



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ALMACENAMIENTO EN AUTOCONSUMOS
ELÉCTRICOS. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS
TECNOLOGÍAS PARA BATERÍAS DE
ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO. PROYECTO DE
ENERGÍA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA PARA AHORRO DE CONSUMOS EN LOS
CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UN CENTRO
DE ENSEÑANZA.

Autor: Sergio Rodríguez Ballesteros

Director: Luis Javier Mata García

Madrid

Agosto de 2021



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ALMACENAMIENTO EN AUTOCONSUMOS
ELÉCTRICOS. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS
TECNOLOGÍAS PARA BATERÍAS DE
ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO. PROYECTO DE
ENERGÍA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA PARA AHORRO DE CONSUMOS EN LOS
CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UN CENTRO
DE ENSEÑANZA.

Autor: Sergio Rodríguez Ballesteros

Director: Luis Javier Mata García

Madrid

Agosto de 2021

ALMACENAMIENTO EN AUTOCONSUMOS ELÉCTRICOS. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO. PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA AHORRO DE CONSUMOS EN LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UN CENTRO DE ENSEÑANZA.

Autor: Sergio Rodríguez Ballesteros

Director: Luis Javier Mata García

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto valora la mejor solución técnica viable para la mejora del suministro de energía en el centro educativo seleccionado, haciendo especial hincapié en emplear la tecnología de almacenamiento eléctrico más apropiada.

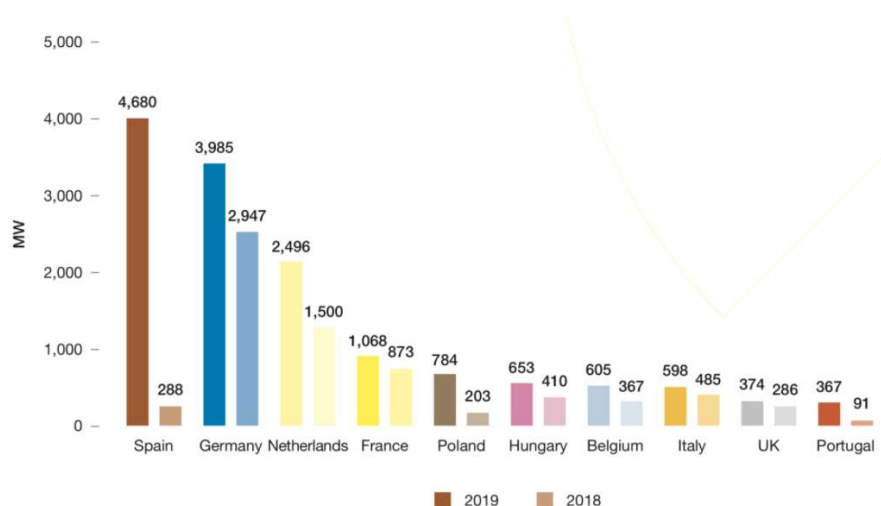
Palabras clave: Almacenamiento eléctrico, Fotovoltaica, Eólica, Baterías eléctricas, Renovables.

1. Introducción

Con la cada vez más notable manifestación de los efectos que el cambio climático puede tener en el planeta cobra una gran importancia la transición hacia una energía más limpia y sostenible.

España es un país privilegiado en cuanto al potencial renovable se refiere, siendo el país europeo con más horas de sol anuales (2800 horas) y mejor distribución de estas durante un ciclo terrestre. Además, es uno de los referentes en instalación de energía eólica mundial con hasta un 24% de potencia eólica instalada en el mix energético.

Tras el estancamiento en la instalación de nueva potencia fotovoltaica entre los años 2008 y 2018, parece que el sector de la fotovoltaica se consolida en estos últimos años llegando a liderar la capacidad fotovoltaica instalada en la unión europea en 2019.



Crecimiento en la capacidad fotovoltaica instalada entre 2018 y 2019 en UE.

Los sistemas de almacenamiento eléctrico brindan la oportunidad de acumular el excedente energético renovable generado para ser aprovechado en los valles de esta generación de energía. Tecnologías de generación renovables como la fotovoltaica o la eólica pueden verse muy favorecidas por estos sistemas sobre todo en instalaciones aisladas de una red de distribución de energía eléctrica robusta.

2. Definición del proyecto

El proyecto se ha realizado en el colegio Mulhacén situado en el término municipal de Maracena en la provincia de Granada. Para el centro se ha diseñado una instalación de autoconsumo formada por un generador fotovoltaico de 28,8 kWp instalados conectados a la red eléctrica y un sistema de almacenamiento eléctrico, formado por baterías de litio y cargado por una microeólica, que permitirá sustituir la generación fotovoltaica durante tres días.

