410 MW. La siguen Castilla la Mancha, con 6.134 MW, Andalucía, con 5.383 MW y Aragón, con 2.405 MW. Por otra parte, en Cantabria la potencia instalada es 5 MW, similar a la de Galicia, País Vasco y Asturias.

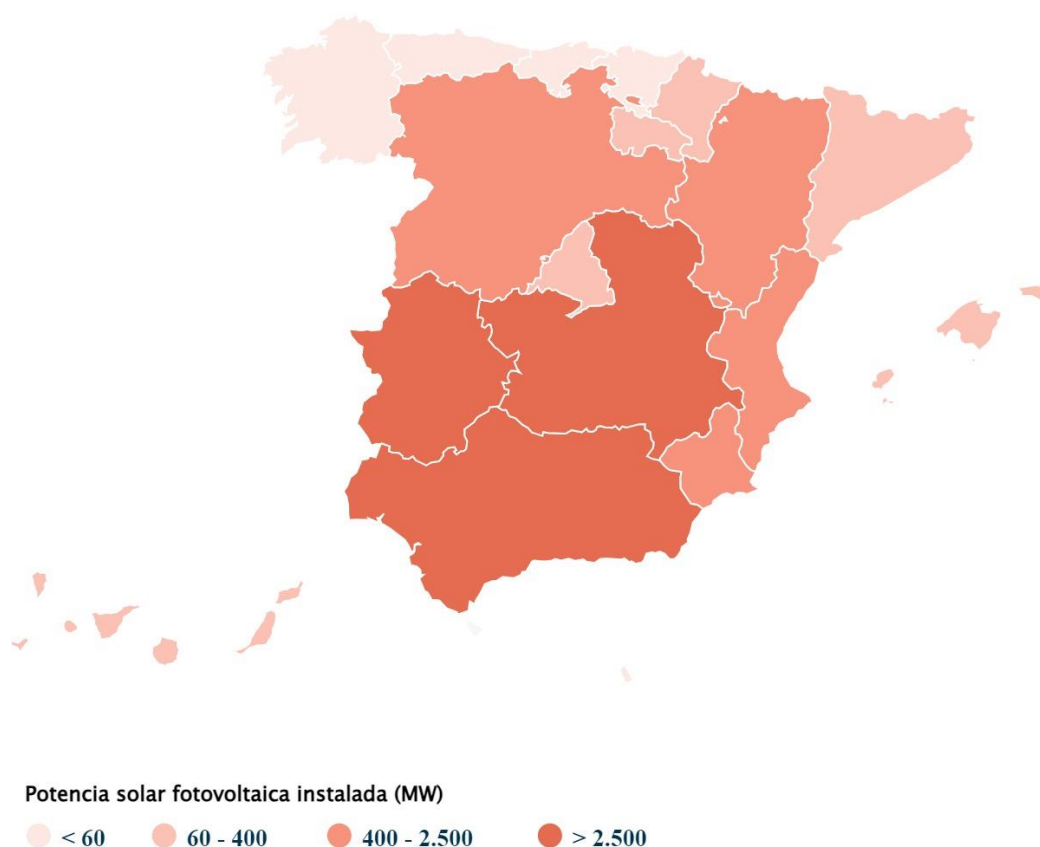


Figura 12. Potencia solar fotovoltaica instalada hasta 2023. Fuente: REE “Informe de energías renovables”. Enlace: <https://acortar.link/N1cd4w>

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Dicha radiación, como se ha comentado, es más elevada en el hemisferio sur de la

península, por lo que es más favorable diseñar una instalación fotovoltaica en Andalucía que en Cantabria ya que su rendimiento va a ser mayor.

Con la herramienta [PVGIS](#) se puede conocer datos sobre la radiación solar a nivel nacional y europeo, lo que simplifica la obtención de los datos esenciales para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, teniendo en cuenta el recurso solar disponible. [15]

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, lo que la hace en un parámetro fundamental a la hora de diseñar una instalación.

En la Figura 13 se puede observar cómo se definen 5 zonas distintas de irradiancia media recibida en España, diferenciándose claramente las zonas de clima más frío y las más cálidas.

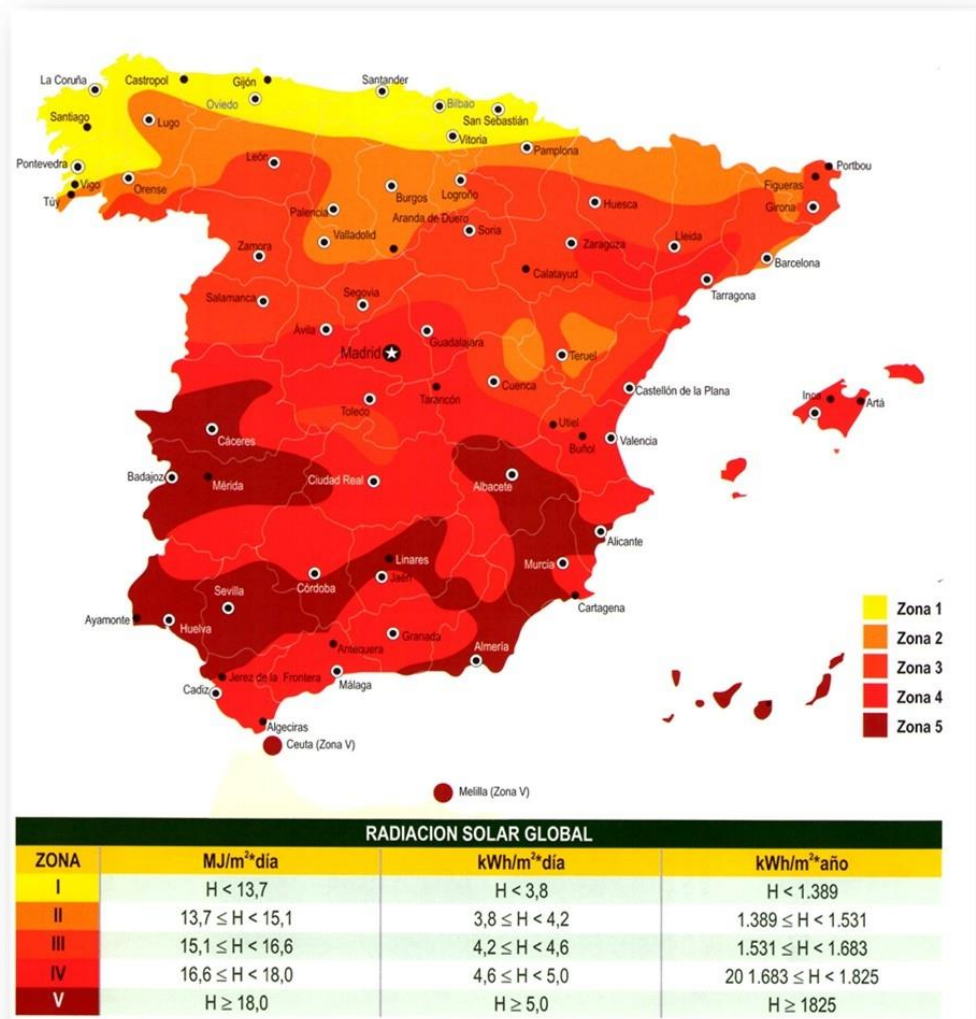


Figura 13. Mapa de radiación solar en España. Fuente: PlaSol. Enlace: <https://acortar.link/cSglvU>

Capítulo 2. Selección de la infraestructura

Las instalaciones fotovoltaicas varían en tamaño según su escala y capacidad de generación de energía eléctrica. Esto significa que se pueden adaptar a todo tipo de necesidades, desde instalaciones más pequeñas para una vivienda, hasta proyectos a gran escala para abastecer grandes parques fotovoltaicos.

Esta flexibilidad indica que la energía solar es una gran alternativa a la hora de implementar una instalación de autoconsumo.

En este capítulo, se proporcionará una explicación exhaustiva sobre la infraestructura específica para la cual se llevará a cabo la instalación fotovoltaica. Se abordarán aspectos como el emplazamiento, detallando su funcionalidad, características y las razones fundamentales que hacen interesante la elección de una instalación fotovoltaica como sistema de soporte o alimentación.

Infraestructura elegida

La infraestructura seleccionada para llevar a cabo este proyecto es la torre de telecomunicaciones ubicada en la montaña de Peña Cabarga, justo frente a la bahía de Santander (Figura 14).



Figura 14. Torre de comunicaciones Peña Cabarga. Fuente: Google Maps.

Para ser más precisos, la estación base se encuentra en una latitud de 43°22'40.7"N, una longitud de 3°46'45.6"W y cuenta con una altitud de 568 metros sobre el nivel del mar.