La elección de las baterías de almacenamiento eléctrico se ha realizado centrándose en la tecnología más preparada y competente en este sector, tras llevar a cabo un estudio de mercado.

En consideración, la provincia de Granada cuenta con un gran potencial en la generación renovable sobre todo en fotovoltaica y eólica, con un clima predominantemente seco todo el año. También se ha considerado la vida útil de la instalación en unos 25 años, así como los costes operativos bajos, la reducción en el consumo eléctrico del centro que permitirá ahorrar tanto económicamente como en la emisión de gases de efecto invernadero derivados de la producción de electricidad.

3. Descripción de la instalación

La instalación cuneta con dos partes diferenciadas:

- **Generador fotovoltaico**

La instalación de generación fotovoltaica se realizará conectada a la red eléctrica con vertido de excedentes acogida a compensación por la compañía distribuidora. La potencia instalada en la instalación fotovoltaica es de 28,8 kWp y cuenta con los siguientes componentes:

- Módulos: se instalarán 72 módulos 400 Wp cada uno, panel solar ESPSC 400M repartidos en seis paralelos de doce módulos en serie cada uno. Los módulos quedarán orientados la sur con una inclinación de 30° y los paralelos de módulos guardarán una distancia de separación de 1,3m entre sí.
- Inversor: el inversor INGECON SUN 25 de 25kW de potencia nominal será instalado bajo el esquema de inversor central.
- Protecciones: se instalarán protecciones contra contactos directo e indirectos, cortocircuitos y derivaciones en CC, sobretensiones y subtensiones, sobrefrecuencias y subfrecuencias. La puesta a tierra se hará

mediante picas enterradas unidas por conductor enterrado y el electrodo tendrá una resistencia de xxx.

- Cableado: los conductores empleados en el cableado serán de cobre cuya sección cumpla con plenas garantías los criterios de máximas intensidad admisible y caída de tensión, así como las correspondientes normas UNE.
- Estructura de soporte: las estructuras de soporte escogidas permitirán la inclinación de los módulos y su correspondiente orientación según el diseño establecido.

- **Sistema de acumulación de energía eléctrica**

El sistema de acumulación eléctrico se realizará instalando bancos de baterías de litio que se cargaran a través de una microeólica. Dicha instalación garantizará el suministro de energía eléctrica correspondiente a tres días de la generación fotovoltaica, y cuenta con los siguientes componentes:

- Baterías: se instalarán 7 baterías de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0 repartidos en dos bancos de baterías conectados en paralelo.
- Regulador de carga: se emplearán dos reguladores de carga MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON cada uno conectado a uno de los bancos de baterías.
- Aerogeneradores: se instalarán cuatro aerogeneradores Air 40 Land del fabricante primuswindpower conectados en serie dos a dos cada una de estas series cargará un banco de baterías.
- Cableado: los conductores empleados en el cableado serán de cobre cuya sección cumpla con plenas garantías los criterios de máximas intensidad admisible y caída de tensión, así como las correspondientes normas UNE.

4. Resultados

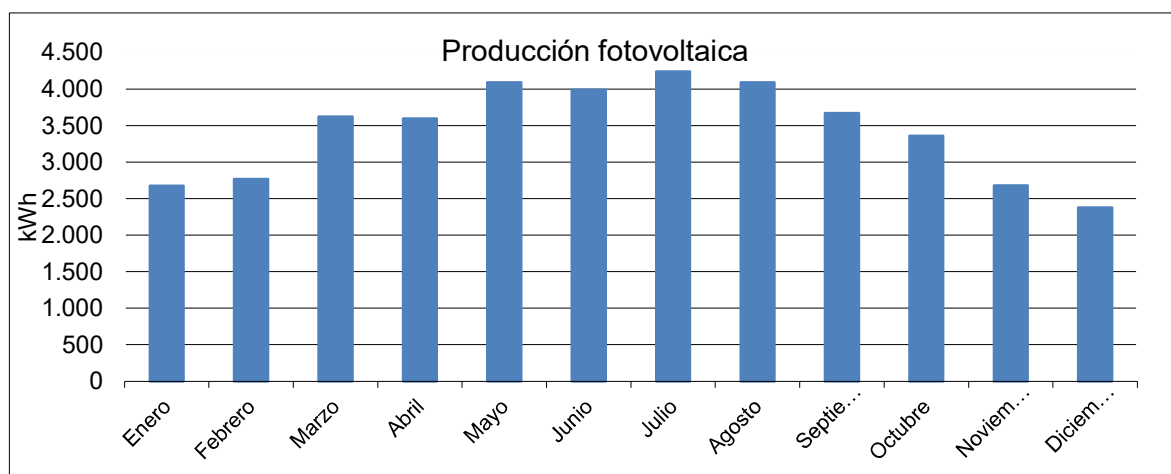
- **Estudio de mercado**

El VAN a los 19 años calculado para la batería de plomo ácido 6 OPZS 300 es de - 2.845,35€, mientras que el VAN de la batería de litio B-BOX 5.0 es de 450,72€ a los 19 años. Por lo que el uso de baterías comerciales de litio es más adecuado para una instalación de autoconsumo.

- **Energía producida**

La producción anual del generador fotovoltaico estimada es de 41.155 kWh, con una producción máxima de 4.242 kWh en el mes de Julio y una producción mínima de 2.375 kWh en el mes de Diciembre.

Esta producción supone un 62,5% de los 65.825,7 kWh que consume el colegio Mulhacén anualmente. Los excedentes de la generación se verterán a la red.



Producción de energía estimada anualmente

- **Ahorro**

El ahorro económico que se generará anualmente será de 8.395,62 € lo que supondrá, idealmente, un ahorro de 209.890,5 € en los 25 años de vida útil estimados para la instalación, sin aplicar ninguna tasa de descuento.

El cálculo del ahorro anual se recoge a continuación.

	Nº días	Producción [kWh/mes]	Ahorro [€]
Enero	31	2.677,00	546,11
Febrero	28	2.767,00	564,47
Marzo	31	3.622,00	738,89
Abril	30	3.597,00	733,79
Mayo	31	4.089,00	834,16
Junio	30	3.989,00	813,76
Julio	31	4.242,00	865,37
Agosto	31	4.092,00	834,77
Septiembre	30	3.668,00	748,27

Octubre	31	3.357,00	684,83
Noviembre	30	2.681,00	546,92
Diciembre	31	2.375,00	484,50
Anual	365	41.155,00	8.395,62

Ahorro anual generado por la instalación

- **Rentabilidad**

El proyecto presenta un VAN (tasa de descuento del 4,5% e inversión anual de 118.102,3€) a los 25 años de 10.951,5€, resultando rentable la instalación a lo largo de toda su vida útil.

5. Conclusiones

- Del estudio de mercado de las baterías de acumulación eléctrica se puede concluir que la tecnología líder es el ion litio, con un VAN significativamente mejor que otras tecnologías establecidas en el mercado, mientras que el potencial de la pila de hidrógeno es muy alto aún no está lista para introducirse al mercado mayorista de manera competente.
- La instalación de autoconsumo diseñada en este proyecto presenta un VAN a los 25 años de 10.951,5€. Pese a ser una instalación rentable a partir del 22º año no presenta la rentabilidad característica de las instalaciones de autoconsumo, que suelen quedar amortizadas a los 8-12 años desde su instalación. Esta diferencia puede deberse a que el sistema de acumulación eléctrica formado por bancos de baterías de litio otorga a la instalación una mayor autonomía y una mejor independencia eléctrica, pero el elevado coste de estos equipos (63.700€) compromete la rentabilidad de la instalación pues supone un 54% del total del presupuesto del proyecto.

Por lo tanto, dada la posibilidad de realizar una instalación de autoconsumo conectada a la red, sin necesidad de acumular los excedentes de energía para aprovecharlos en los valles de generación eléctrica, resulta más conveniente para el proyecto.

STORAGE IN ELECTRICAL SELF-CONSUMPTION. MARKET STUDY OF TECHNOLOGIES FOR ELECTRIC STORAGE BATTERIES. RENEWABLE ENERGY AND ENERGY STORAGE PROJECT TO SAVE CONSUMPTION IN ELECTRICITY CONSUMPTION IN AN EDUCATIONAL CENTER.

Author: Rodríguez Ballesteros, Sergio.

Supervisor: Mata García, Luís Javier.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project assesses the best viable technical solution for the improvement of the energy supply in the selected educational center, with special emphasis on using the most appropriate electrical storage technology.