Esta estructura proporciona un emplazamiento estratégico que no solo destaca por su elevación, sino que también ofrece un panorama privilegiado para la implementación de las telecomunicaciones.

Funcionalidad

El mundo de las telecomunicaciones ha avanzado de manera imparable en los últimos años impulsado por nuevos descubrimientos y avances tecnológicos, generando así nuevas y diversas necesidades. En ese contexto, las torres de telecomunicaciones desempeñan un papel fundamental.

Las torres de telecomunicaciones son estructuras diseñadas para sostener antenas que facilitan tanto la radiodifusión como la transmisión de telecomunicaciones. [16]

La radiodifusión implica la emisión de señales de radio y televisión para uso público amplio, y está regulada por la [Unión Internacional de Telecomunicaciones](#), que define las bandas de frecuencia disponibles para estos servicios. [17]

El sector de las telecomunicaciones abarca la transmisión y recepción de señales, mayormente electromagnéticas, conteniendo información que puede ser signos, sonidos, imágenes u otro tipo de datos, con el propósito de comunicarse a distancias determinadas.

¿Por qué es importante que las torres de comunicación estén a una gran altura? La elevación juega un papel crucial en la eficiencia y efectividad de las operaciones de telecomunicaciones. Aquí se van a nombrar algunas razones clave por las cuales es importante que estas torres estén ubicadas en alturas elevadas:

Alcance amplio de la señal: Elevar la altura de las torres resulta fundamental para extender el alcance de las señales emitidas, asegurando así una cobertura amplia y confiable en áreas geográficas extensas. La elevación facilita que las señales alcancen distancias mayores, superando obstáculos como edificaciones y terrenos irregulares con mayor eficacia.

Línea de visión directa: La elevación proporciona una línea de visión directa entre las antenas de la torre y los receptores, disminuyendo la interferencia y elevando la calidad de la señal. La posible presencia de obstáculos entre la torre y los receptores puede debilitar la señal, por lo que la elevación juega un papel muy importante y minimiza este problema.

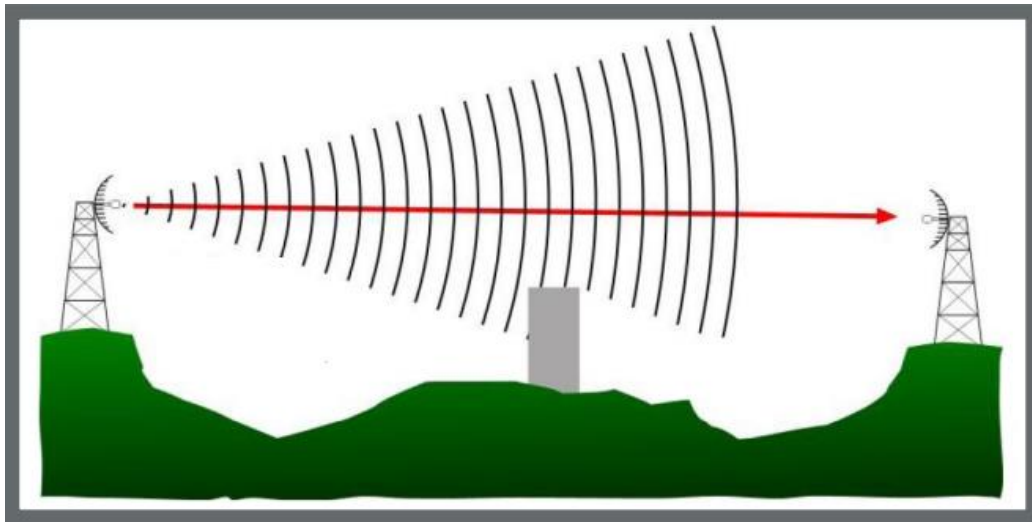


Figura 15. Línea de visión directa entre torres de comunicación. Enlace: <https://acortar.link/3BmhSc>

Eficiencia en Comunicaciones Inalámbricas: En el contexto de las comunicaciones inalámbricas, como las redes móviles, la altura de la torre facilita la transmisión de datos entre dispositivos móviles y estaciones base. Cuanto mayor sea la altura de la torre, menos obstrucciones habrá en el camino de la señal.

Optimización de la Cobertura: La gran altura de las torres de telecomunicación posibilita una expansión significativa del área de cobertura, lo que facilita la llegada de la señal a regiones de difícil acceso. Este incremento en la altura no solo amplía la extensión geográfica abarcada, sino que también contribuye a superar obstáculos naturales y estructuras urbanas, asegurando así la conectividad en áreas aisladas.

Consumo y emplazamiento

En este apartado se abordará las características tanto de la torre de telecomunicaciones del proyecto como del sitio seleccionado para la instalación fotovoltaica.

Cabe destacar que realmente no se tienen datos exactos de la estación base ya que no hay una fuente de información que proporcione el consumo real. Se ha hecho una estimación en base a otras estaciones base de la que si se tiene dicha información.

Por ejemplo, en las siguientes imágenes se pueden ver dos torres de comunicación. La primera imagen, Figura 16, es una torre ubicada en Murcia que cuenta con antenas de radiofrecuencia, antenas GSM y emisores de Radio. Dicha instalación consume 12 kWh/día.

Sin embargo, la segunda imagen, Figura 17, es la torre de telecomunicaciones ubicada en Peña Cabarga. Apparently, se ve que cuenta con más equipos ya que la empresa TELNOR integró tecnología nueva a finales del 2020 por lo que se asume una capacidad media y una tecnología moderada (4G).

En conclusión, es por eso por lo que se estima un consumo medio de la estación base en torno a 20 kWh/día.



Figura 16. Torre de comunicaciones en Murcia. Fuente: Enair. Enlace: <https://acortar.link/bTFe8g>



Figura 17. Torre de comunicaciones en Peña Cabarga. Fuente: Google Maps.

El lugar donde se pretende realizar la instalación fotovoltaica es en las proximidades de la torre, en una pequeña parcela contigua a esta, en un espacio que está inutilizado. La instalación será sobre suelo debido a que la parcela está despejada y libre de sombras. Las placas solares estarían orientadas hacia el sur y con el grado de inclinación óptimo, como se mencionó anteriormente, alimentando la estación base.

El atractivo de la energía solar

¿Por qué son interesantes estas instalaciones fotovoltaicas como soporte o alimentación para una infraestructura? En ocasiones, nos enfrentamos a la realidad de que una estación base está ubicada en áreas remotas y de acceso complicado, como zonas rurales o montañosas, selvas y bosques densos, áreas desérticas...

En este sentido, una de las grandes ventajas es proporcionar el suministro energético en aquellas zonas donde el acceso a la red eléctrica es difícil o incluso inexistente. Esto permite que la infraestructura sea completamente autónoma en términos energéticos, generando y consumiendo la energía necesaria de forma independiente, sin depender de la red eléctrica convencional. [18]



Figura 18. Solar fotovoltaica para producir energía en los satélites espaciales. Fuente: SaclimaFV.

La energía solar es una fuente de energía constante y confiable, especialmente en regiones con condiciones climáticas favorables. Esto garantiza un suministro de energía continuo y estable para las infraestructuras, reduciendo el riesgo de interrupciones en el servicio.

Además, se trata obviamente de una fuente de energía limpia, inagotable y renovable, obtenida diariamente de la luz del sol, sin emitir gases de efecto invernadero, lo que la convierte en una opción sostenible para el medioambiente.

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo permiten que la energía solar fotovoltaica se genere en el mismo lugar donde se va a consumir, eliminando la necesidad de transporte de energía. El avance de esta tecnología no solo provoca que se abaraten los costes, también permite la fabricación de paneles solares con una vida útil de hasta 30 años, lo que garantiza una amortización eficiente y rentable de estas instalaciones.

Finalmente, la infraestructura de telecomunicaciones de Peña Cabarga se destaca en comparación con otras por varias razones estratégicas:

Aunque la presencia de tendido eléctrico en Peña Cabarga podría considerarse una desventaja al suponer una competencia con la energía fotovoltaica, este emplazamiento ofrece una buena accesibilidad y una ubicación estratégica que simplifica tanto la instalación como el mantenimiento del sistema FV.

Además, la infraestructura de Peña Cabarga está bien preparada para soportar nuevas tecnologías y expandirse, lo que la convierte en una opción viable y sostenible a largo plazo.

Capítulo 3. Diseño y dimensionamiento de la instalación solar FV

En este capítulo se verán aspectos relacionados con la captura de los datos de radiación para el emplazamiento seleccionado, la selección del ángulo de inclinación y la orientación del generador FV, la elección del módulo FV, inversor y baterías, los cálculos de pérdidas por temperatura, cableado, polvo...