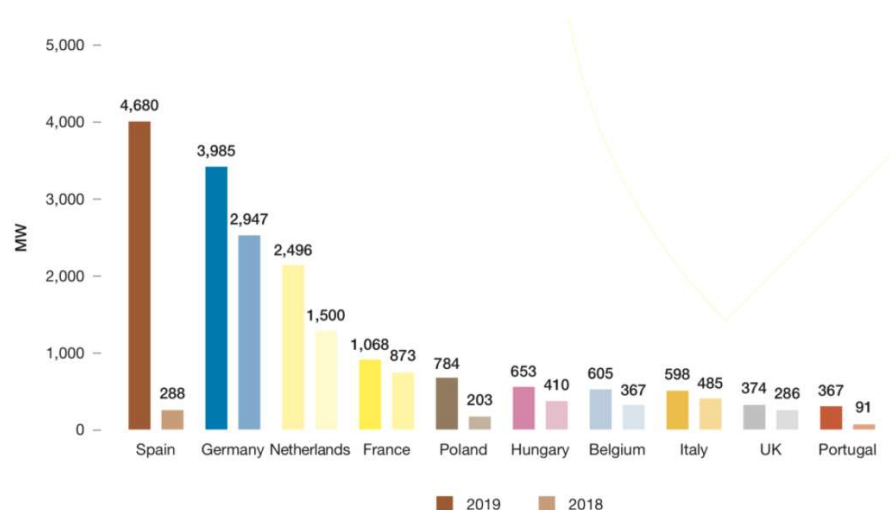
Keywords: Electric storage, Photovoltaic, Wind, Electric batteries, Renewables.

1. Introduction

With the increasingly noticeable manifestation of the effects that climate change can have on the planet, the transition to cleaner and more sustainable energy becomes very important.

Spain is a privileged country in terms of renewable potential, being the European country with the most hours of sunshine per year (2800 hours) and the best distribution of these during a terrestrial cycle. In addition, it is one of the benchmarks in world wind energy installation with up to 24% of wind power installed in the energy mix.

After the stagnation in the installation of new photovoltaic power between 2008 and 2018, it seems that the photovoltaic sector is consolidated in recent years, leading the installed photovoltaic capacity in the European Union in 2019.



Growth in installed photovoltaic capacity between 2018 and 2019 in the EU.

Electric storage systems provide the opportunity to accumulate the renewable energy surplus generated to be used in the valleys of this power generation. Renewable generation technologies such as photovoltaics or wind power can be greatly favored by

these systems, especially in installations isolated from a robust electricity distribution network.

2. Project definition

The project has been carried out in the Mulhacén school located in the municipality of Maracena in the province of Granada. For the center has been designed a self-consumption facility consisting of a photovoltaic generator of 28.8 kWp installed connected to the electricity grid and an electrical storage system, consisting of lithium batteries and charged by a micro-wind, which will replace photovoltaic generation for three days.

The choice of electric storage batteries has been made focusing on the most prepared and competent technology in this sector, after carrying out a market study.

In consideration, the province of Granada has great potential in renewable generation, especially in photovoltaic and wind energy, with a predominantly dry climate all year round. It has also been considered the useful life of the installation in about 25 years, as well as the low operating costs, the reduction in the electricity consumption of the center that will allow savings both economically and in the emission of greenhouse gases derived from the production of electricity.

3. Installation description

The gutter installation has two distinct parts:

- **Photovoltaic generator**

The installation of photovoltaic generation will be connected to the electricity grid with spillage of surpluses received to compensation by the distribution company. The installed capacity in the photovoltaic installation is 28.8 kWp and has the following components:

- Modules: 72 modules 400 Wp each will be installed, ESPSC 400M solar panel distributed in six parallels of twelve modules in series each. The modules will be oriented south with an inclination of 30° and the parallel modules will keep a separation distance of 1.3m from each other.
- Inverter: the INGECON SUN 25 inverter of 25kW rated power will be installed under the central inverter scheme.
- Protections: protections will be installed against direct and indirect contacts, short circuits and shunts in DC, surges and subtransients, overfrequency and subfrequencies. The laying of earth will be done by buried pikes joined by buried conductor and the electrode will have a resistance of xxx.
- Wiring: the conductors used in the wiring will be copper whose section meets with full guarantees the criteria of maximum permissible intensity and voltage drop, as well as the corresponding UNE standards.

- Support structure: the chosen support structures will allow the tilt of the modules and their corresponding orientation according to the established design.
- **Elective energy accumulation system**

The electrical accumulation system will be carried out by installing banks of lithium batteries that will be charged through a micro-obolic. This installation will guarantee the supply of electricity corresponding to three days of photovoltaic generation, and has the following components:

- Batteries: 7 lithium battery batteries 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0 will be installed distributed in two banks of batteries connected in parallel.
- Charge regulator: two MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON charge regulators will be used each connected to one of the battery banks.
- Air engineers: four Air 40 Land air engineers from the manufacturer primuswindpower will be installed connected in series two to two each of these series will charge a battery bank.
- Wiring: the conductors used in the wiring will be copper whose section meets with full guarantees the criteria of maximum permissible intensity and voltage drop, as well as the corresponding UNE standards.

4. Results

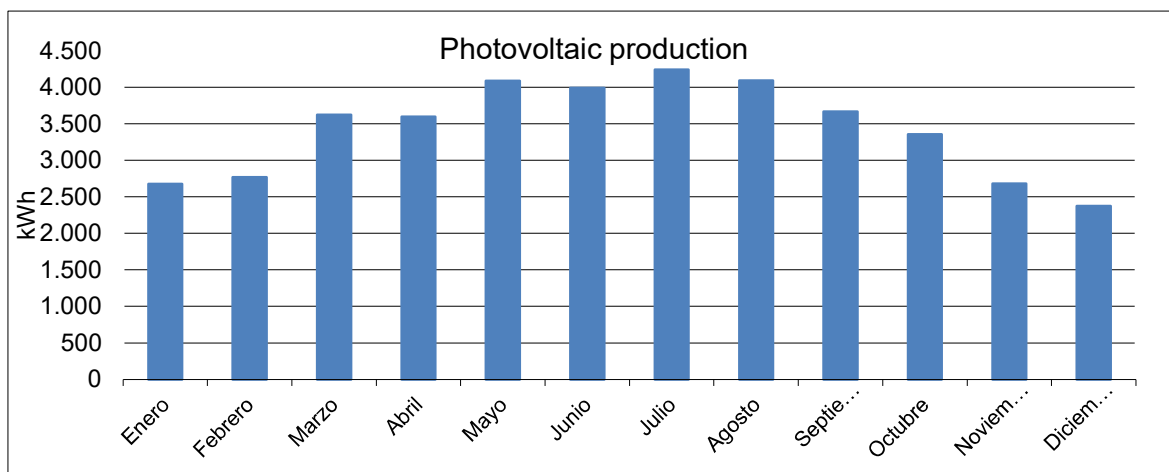
- **Market research**

The NPV at age 19 calculated for the lead acid battery 6 OPZS 300 is €-2,845.35, while the NPV of the B-BOX 5.0 lithium battery is €450.72 at age 19. So, the use of commercial lithium batteries is more suitable for a self-consumption installation.

- **Energy produced**

The estimated annual production of the photovoltaic generator is 41,155 kWh, with a maximum production of 4,242 kWh in July and a minimum production of 2,375 kWh in December.

This production represents 62.5% of the 65.825.7 kWh consumed by the Mulhacén school annually. Surplus generation will be poured into the network.



Estimated annual energy production

- **Saving**

The economic savings that will be generated annually will be € 8,395.62 which will mean, ideally, a saving of € 209,890.5 in the 25 years of useful life estimated for the installation, without applying any discount rate.

The calculation of the annual savings is set out below.

	Nº days	Production [kWh/mes]	Saving [€]
Enero	31	2.677,00	546,11
Febrero	28	2.767,00	564,47
Marzo	31	3.622,00	738,89
Abril	30	3.597,00	733,79
Mayo	31	4.089,00	834,16
Junio	30	3.989,00	813,76
Julio	31	4.242,00	865,37
Agosto	31	4.092,00	834,77
Septiembre	30	3.668,00	748,27
Octubre	31	3.357,00	684,83
Noviembre	30	2.681,00	546,92
Diciembre	31	2.375,00	484,50
Annual	365	41.155,00	8.395,62

Annual savings generated by the installation

- **Profitability**

The project presents a NPV (discount rate of 4.5% and annual investment of € 118,102.3) at 25 years of € 10,951.5, making the installation profitable throughout its useful life.

5. Conclusions

- From the market study of electric accumulation batteries it can be concluded that the leading technology is the lithium ion, with a significantly better NPV than other technologies established on the market, while the potential of the hydrogen battery is high and is not yet ready to enter the wholesale market competently.
- The self-consumption facility designed in this project has a 25-year-old NPV of €10,951.5. Despite being a profitable installation from the 22nd year does not present the characteristic profitability of self-consumption facilities, which are usually amortized 8-12 years after installation. This difference may be due to the fact that the electrical accumulation system formed by banks of lithium batteries gives the installation greater autonomy and better electrical independence, but the high cost of this equipment (€ 63,700) compromises the profitability of the foot installation represents 54% of the total budget of the project.

Índice General

Memoria 13

Introducción	13
<i>Estado de la cuestión</i>	13
<i>Motivación y objetivos del proyecto</i>	18
<i>Autoconsumo basado en energías renovables</i>	19
Sistemas aislados o en isla	21
Sistemas conectados a la red eléctrica.....	24
Regulación	25
<i>Energía solar fotovoltaica</i>	30
Radiación solar.....	32
Irradiancia solar.....	32
Irradiación solar.....	33
Componentes de una instalación solar fotovoltaica	34
Módulos o paneles fotovoltaicos	34
Estructuras soporte	39
Baterías.....	40
Inversores de corriente	42
Reguladores de carga.....	44
Energía fotovoltaica en España	46
<i>Energía eólica</i>	48
Velocidad del viento y producción eólica	50
Aerogeneradores eólicos	51
Base o cimentación.....	53
Mástil o torre	55
Góndola	56
Palas, álabes o aspas	57
Energía eólica en España	58
Estudio de mercado de los sistemas de almacenamiento de energía. Baterías eléctricas.	60
<i>Visión general</i>	60
Innovación constante.....	61
<i>Análisis regional</i>	62
<i>Sistemas de almacenamiento de energía en el mercado</i>	63