Una vez se tienen los datos de consumo de la infraestructura y el emplazamiento, es hora de realizar los cálculos de dimensionamiento para la instalación FV.

Hay que recordar que la torre de comunicación tiene un consumo medio de 20 kWh y está ubicada en las coordenadas 43,377981 N, -3,779338 W.

Ángulo de inclinación y orientación

¿Qué ángulo de inclinación deben tener los paneles solares? La orientación y ángulo de inclinación a la hora de instalar paneles solares fotovoltaicos es vital para aprovechar al máximo las horas de sol y obtener el máximo rendimiento en la instalación solar. Lo que se busca con el ángulo de inclinación es conseguir que la radiación solar sea lo más perpendicular posible a la superficie del panel, para maximizar así la radiación capturada y la energía producida. De este modo los paneles no pueden estar ni completamente horizontales, ni completamente verticales. La inclinación óptima variará según la época del año, ajustándose a la altura solar máxima durante el solsticio de verano y a la altura solar mínima durante el solsticio de invierno.

De modo que se va a calcular el ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud del emplazamiento. El IDAE recomienda seguir el procedimiento de la Tabla 1, donde para cada época se puede obtener una energía máxima. [19]

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\Phi + 10$	1,7
Julio	$\Phi - 20$	1
Anual	$\Phi - 10$	1,15

Tabla 1. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo β_{opt} en función de la latitud Φ . Fuente: IDAE. Enlace: <https://acortar.link/Ptl9sc>

En nuestra instalación se va a elegir un periodo de diseño anual porque los paneles tendrán soportes fijos, así que la fórmula es la siguiente:

$$\beta_{opt} = \Phi - 10 \quad (3.1)$$

Como se comentó anteriormente, en ángulo óptimo iba a depender de la latitud. En el emplazamiento la latitud es $43,377^\circ$ por lo que el ángulo óptimo es $33,377^\circ$.

$$\beta_{opt} = 33,377^\circ$$

En cuanto a la orientación, un generador FV instalado en el hemisferio norte de España deberá estar orientado idealmente hacia el sur. Como es una planta solar instalada sobre suelo, se buscará la orientación sur perfecta ($\alpha = 0$).

Captura de datos de radiación para el emplazamiento

En este apartado se obtendrán los datos de irradiación para el emplazamiento seleccionado con la herramienta [PVGIS](#) y se determinarán las HSPs (Horas Solar Pico) para el mes con menor irradiación, ya que, si se cumplen las demandas energéticas para el peor mes, se cumplirán para el resto de los meses del año.

Se abre la aplicación en la herramienta “*Solar Radiation*” y se selecciona el emplazamiento con el ángulo de inclinación y orientación calculados anteriormente.

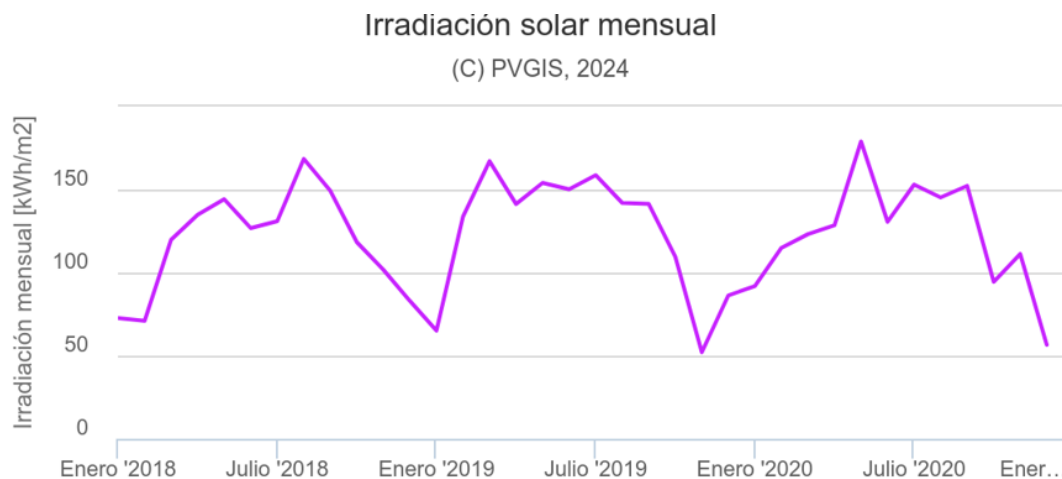


Figura 19. Irradiancia Solar mensual en Peña Cabarga. Fuente: [PVGIS](#).

Lo normal en estas instalaciones es diseñar para el peor caso posible, denominado como el mes crítico de referencia. Como se puede ver en la Figura 19, se escoge el peor dato de irradiación del peor mes que es noviembre con un total de $52,07 \text{ kWh/m}^2$.

Partiendo de estos datos, en vez de trabajar directamente con la irradiancia, se usará el concepto de Hora Solar Pico (HSP) que se define como *las horas durante las cuáles se tiene una radiación equivalente a la “real” pero generada por un Sol ficticio que emite a 1000 W/m²*.

Con [PVGIS](#), se tiene la capacidad de obtener también la irradiación o irradiancia diaria correspondiente al mes más crítico. Esto permite calcular las Horas de Sol Pico para el mes de noviembre.

Haciendo el sumatorio de la irradiación para cada hora del día obtenemos 2,67 kWh/m². Conviene aclarar que se suelen utilizar los parámetros irradiancia e irradiación de manera indistinta, pero hay que tener en cuenta que cuando hablamos de irradiancia nos referimos a la radiación solar para un emplazamiento determinado expresada en unidades de potencia por unidad de superficie (W/m²), mientras que cuando se hace referencia a la irradiación, en este caso la radiación se expresaría en unidades de energía por unidad de superficie (Wh/m²).

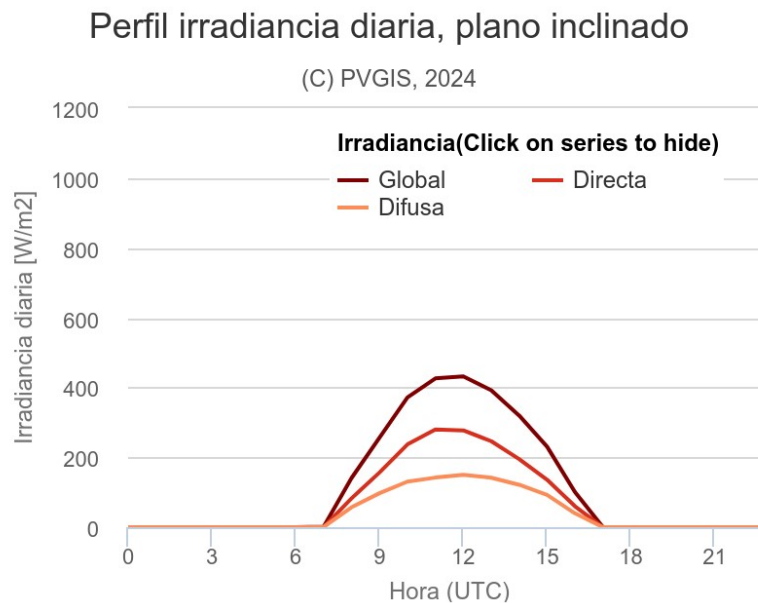


Figura 20. Irradiancia diaria del mes crítico de Peña Cabarga. Fuente: [PVGIS](#).

Si ahora se divide ese valor por 1000 W/m² se obtiene directamente las Horas Solar Pico (HSP) equivalentes en este caso:

$$\text{HSP} = \frac{2,67 \text{ kWh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 2,67 \text{ h} \quad (3.2)$$

Elección del modelo de panel FV

Los paneles que se van a utilizar en la instalación son de la marca JA Solar que es una de las empresas más grandes en la producción y distribución de paneles solares. Dado que se trata de una instalación a baja escala, se prioriza la elección de un módulo que ofrezca una buena relación calidad-precio sin necesidad de una potencia excesiva.

El módulo FV en concreto es JAM54S30 405/MR, compuesto de células monocristalinas, cuyas características son las siguientes:

Módulo FV	JAM54S30 405/MR
Dimensiones	1722±2mm * 1134±2mm * 30±1mm
Potencia nominal (P _{max})*	405 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})*	37,23 V
Tensión en el punto P _{max} (V _{MPP})*	31,21 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})*	13,87 A
Corriente en el punto P _{max} (I _{MPP})*	12,98 A
Eficiencia del módulo	20,7 %
Temperatura de funcionamiento	-40 °C + 85 °C
Coeficiente de temperatura de P _{max}	-0,350 %/°C
Coeficiente de temperatura de VOC	-0,275 %/°C
Coeficiente de temperatura de ISC	+0,045 %/°C
Temperatura operacional nominal de célula (NOCT)	45±2°C

Tabla 2. Características eléctricas de panel FV. Fuente: JA Solar. Enlace: <https://acortar.link/rgQFpz>

Separación entre filas de paneles

Dado que los paneles solares estarán inclinados y se colocarán en múltiples hileras, es crucial calcular la distancia de seguridad entre filas para evitar la sombra entre ellas ya que va a depender de la latitud en la que se encuentren.