Baterías de iones de litio	65
Baterías de plomo ácido	66
Baterías de pila de hidrógeno	67
Mercado Actual	68
Mercado futuro	72
Conclusión	75
Diseño de la instalación	76
<i>Emplazamiento</i>	76
Superficie disponible	76
Ubicación y características	81
Datos meteorológicos	81
Temperatura, precipitaciones y humedad	82
Viento	83
Horas de sol	84
Propuestas de configuración	85
Configuración 1	86
Configuración 2	87
Configuración 3	88
Comparativa y configuración final	88
<i>Consumos de energía eléctrica del centro</i>	90
Descripción de las instalaciones	90
Energía eléctrica	91
Energía del autoconsumo fotovoltaico	93
<i>Instalación de autoconsumo</i>	93
Módulos fotovoltaicos	94
Configuración de los módulos	95
Disposición de los módulos	96
Inversor	98
Configuración del inversor	99
Estructura de soporte de los módulos	101
Configuración y orientación	101
Baterías de almacenamiento eléctrico	102
Baterías de litio	102
Capacidad de almacenamiento de las baterías	103
Configuración de la baterías	104
Reguladores de carga	104

Configuración.....	106
Micro Eólica.....	106
Aerogeneradores.....	106
Número de aerogeneradores.....	107
Emplazamiento.....	109
Sistema de monitorización.....	110
<i>Producción estimada.....</i>	<i>111</i>
<i>Pérdidas.....</i>	<i>112</i>
Generación solar fotovoltaica.....	112
Pérdidas por orientación e inclinación.....	113
Pérdidas por proyección de sombras.....	115
<i>Conexión a la red eléctrica.....</i>	<i>118</i>
<i>Cableado y protecciones.....</i>	<i>119</i>
Cableado.....	119
Cableado de corriente continua.....	120
Cableado en corriente alterna.....	126
Protecciones.....	130
Protección contra contactos directos.....	130
Protección contra contactos indirectos.....	131
Protecciones contra cortocircuitos y derivaciones CC.....	131
Protección contra Sobretensiones y Subtensiones.....	132
Protección contra Sobrefrecuencias y Subfrecuencias.....	132
<i>Puesta a tierra.....</i>	<i>133</i>
<i>Mantenimiento.....</i>	<i>134</i>
Mantenimiento Correctivo.....	134
Mantenimiento Preventivo.....	135
Generador fotovoltaico.....	135
Estructuras de soporte.....	136
Circuitos eléctricos.....	137
Inversor.....	137
Baterías.....	138
Aerogeneradores.....	138
Reguladores de carga.....	139
Estudio de viabilidad económica.....	139
<i>Presupuesto.....</i>	<i>139</i>

<i>Ahorro previsto.....</i>	<i>139</i>
Económico	139
Contaminación	141
<i>Gasto de explotación anual.....</i>	<i>141</i>
<i>Rentabilidad</i>	<i>143</i>
VAN.....	143
1.1.1.1 Conclusiones	145
Estudio de seguridad y salud.....	145
Objeto	145
Normativa.....	148
Características de la instalación.....	152
Definiciones.....	153
Medidas	156
Protección.....	156
Prevención.....	159
Emergencia.....	170
Conclusiones	178
Estudio del impacto medio ambiental.....	178
Impacto ambiental de la instalación	179
Localización y área de estudio	179
Características de la instalación	180
Superficie afectadas.....	180
Identificación y valoración del impacto medioambiental.....	180
Emisiones evitadas con el uso de la instalación.....	181
Bibliografía	182
Anexos	184
Anexo I. Alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	184
Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	184
Alineación del proyecto con los ODS	185
ODS 4. Educación de calidad.....	185
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	186
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.....	186
<i>Pliego de Condiciones Técnicas.....</i>	<i>188</i>
Objeto.....	189

Generalidades.....	189
Definiciones	190
<i>Radiación solar</i>	190
<i>Instalación</i>	191
<i>Módulos</i>	192
<i>Integración arquitectónica</i>	193
Diseño	194
<i>Diseño del generador fotovoltaico</i>	194
<i>Diseño del sistema de monitorización</i>	195
<i>Integración arquitectónica</i>	196
Componentes y materiales	196
<i>Generalidades</i>	196
<i>Sistemas generadores fotovoltaicos</i>	197
<i>Estructuras de soporte</i>	199
<i>Inversores</i>	201
<i>Cableado</i>	203
<i>Conexión a red</i>	204
<i>Medidas</i>	204
<i>Protecciones</i>	204
<i>Puesta a tierra</i>	204
<i>Armónicos y compatibilidad electromagnética</i>	205
<i>Medidas de seguridad</i>	205
Recepción y pruebas	206
Requerimientos técnicos del mantenimiento	208
<i>Generalidades</i>	208
<i>Programa de mantenimiento</i>	208
<i>Garantías</i>	209
Cálculo de la producción anual esperada	212
<i>Presupuesto 215</i>	
Recursos	216
<i>Recursos Materiales</i>	216
<i>Recursos Humanos</i>	218
Precios unitarios	219

<i>Recursos Materiales</i>	219
<i>Recursos Humanos</i>	221
Sumas parciales.....	221
<i>Recursos Materiales</i>	221
<i>Recursos Humanos</i>	224
Presupuesto general	225
<i>Planos</i> 226	

Índice de figuras

Figura 1. Tendencia mundial en la capacidad instalada en energía renovables en MW[2].	14
Figura 2. Generación de fuentes renovables en España[2].	16
Figura 3. Capacidad renovable instalada en España en 20190.	17
Figura 4. Electricidad generada per capita en kWh[2].	17
Figura 5. Capacidad instalada neta nueva en España en MW[2].	18
Figura 6. Alianza por el autoconsumo renovable en España0.	21
Figura 7. Autoconsumo renovable en isla.	22
Figura 8. Instalación de Autoconsumo eléctrico aislada de la red0.	23
Figura 9. Autoconsumo fotovoltaico conectado a la red eléctrica.	24
Figura 10. Sistema conectado a la red de distribución eléctrica.	25
Figura 11. Autoconsumo individual.	27
Figura 12. Autoconsumo colectivo.	28
Figura 13. Efecto fotoeléctrico sobre la superficie de un material conductor[8].	30
Figura 14. Efecto fotoeléctrico generador de electricidad.	31
Figura 15. Irradiancia solar terrestre.	33
Figura 16. Irradiación solar en el mundo.	34
Figura 17. Componentes de una célula solar fotovoltaica.	35
Figura 18. Célula fotovoltaica de silicio monocristalino.	36
Figura 19. Módulo fotovoltaico de silicio policristalino.	37
Figura 20. Módulo solar fotovoltaico de silicio amorfo.	38
Figura 21. Estructura solar coplanar.	40
Figura 22. Estructura solar regulable.	40
Figura 23. Conexión de baterías en serie.	41
Figura 24. Conexión de baterías en paralelo.	42
Figura 25. Comparativa de ondas.	43
Figura 26. Esquema de conexión con configuración de inversor central.	44
Figura 27. Esquema de conexión de un regulador de carga.	44

Figura 28. Crecimiento en la capacidad fotovoltaica instalada entre 2018 y 2019 en UE[9].	46
Figura 29. Producción fotovoltaica estimada desde 2007 hasta el 2020 en España.....	48
Figura 30. Barco y molinos movidos por el viento.	49
Figura 31. Agrupación de aerogeneradores formando un parque eólico.....	51
Figura 32. Turbinas eólicas de eje horizontal.....	52
Figura 33. Turbina eólica de eje vertical.	52
Figura 34. Partes de un aerogenerador[11].....	53
Figura 35. Preparado de cimentación para un aerogenerador en tierra.	54
Figura 36. Tipos de bases para aerogeneradores eólicos marinos.....	54
Figura 37. Instalación de la torre de un aerogenerador.	56
Figura 38. Componentes de la góndola de un aerogenerador.....	57
Figura 39. Pala de un aerogenerador.	57
Figura 40. Forma del álabes de una turbina eólica.....	58
Figura 41. Crecimiento en el almacenamiento de energía eléctrica para 2030.	60
Figura 42. Evolución de los costes de las baterías de litio[18].....	62
Figura 43. Esquema fundamental de una batería[15].	64
Figura 44. Formación del ion litio[15].	65
Figura 45. Esquema de una batería de plomo ácido.....	66
Figura 46. Esquema de una pila de combustible de hidrógeno[19].....	67
Figura 47. Tamaño del mercado anual de las baterías de litio[18].....	72
Figura 48. Precio del hidrógeno función del potencial renovable[16].	74
Figura 49. Coste de propiedad por combustible y autonomía[16].	75
Figura 50. Distancia entre cubiertas[20].....	77
Figura 51. Cubierta del pabellón [20].....	78
Figura 52. Superficie disponible en el faldón izquierdo de la cubierta del pabellón[20]....	79
Figura 53. Superficie disponible en el faldón derecho de la cubierta del pabellón[20].	80
Figura 54. Superficie disponible sobre uno de los faldones de la cubierta del comedor. ...	81
Figura 55. Climograma de Granada[21].....	82
Figura 56. Velocidad de viento en Granda entre Enero del 2000 y Enero del 2021.	83