El [IDAE](#) establece el siguiente criterio de cálculo:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (3.3)$$

Siendo h la altura del panel (con el ángulo óptimo) en metros, y que la latitud del emplazamiento es $43,38^\circ$, se calcula la distancia entre filas:

$$d = \frac{1,72 \text{ m} * \sin(33,38)}{\tan(61^\circ - 43,38)} = 2,98 \text{ m} \sim 3 \text{ metros}$$

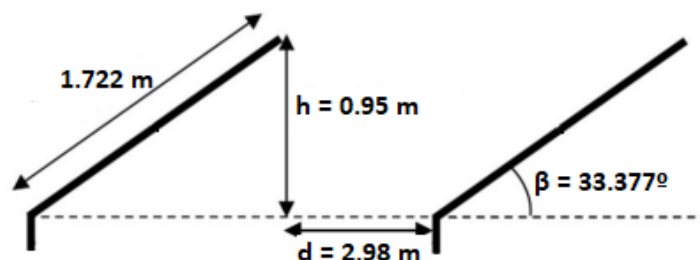


Figura 21. Esquema separación entre filas. Fuente: Elaboración propia.

Estimación de la generación de la instalación FV

El pliego de condiciones del [IDAE](#) establece el parámetro PR (*performance ratio*) para evaluar las pérdidas del sistema en los cálculos de generación. De esta forma se calculará qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas y el consumo propio de la infraestructura. [18]

Los factores que afectan en el parámetro PR incluyen la eficiencia de los paneles FV, del cableado y del inversor. Además, se consideran las pérdidas debido a la temperatura de los módulos, por dispersión de parámetros y suciedad, así como los fallos en el seguimiento del punto de máxima potencia y pérdidas relacionadas con otros factores.

Eficiencia del módulo FV

El módulo seleccionado, como se mencionó anteriormente, es el JAM54S30 405/MR, incluido en el anexo, cuya garantía estándar de potencia es del 97,5%. Representa la eficiencia del módulo fotovoltaico en la conversión de la radiación solar en electricidad y, cuanto mayor sea la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, mayor será el parámetro PR.

Este dato se denominará como $\eta_{\text{módulo}}$.

Eficiencia del inversor

El inversor seleccionado es el Growatt MOD 5000TL3-XH de la página AutoSolar, incluido en el anexo del documento. Este inversor tiene una eficiencia y rendimiento confiable en instalaciones fotovoltaicas de tamaño medio a grande. Según la hoja de especificaciones, cuenta con una eficiencia europea ponderada del 97,5%.

Se denominará como η_{inversor} .

Pérdidas por efecto de la temperatura

Estas pérdidas se deben a que el aumento de la temperatura provoca un aumento en la resistencia eléctrica de los materiales semiconductores dentro del panel, lo que reduce la corriente eléctrica generada por la radiación solar.

Se establecerá un rango de temperaturas máximo y mínimo para el emplazamiento dado. Para ello, se calcula la temperatura de célula que va a depender de la temperatura media y de la temperatura de operación nominal de célula.

En primer lugar, con ayuda de la página '[datosclima](#)', se obtiene la temperatura ambiente máxima y mínima registrada en Peña Cabarga en los últimos 10 años, siendo 37,3°C y -0,9°C, respectivamente.

La temperatura de célula puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_{\text{amb}} + E \frac{TONC-20}{800} \quad (3.4)$$

Donde $TONC$ es la temperatura de operación nominal de célula proporcionada por el fabricante, que en este caso es de 45°C, y E es la irradiancia, con un valor de 1000 W/m² para la temperatura máxima y de 100 W/m² para la temperatura mínima.

Utilizando la expresión y los datos anteriores, se obtiene:

$$T_{\text{célula_max}} = 68,55^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{célula_min}} = 2,23^{\circ}\text{C}$$

Esto resulta una temperatura media de $35,39^{\circ}\text{C}$.

$$T_{\text{célula_media}} = 35,39^{\circ}\text{C}$$

Con este valor, las pérdidas por temperatura pueden estimarse tal que:

$$L_{\text{temp}} = 1 - (T_{\text{célula_media}} - 25) * \delta_{p_{\text{max}}} \quad (3.5)$$

Siendo $T_{\text{célula_media}}$ la temperatura media de célula, $35,39^{\circ}\text{C}$ y $\delta_{p_{\text{max}}}$ el coeficiente de temperatura de P_{max} , dado por el fabricante, $-0,350 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, las pérdidas por temperatura son del $3,64\%$ lo que representa una eficiencia del $96,36\%$.

Se denominará como $\eta_{\text{temperatura}} = 96,36\%$.

Pérdidas por cableado

Dado que no se dispone de una longitud exacta para los cables en la instalación, se asume, por recomendación del [IDAE](#), que las pérdidas máximas por cableado sean del 2% , lo que representa una eficiencia del 98% .

Se denominará como $\eta_{\text{cableado}} = 98\%$.

Pérdidas asociadas al seguimiento del MPP

El inversor de la instalación debe operar el generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia (MPP) pero pueden surgir errores en el seguimiento que contribuyan a pérdidas en la eficiencia del sistema. El [IDAE](#) recomienda estimar estas pérdidas en un 1% .

Se denominará como $\eta_{\text{MPP}} = 99\%$.

Pérdidas por polvo

Según el [IDAE](#), las pérdidas por polvo pueden variar desde el 0% hasta un 8% cuando los paneles solares están muy sucios. Dado que nuestra instalación se encuentra en un lugar rodeado de vegetación y una carretera de cemento, lo que implica un fácil acceso y una menor acumulación de polvo, se asumen unas pérdidas generales del 3% .

Se denominará como $\eta_{\text{polvo}} = 97\%$.

Pérdidas por dispersión

Se originan debido a que en una fila de paneles conectados en serie, no todos los módulos dan exactamente la misma potencia/corriente nominal, lo que se produce una pérdida de potencia. El IDAE recomienda considerar unas pérdidas del 2% (Figura 22). [20]

Se denominará como $\eta_{dispersión} = 98\%$.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor estimado, media anual</i>	<i>Valor estimado, día despejado (*)</i>
L_{cab}	0,02	0,02
L_{tem}	0,08	—
L_{pol}	0,03	—
L_{dis}	0,02	0,02

Figura 22. Parámetros estándar para la estimación de pérdidas. Fuente: Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones FV Conectadas a Red del IDAE.

Cálculo del performance ratio

Considerando todos los aspectos mencionados anteriormente, se calculará el Performance Ratio (PR) para estimar la eficiencia del sistema fotovoltaico, al igual que la energía necesaria a generar para nuestro proyecto.

PR = Eficiencia del módulo × Eficiencia del inversor × Efecto de la temperatura × Eficiencia del seguimiento del punto del MPP × Eficiencia del cableado × Efecto del polvo × Efecto por dispersión

$$PR = \eta_{modulo} \times \eta_{inversor} \times \eta_{temperatura} \times \eta_{MPP} \times \eta_{cableado} \times \eta_{polvo} \times \eta_{dispersión} \quad (3.6)$$

$$PR = 97,50\% \times 97,50\% \times 96,36\% \times 99,00\% \times 98,50\% \times 97,00\% \times 98,00\%$$

$$PR = 84,92\%$$

Una vez calculado el Performance Ratio (PR), se puede estimar la energía necesaria de la instalación FV sin descontar las pérdidas. Este parámetro se calcula dividiendo la energía real que habría que cubrir (20 kWh) entre el Performance Ratio.

$$\text{Energía necesaria} = \frac{\text{Energía real}}{PR} = \frac{20 \text{ kWh/día}}{0,8492} = 23,55 \text{ kWh/día} \quad (3.7)$$

Dimensionamiento del generador FV

Una vez estimada la energía necesaria para abastecer nuestra infraestructura, el cálculo de la potencia pico de los módulos fotovoltaicos es directo, ya que simplemente implica dividir la energía por las *HSP* (Hora Solar Pico).

$$P_{\text{pico}} = \frac{\text{Energía necesaria}}{\text{HSP}} = \frac{23,55 \text{ kWh/día}}{2,67 \text{ h/día}} = 8.821,15 \text{ W} \quad (3.8)$$

Esto significa que para una energía generada de 23,55 kWh la potencia pico de la instalación debiera ser como mínimo de 8.821,15 W.