Figura 57. Dirección del viento en Granada entre Enero del 2000 y Enero del 2021.....	84
Figura 58. Horas de sol en Granada.	85
Figura 59. Cálculos de la orientación de la fachada del pabellón[20].....	86
Figura 60. Energía producida en la configuración 1 por cada kWp instalado.....	87
Figura 61. Energía producida en la configuración 2 por cada kWp instalado.....	88
Figura 62. Energía producida en la configuración 3 por cada kWp instalado.....	88
Figura 63. Comparativa de la producción de energía por kWp instalado para cada configuración.	89
Figura 64. Emplazamiento del Colegio Mulhacén[20].	90
Figura 65. Consumo eléctrico.....	92
Figura 66. Módulo inclinado 30°.....	96
Figura 67. Esquema para el cálculo de la distancia entre ramales en paralelo.....	96
Figura 68. Inversor INGECON SUN 25.	98
Figura 69. Esquema de configuración con inversor central.	100
Figura 70. Estructura de perfil CVE 9154 XL inclinada.....	101
Figura 71. Conexión de baterías en paralelo.	104
Figura 72. Regulador de carga MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.....	105
Figura 73. Esquema de conexión del regulador de carga.	106
Figura 74. Aerogenerador Air 40 Land.	107
Figura 75. Curva de producción energética del aerogenerador Air 40 Land.	108
Figura 76. Producción energética del aerogenerador Air 40 Land estimada mensual.	109
Figura 77. Disposición de los aerogeneradores sobre la cubierta del comedor.....	110
Figura 78. Producción estimada anual del generador fotovoltaico	111
Figura 79. Esquema descriptivo para los ángulos de azimut e inclinación.	114
Figura 80. Esquema para la estimación de los ángulos de inclinación límites según el ángulo azimut.	114
Figura 81. Esquema comparativo de obstáculos en la trayectoria solar en la península...	116
Figura 82. Esquema TT para la puesta a tierra.	133
Figura 83. Localización y ámbito de estudio medioambiental.....	179
Figura 84. Objetivos de desarrollo sostenible.	184

Figura 85. Objetivo de desarrollo sostenible 4, Educación de calidad.....	185
Figura 86. Objetivo de desarrollo sostenible 7, Energía asequible y no contaminante.....	186
Figura 87. Objetivo de desarrollo sostenible 11, Ciudades y comunidades sostenibles. ..	187

Índice de tablas

Tabla 1. Instalación de autoconsumo sin excedentes.	29
Tabla 2. Instalación de autoconsumo con excedentes.	29
Tabla 3. Capacidad eólica en las CCAA en 2020[12].	59
Tabla 4. Tipos de pilas de combustible[19].	68
Tabla 5. Comparativa de características de batería 6 POZS 300 y batería B-Box 5.0.	69
Tabla 6. Cálculo del VAN de la batería 6 POZS 300.	71
Tabla 7. Cálculo del VAN de la batería B-BOX 5.0.	72
Tabla 8. Climatología anual en Granada[21].	83
Tabla 9. Especificaciones eléctricas del módulo ESPSC 400M.	94
Tabla 10. Características mecánicas del módulo ESPSC 400M.	95
Tabla 11. Condiciones de trabajo del módulo ESPSC 400M.	95
Tabla 12. Coeficientes de temperatura del módulo ESPSC 400M.	95
Tabla 13. Valores del factor k para el cálculo en la disposición de los módulos fotovoltaicos.	97
Tabla 14. Propiedades eléctricas en DC del inversor INGECON SUN 25.	99
Tabla 15. Propiedades eléctricas en AC del inversor INGECON SUN 25.	99
Tabla 16. Especificaciones eléctricas de la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0.	102
Tabla 17. Características mecánicas de la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0.	103
Tabla 18. Especificaciones eléctricas del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.	106
Tabla 19. Características mecánicas del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.	106
Tabla 20. Especificaciones técnicas del aerogenerador Air 40 Land.	107
Tabla 21. Tabla 4.1 del PCT del IDEA.	113

Tabla 22. Tabla comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol	117
Tabla 23. Características del tramo de cableado en CC de la fotovoltaica.	120
Tabla 24. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua.....	120
Tabla 25. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua	121
Tabla 26. Características del tramo de cableado en