Una vez que se calcula la potencia pico requerida para la instalación FV, se puede calcular el número de paneles necesarios en nuestro diseño dividiendo esta potencia entre la potencia nominal de cada panel. Esta relación proporciona una medida directa de cuántos paneles serán requeridos para alcanzar la capacidad deseada.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{8.821,15 \text{ W}}{405 \text{ W}} = 21,78 \text{ paneles} \quad (3.9)$$

Dado que el número de paneles debe ser un valor entero y no fraccionario, se redondea hacia arriba para garantizar que se cumplan los requisitos de la instalación. Por lo tanto, en este caso, se necesitarán 22 paneles de 405 W para satisfacer la demanda energética proyectada.

Debido a que la temperatura afecta al rendimiento de los paneles, en especial a su tensión de salida, hay que calcular las variaciones sobre la tensión nominal que sufrirán los paneles empleando los coeficientes de temperatura especificados por el fabricante.

Se calcula el rango de tensiones para V_{OC} y V_{MPP} :

$$V_{OC}(2,23^\circ\text{C}) = 37,23 \text{ V} + (2,23^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * \frac{-0,28 \% / ^\circ\text{C} * 37,23 \text{ V}}{100} = 39,56 \text{ V} \quad (3.10)$$

$$V_{OC}(68,55^\circ\text{C}) = 37,23 \text{ V} + (68,55^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * \frac{-0,28 \% / ^\circ\text{C} * 37,23 \text{ V}}{100} = 32,77 \text{ V} \quad (3.11)$$

$$V_{MPP}(2,23^\circ\text{C}) = 31,21 \text{ V} + (2,23^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * \frac{-0,28 \% / ^\circ\text{C} * 37,23 \text{ V}}{100} = 33,54 \text{ V} \quad (3.12)$$

$$V_{MPP}(68,55^\circ\text{C}) = 31,21 \text{ V} + (68,55^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * \frac{-0,28 \% / ^\circ\text{C} * 37,23 \text{ V}}{100} = 26,75 \text{ V} \quad (3.13)$$

Por lo tanto, se determina que el rango de valores de tensión de salida del panel varía entre 39,56 V y 26,75 V, correspondientes a las temperaturas extremas registradas en Peña Cabarga de -0,9°C y 37,3°C, respectivamente. Estos datos serán importantes a la hora de seleccionar el inversor adecuado para el sistema.

Dimensionamiento del inversor

Como se mencionó anteriormente, el inversor que se va a utilizar es el Growatt MOD 9000TL3-XH como inversor central cuyas características se encuentran en el anexo del documento.

El inversor debe cumplir con las condiciones de potencia, voltaje e intensidad provenientes del generador fotovoltaico para garantizar el correcto dimensionamiento. Es necesario verificar los tres aspectos específicos del inversor. Estos aspectos son:

Dimensionamiento en Potencia:

Se emplea el denominado *sizing ratio* (SR_{AC}), tal que:

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV_AC}} \quad (3.14)$$

Se calculará la potencia nominal de salida (AC) del inversor, P_{INV_AC} , siendo la P_{STC} la potencia del generador fotovoltaico junto con el valor óptimo para el parámetro SR_{AC} , que es 1,1.

Se ha supuesto que se colocarán 22 paneles de 405 Wp cada uno, por lo que la potencia del generador es 8.910 Wp. Si lo dividimos por 1,1, la potencia del inversor deberá ser:

$$P_{INV_AC} = \frac{8.910 \text{ Wp}}{1,1} = 8.100 \text{ Wp} \quad (3.15)$$

Cumple con las condiciones en potencia ya que la potencia nominal en AC del inversor seleccionado es 9.000 W.

Dimensionamiento en Tensión:

Las tensiones generadas por la cadena de módulos conectada al inversor deben mantenerse dentro del rango de tensión máxima y mínima de entrada del inversor.

El voltaje mínimo y máximo del inversor es 160 V y 1100 V respectivamente.

Con los rangos de tensión calculados anteriormente para los módulos, puede establecerse el número de paneles mínimo N_{min} y máximo N_{max} que pueden instalarse en serie por cadena:

$$N_{min} = \frac{V_{INV_MPP_MIN}}{V_{MPP} (68,55^{\circ}C)} = \frac{160 \text{ V}}{26,75 \text{ V}} = 5,98 \longrightarrow 6 \text{ módulos} \quad (3.16)$$

$$N_{max} = \frac{V_{INV_MPP_MAX}}{V_{oc} (2,23^{\circ}C)} = \frac{1100 \text{ V}}{39,56 \text{ V}} = 27,8 \longrightarrow 27 \text{ módulos} \quad (3.17)$$

Por lo tanto, se tiene la flexibilidad de conectar entre 6 y 27 módulos por cadena a las entradas del inversor. Se tienen dos opciones de configuración distintas. En el diseño propuesto, que utiliza 22 paneles, se puede optar por dos cadenas de 11 paneles cada una o bien, una única cadena con todos los paneles completos.

Dimensionamiento en Corriente:

Se ha de verificar que la corriente asociada al generador FV no excede la corriente máxima del inversor.

La máxima corriente de cortocircuito del módulo es: $I_{sc}(STC) = 13,87 \text{ A}$.

En nuestro inversor, la máxima corriente de cortocircuito por seguidor MPP es 20 A.

Como se va a optar por la configuración de una cadena de 22 paneles, se ve por tanto que se respetan las limitaciones de corriente del inversor con el diseño propuesto.

Dimensionamiento de las baterías

Debido a que no se va a hacer uso de la red eléctrica, se instalarán baterías que permitan almacenar la energía generada durante el día para su uso durante la noche o en días nublados.

Por lo general, se elige entre uno y tres días de autonomía. En este caso, se va a dimensionar el sistema considerando una autonomía de 2 días.

Las baterías elegidas son las Litio Growatt ARK 2.5H-A1 ya que son compatibles con el inversor del sistema. Cuenta con una capacidad nominal de 2,56 kWh.

El número de baterías que van a hacer falta en el dimensionamiento, considerando que la demanda energética es de 23,55 kWh/día y cuya energía útil almacenada es el 90%, es:

$$N_{bat} = \frac{23,55 \text{ kWh} * 2}{0,9 * 2,56 \text{ kWh/batería}} = 20,44 \longrightarrow 21 \text{ baterías} \quad (3.18)$$

Dimensionamiento del cableado

El dimensionamiento del cableado en una instalación fotovoltaica es un aspecto crucial para garantizar la eficiencia y seguridad del sistema.

Si la sección del cableado es inferior a la necesaria, se producirán pérdidas debido a que la corriente que pasa por él será superior a la que puede soportar, lo que resultará en la pérdida de parte de la energía en forma de calor.

El área de los cables para corriente continua va a depender de los siguientes factores:

- La longitud del cableado (L).
- La corriente máxima que va a circular por el cableado (I_{sc}).
- La caída de tensión ($\Delta V(\%)$).
- Conductividad del cable eléctrico (k)

La longitud del cableado va a comprender el conexionado de los paneles que forman la cadena y la conexión desde la cadena y baterías hacia el inversor.

En la parte de continua, se estima una longitud de 60 metros ya que lo forman 22 paneles separados 1,44 m y 21 baterías separadas 0,5 m. A parte, se añaden 5 m respectivamente desde el último panel y batería hacia el inversor.

La corriente de cortocircuito del módulo es 13,87 A.

Según el IDAE “*los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %*”. Como se disponen de 22 paneles en serie, el voltaje de la cadena será la suma del voltaje de cada panel. Como el voltaje de circuito abierto de cada panel es 37,23 V, la cadena tendrá 819,06 V, por lo que, calculando una caída de tensión del 1,5 %, el resultado es 12,29 V.

Por último, el cable a utilizar es el cobre, que tiene una conductividad (σ) de $56 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$.

Antes de comenzar a definir los cableados utilizados en esta instalación monofásica, es necesario tener en cuenta las normativas que deben seguirse. Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), los cables fotovoltaicos deben cumplir con los siguientes requisitos: una sección mínima de 4 mm^2 , protección contra sobrecargas y cortocircuitos, y resistencia a condiciones ambientales como variaciones de temperatura y radiación solar.

Se calcula la sección del cableado en corriente continua con la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 60 \text{ m} * 13,87 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} * 12,29 \text{ V}} = 2,42 \text{ mm}^2 \quad (3.19)$$

Dado el resultado, y siguiendo la normativa, se determina que la sección del conductor necesaria, comparada con los cables disponibles en el mercado, es de 4 mm^2 .

Una vez calculada la parte de corriente continua, es necesario determinar la parte de corriente alterna. Aunque se utiliza la misma ecuación para su cálculo, los valores numéricos se ven afectados por el inversor, la caída de tensión y la longitud del cable.

Se estima una longitud de cable menor, aproximadamente 20 metros para llevar la corriente desde el inversor al punto de entrega de la torre de telecomunicaciones.

La corriente máxima de salida del inversor es 8,3 A.

La caída de tensión seguirá siendo del 1,5%, pero esta vez el voltaje nominal a la salida del inversor es de 230 V, lo que resulta en una caída de tensión (ΔV) de 3,45 V.

Ahora, la sección del cableado queda de la siguiente manera:

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V} = \frac{2 * 20 \text{ m} * 8,3 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} * 3,45 \text{ V}} = 1,72 \text{ mm}^2 \quad (3.20)$$

En ambos casos, y siguiendo la normativa, se va a utilizar una sección de 4 mm^2 .

El cable escogido es el modelo *TECSUN (PV) H1Z2Z2-K* de la marca Prysmian Group, cuyo *datasheet* está incluido en el anexo del documento. Este cable ofrece una excelente conductividad eléctrica así como una alta resistencia a la intemperie y a la radiación UV. Cumple con las normativas internacionales más estrictas, garantizando la seguridad y la durabilidad de la instalación fotovoltaica.

El diseño y estructura completa de la instalación se muestra en el siguiente esquema, que ilustra los componentes principales: los paneles solares, el inversor híbrido, las baterías y los sistemas de telecomunicaciones.

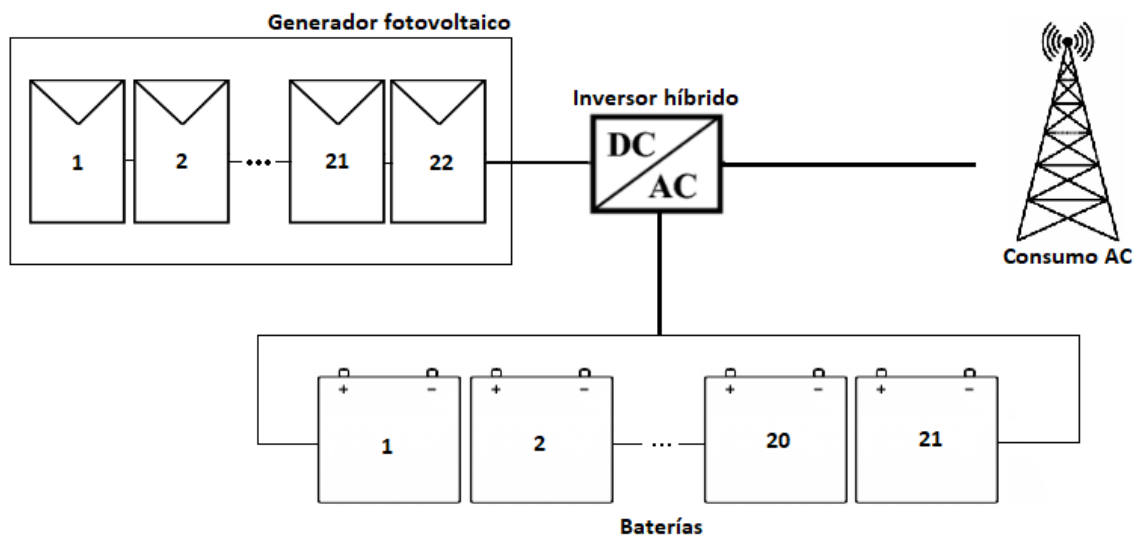


Figura 23. Esquema de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 4. Estudio económico

En este capítulo se va a realizar un estudio económico de la instalación fotovoltaica. Como es una instalación de autoconsumo, se realizará un estudio del periodo de amortización teniendo en cuenta los costes implicados y el ahorro derivado de la generación fotovoltaica.

Con este estudio se establecerá si el proyecto es económicamente viable y sostenible a largo plazo, se identificarán los ahorros obtenidos por la reducción en el consumo de electricidad de la red y se estimará el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

A continuación, se presenta en la Tabla 3 en detalle el listado de los costos asociados con cada componente del proyecto fotovoltaico.

Componente	Descripción	Unidades	Precio (€) / unidad	Total (€)
Paneles Solares	22 paneles solares fotovoltaicos de 450W cada uno	22	67,76	1.490,72
Inversor Híbrido	Inversor híbrido de 10 kW	1	1.064,80	1.064,80
Baterías	21 baterías de litio de 2,56 kWh cada una	21	1.213,47	25.482,87
Cableado y Conexiones	60 m cable H1Z2Z2-K (DC)	60 m	0,86 €/m	51,6
	20 m cable H1Z2Z2-K (AC)	20 m	0,86 €/m	17,2
Costes de instalación	Estructuras, soportes. Mano de obra. Transporte. Mantenimiento.	1	8.000	5.000
Costes de ingeniería	Diseño y planificación, análisis, supervisión, documentación...	1	5.000	2.500
Total				35.607,19

Tabla 3. Presupuesto asociado al proyecto FV. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se calculará la energía generada por la instalación fotovoltaica. La cantidad de energía vendrá dada por las Horas de Sol Pico (HSP) de cada mes, la potencia pico de la instalación FV y el Performance Ratio (PR).

La instalación tiene una potencia pico de 8,91 kWp, valor que determinará la energía que será capaz de generar de manera mensual y, por consiguiente, anual.

Con [PVGIS](#), como ya hicimos en el apartado “*Captura de datos de radiación para el emplazamiento*” se rellena la Tabla 4 para cada mes del año siendo:

HSP: Hora Solar Pico.

Pp: Potencia pico de la instalación FV.

PR: Performance Ratio.

MES	HSP (h)	Pp (kWp)	PR (%)	EDIAIA (kWh)	EMES (kWh)
Enero	2,33	8,91	84,92	17,63	546,52
Febrero	3,16			23,91	693,38
Marzo	3,97			30,04	931,20
Abril	4,46			33,75	1.012,38
Mayo	4,81			36,39	1.128,22
Junio	5,11			38,66	1.159,93
Julio	5,86			44,34	1.374,51
Agosto	5,21			37,23	1.154,02
Septiembre	4,63			35,03	1.050,97
Octubre	3,78			28,60	886,63
Noviembre	2,67			20,20	606,07
Diciembre	2,48			18,76	581,70
Total					11.125,53

Tabla 4. Energía generada mensualmente y el cómputo anual. Fuente: Elaboración propia.

Se estima una producción anual de 11.125,53 kWh al año.

Se crea la Tabla 5 para calcular el periodo de amortización del proyecto siendo:

K: Factor de degradación del panel, 0,5% anual.

La producción anual de energía con el factor de degradación.

Los ingresos anuales con una tarifa de electricidad media: 0,15 €/kWh.

AÑO	K	Producción anual de energía (kWh)	Ingresos anuales (€)	Amortización
1	1	11.125,53	1.668,83	- 33.938,36
2	0,995	11.069,90	1.660,49	- 32.277,88
3	0,990	11.014,27	1.652,14	- 30.625,73
10	0,955	10.624,88	1.593,73	- 19.294,38
15	0,930	10.346,74	1.552,01	- 11.450,88
22	0,895	9.957,35	1.493,60	- 820,44
23	0,89	9.901,72	1.485,26	+ 664,82
24	0,885	9.846,09	1.476,91	2.141,73

Tabla 5. Periodo de amortización de la instalación FV. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la tabla, la inversión en el proyecto no se recuperaría hasta el año 23. Este largo periodo de amortización puede estar asociado con el elevado número de baterías necesario para garantizar un suministro constante de energía y/o con la baja irradiancia en el emplazamiento.

Conclusiones

En resumen, este estudio ha evaluado la viabilidad de instalar un sistema fotovoltaico para abastecer la torre de comunicaciones de Peña Cabarga sin necesidad de conectarse a la red eléctrica.

La estación base tiene un consumo medio de 20 kWh/día, para lo cual se han propuesto 22 paneles fotovoltaicos, 21 baterías y 1 inversor. Según el análisis realizado, la amortización del proyecto se alcanzaría en 23 años.

¿Es viable este proyecto? Considerando que un buen periodo de amortización para este tipo de instalaciones suele estar entre 6 y 12 años, parece que no. El extenso periodo de amortización podría deberse, como se mencionó anteriormente, al elevado número de baterías necesario para garantizar un suministro constante de energía y/o a la baja irradiancia en el emplazamiento, que limita su eficiencia.

Dado que en Peña Cabarga hay disponibilidad de tendido eléctrico, una alternativa más viable podría ser reducir o eliminar el número de baterías y utilizar una combinación de energía solar y red eléctrica para abastecer la torre. Esto reduciría significativamente los costes iniciales y podría mejorar el periodo de amortización del proyecto.

Las instalaciones fotovoltaicas son especialmente convenientes y útiles para infraestructuras de telecomunicaciones situadas en emplazamientos con difícil acceso a la red eléctrica evitando el coste significativo de la conexión a la red eléctrica. Al evitar la conexión a la red, se elimina el coste significativo asociado, lo que reduce considerablemente los gastos iniciales y acorta el periodo de amortización.

Además, en regiones o países donde la calidad del suministro eléctrico es deficiente o inestable, un sistema fotovoltaico con baterías ofrece una solución económica y fiable. Al no depender de la red eléctrica, estas instalaciones mejoran la fiabilidad operativa de la infraestructura, asegurando un suministro continuo y estable de energía, lo cual es crucial para el funcionamiento ininterrumpido de las telecomunicaciones.

Desde una perspectiva ecológica, las instalaciones fotovoltaicas ofrecen grandes beneficios al minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero. Al aprovechar la energía solar, contribuyen a una mayor sostenibilidad a largo plazo.

En cuanto a las líneas futuras, es importante considerar los avances tecnológicos en energía solar. En los últimos años, se ha observado una tendencia general a la baja en los costos de los paneles solares y otros componentes, y se espera que esta tendencia continúe. Esta disminución en los precios puede fomentar un aumento en la implementación de proyectos de instalaciones fotovoltaicas, haciéndolos más accesibles y económicas.

Anexo

Preliminary

Harvest the Sunshine



DEEP BLUE 3.0

Mono

405W MBB Half-cell Module

JAM54S30 390-415/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

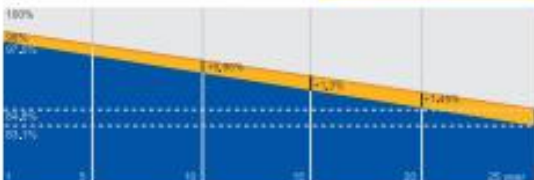


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Year	New linear power warranty (%)	Standard module linear power warranty (%)
1	99.2%	99.2%
5	98.7%	98.7%
10	98.2%	98.2%
15	97.7%	97.7%
20	97.2%	97.2%
25	91.7%	88.1%

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval





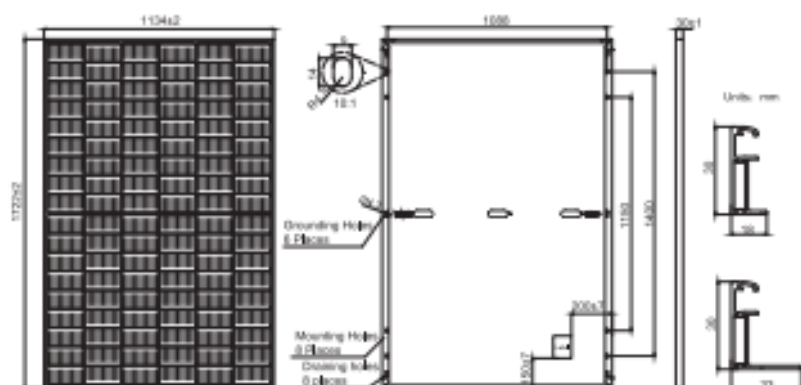
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	36.65	36.88	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

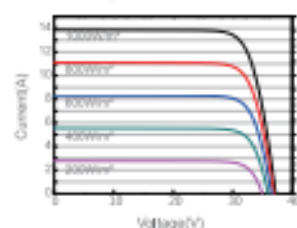
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	294	298	302	306	310	314
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	28.87	29.06	29.26	29.47	29.72	29.89
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

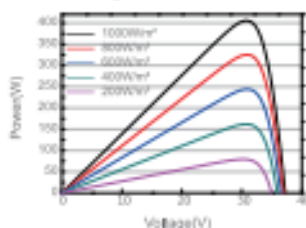
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

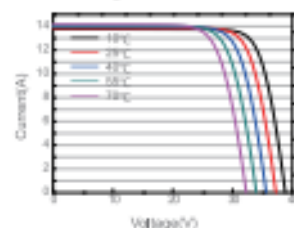
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



MOD 3~10KTL3-XH

- Battery ready, future proof
- Dual MPP Trackers
- Type II SPD on DC and AC side
- Active Arcing Protection
- 24h self-consumption monitoring



GROWATT

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Primary

Datasheet	MOD 3000TL3-XH	MOD 4000TL3-XH	MOD 5000TL3-XH	MOD 6000TL3-XH	MOD 7000TL3-XH	MOD 8000TL3-XH	MOD 9000TL3-XH	MOD 10KTL3-XH
Input data (DC)								
Max. recommended PV power (for module 51C)	6000W	8000W	10000W	12000W	14000W	16000W	18000W	20000W
Max. DC voltage	1100V							
Start voltage	160V							
Nominal voltage	600V							
MPP voltage range	140V-1000V							
No. of MPP trackers	2							
No. of PV strings per MPP tracker	1							
Max. input current per MPP tracker	16A							
Max. short-circuit current per MPP tracker	20A							
Input data (DC battery)								
Compatible battery	ARX XH Battery System(7.68kWh-25.6kWh)							
Operating voltage range	600 V-950 V							
Max. operating current	11A				18.5A			
Max. charge power	6000W				10000W			
Max. discharge power	3300W	4400W	5500W	6600W	7700W	8800W	9900W	11000W*
Output data (AC)								
AC nominal power	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	9000W	10000W
Max. AC apparent power	3300VA	4400VA	5500VA	6600VA	7700VA	8800VA	9900VA	11000VA*
Nominal AC voltage (range*)	220V(380V, 230V)/400V (340-440V)							
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)							
Max. output current	5.0A	6.7A	8.3A	10.0A	11.7A	13.3A	15.0A	16.7A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging							
THDI	<3%							
AC grid connection type	3W+N+PE							
Efficiency								
MAX. efficiency	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%
European efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%
MPP efficiency	99.9%							
Protection devices								
DC reverse polarity protection	Yes							
DC Switch	Yes							
AC/DC surge protection	Type II / Type II							
Insulation resistance monitoring	Yes							
AC short-circuit protection	Yes							
Ground fault monitoring	Yes							
Grid monitoring	Yes							
Anti-islanding protection	Yes							
Residual-current monitoring unit	Yes							
String fault monitoring	Yes							
AFCI protection	Yes							
General data								
Dimensions (W / H / D)	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/178mm	425/387/178mm	425/387/178mm	425/387/178mm
Weight	12.5kg	12.5kg	12.5kg	12.5kg	14kg	14kg	14kg	14kg
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C							
Nighttime power consumption	< 5.5W							
Topology	Transformerless							
Cooling	Natural convection							
Protection degree	IP66							
Relative humidity	0-100%							
Altitude	4000m							
DC connection	H4/MC4(Optional)							
AC connection	Connector							
Display	OLED+LED/WIFI+APP							
Interfaces: USB/RS485/WIFI/GPRS/LAN/RF	yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional							
Warranty:10 years	Yes							
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, VFR 2019, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2								

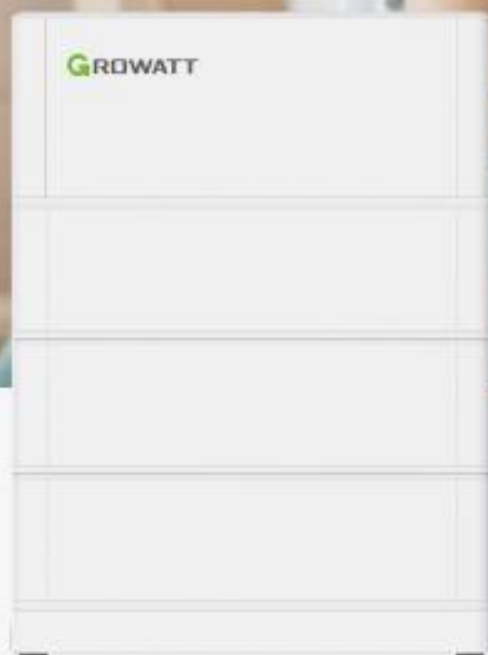
* For Belgium C10/C11, MOD 10KTL3-XH max. battery discharge power is limit to 10000W and max. output power is limit to 10000VA.

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD. A: 4-13# Building A,Shao-Gemao(Europe)Industrial Park,Hongcheng Ave,Bao'an District,Shenzhen,China
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@growatt.com

ARK XH Battery System installazione completa

- Compatible with MIN-XH, MOD-XH series inverter
- Flexible capacity options, 5.12kWh to 25.6kWh
- Excellent safety of cobalt free LiFePO4 battery
- Easy installation with modular and stacked design
- Long lifespan, 10 years warranty
- Remote firmware upgrade



GROWATT

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W

Datasheet	ARK 5.1XH	ARK 7.6XH	ARK 10.2XH	ARK 12.8XH	ARK 15.3XH	ARK 17.9XH	ARK 20.4XH	ARK 23XH	ARK 25.6XH
System Demo									
Power module	BDC 95045-A1								
Number of power modules	1								
Battery Module	ARK 2.5H-A1 (2.56kWh, 51.2V, 28kg)								
Number of Modules in Series	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energy Capacity	5.12kWh	7.68kWh	10.24kWh	12.8kWh	15.36kWh	17.92kWh	20.48kWh	23.04kWh	25.6kWh
Usable Capacity	4.6kWh	6.9kWh	9.21kWh	11.52kWh	13.81kWh	16.12kWh	18.42kWh	20.76kWh	23.04kWh
Max. output power ^{†1}	2.5kW	3.75kW	5kW	6.25kW	7.5kW	8.75kW	10kW	11.25kW	12.5kW
Peak output power	5kW, 10s	7.5kW, 10s	10kW, 10s	12.5kW, 10s	15kW, 10s	17.5kW, 10s	20kW, 10s	22.5kW, 10s	25kW, 10s
Dimension (W/D/H) ^{†2}	650/260/630mm	650/260/815mm	650/260/1000mm	650/260/1185mm	650/260/1370mm	650/260/1555mm	650/260/1740mm	650/260/1925mm	650/260/2110mm
Weight	71kg	99kg	127kg	155kg	183kg	211kg	239kg	267kg	295kg
Nominal voltage (single phase system)	400V	400V	400V	400V	400V	400V	/	/	/
Operating voltage range (single phase system) ^{†3}	360V-550V	360V-550V	360V-550V	360V-550V	360V-550V	400V-550V	/	/	/
Nominal voltage (three phase system)	/	650V	650V	650V	650V	650V	650V	650V	650V
Operating voltage range (three phase system) ^{†4}	/	560V-950V	560V-950V	560V-950V	560V-950V	560V-950V	560V-950V	560V-950V	560V-950V
Battery type	Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP)								
IP Protection	IP65								
Installation	Wall-mounted or floor installation ^{†5}								
Operation temperature	-10°C ... +50°C ^{†6}								
Relative humidity	5%~95%								
Cooling	Natural								
Warranty	10 years								
Power modules	BDC 95045-A1								
Dimension (W/D/H)	650/260/265 mm								
Weight	16.5kg								
Communication Port	CAN/RS485								
Nominal voltage	400V/650V								
Operating voltage range	360V-950V								
Maximum current	21A								
Peak current	42A, 10s								
Monitoring Parameters	SOC, System voltage, current, cell voltage, cell temperature, PCB temperature								
Certification & Licensing	IEC62619/CeI&Pack/CE/CCC/ROHS/UN38.3								

†1 Depend on the max. battery charge/discharge power of the inverter.

†2 Include power module (BDC 95045-A1)

†3 Single phase battery ready ESS supports 2~7 pcs battery modules in series

†4 Three phase battery ready ESS supports 3~10 pcs battery modules in series

†5 Floor installation requires extra base (W*D*H=650/260/265mm)

†6 Battery discharge: -10°C ~ +50°C, battery charge: 0°C ~ +50°C

†7 ARK series battery has an EU model and a General model, the storage inverter sold in European countries only work with EU model ARK battery.

©2021 SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD. All rights reserved. Subject to change without notice.

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.) (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)

Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



D_{ca}-s2,d2,a2
(secciones desde 1,5 a 16 mm²)



E_{ca}
(secciones superiores a 16 mm²)



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 1016009 (D_{ca}-s2,d2,a2)

Nº DoP 1007351 (E_{ca})

Ensayos de fuego que superan todas las secciones.



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



No propagación de incendio
UNE-EN 50575-9



Libre de halógenos
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 50305
(ITC<3)

Ensayos de fuego adicionales para cables con secciones inferiores a 16 mm² (D_{ca}-s2,d2,a2)



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



Baja emisión de humos
UNE-EN 50399



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2



Baja emisión de calor
UNE-EN 50399



Máxima resistencia al agua (ADR)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia a la abrasión



Apto para enterrar directamente

• Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).

• Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea (secciones inferiores a 16 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): D_{ca}-s2,d2,a2.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones inferiores a 16 mm²):

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2

- No propagación del incendio:
UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 50525-1.
- Baja emisión de humos:
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 50305 (ITC<3).
- Baja emisión de calor:
UNE-EN 50399.

TECSUN - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea
(secciones superiores a 10 mm²):

- Clase de reacción al fuego (CPR): **E_{ca}**
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas

aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea) (secciones superiores a 10 mm²):

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2
- No propagación del incendio:
UNE-EN 50305-9.
- Libre de halógenos:
UNE-EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 50305 (ITC<3).

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h;
90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según
tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según
tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53).

TECSUN - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Ensayos adicionales cable TECSUN

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV y VDE
Apto para instalación directamente enterrado	Sí
Doble aislamiento (clase II)	Sí
Temperatura máxima del conductor	90°C (120 °C, 20000 h) 250°C (cortocircuito)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo B Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según UNE-EN 50289-4-17, (Método A)
Resistencia a la absorción agua	EN 60811-402
Protección contra el agua	ADB (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	VDE 0475-811-404, EN 60811-404 (24 h; 100 °C)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco.
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000h a 90 °C y 85 % de humedad para 85 % IEC 60068-2-78, UNE-EN-60068-2-78
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea

Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado y alargamiento a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -50 °C y UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -50 °C
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según UNE-EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 • Contra papel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra metal. • Cubierta contra plásticos.
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

TECSUN - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.) (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)

Norma diseño: EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire, T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible enterrada directamente o bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	32	16,42
1x4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	4	7,0	30	25	122	1,95	82	98	70	3,90
1x16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	91	2,48
1x25	6,4	10,3	45	34	290	0,795	140	176	116	1,59
1x35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	140	1,13
1x50	9	13,5	73	58	560	0,393	220	276	166	0,786
1x70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	204	0,554
1x95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	241	0,42
1x120	14,2	19,2	102	82	1220	0,164	397	488	275	0,328
1x150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	525	644	348	0,216
1x240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con (4) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistencia térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W. XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

Bibliografía

- [1] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, Energía Solar Fotovoltaica, p. 1
- [2] Colaboradores de Wikipedia. (2024, 23 junio). Efecto fotoeléctrico. Wikipedia, la Enciclopedia Libre. https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico
- [3] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, p. 50
- [4] Factorenergía, E. T. E. (2024, 14 febrero). Tipos de energías renovables - Factorenergía. Factorenergía. <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/energias-renovables-caracteristicas-tipos-nuevos-retos/>
- [5] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*. Energías renovables, p. 7
- [6] *Renewable Power Generation Costs in 2022*. (2023, 1 agosto). <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022> p. 21
- [7] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, Energía Solar Fotovoltaica, p. 11, 13
- [8] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, Energía Solar Fotovoltaica, p. 7, 8
- [9] Renewables Global Status Report - REN21. (2024, 28 junio). https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024_Supply.pdf p.66
- [10] *Renewable Power Generation Costs in 2022*. (2023, 1 agosto). <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022> p. 89
- [11] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, Energía Solar Fotovoltaica, p. 17
- [12] *Renewable Power Generation Costs in 2022*. (2023, 1 agosto). <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>. P 21,22
- [13] Mirapeix Serrano, J. M. S. (2023). *Apuntes de la asignatura Energía y Telecomunicaciones*, Energía Solar Fotovoltaica, p. 21, 22

- [14] Solar fotovoltaica (Sol)(Generación) | Informes del sistema. (s. f.).
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>
- [15] *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. (2024).
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [16] Cantudo S.L. (2019, 6 marzo). Torres de telecomunicaciones | Cantudo S.L.
<https://cantudosl.com/areas-de-negocio/fabrica-elementos-metalicos/torres-de-telecomunicaciones/>
- [17] colaboradores de Wikipedia. (2024, 8 abril). Radiodifusión. Wikipedia, la Enciclopedia Libre. <https://es.wikipedia.org/wiki/Radiodifusi%C3%B3n>
- [18] Aodiberica. (2022, 16 febrero). 9 ventajas y 3 desventajas de la energía fotovoltaica. AOD Iberica. <https://aodiberica.com/energia-fotovoltaica-ventajas-desventajas/>
- [19] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. (2009, febrero). IDAE.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf
- [20] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. (2011, julio). IDAE.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf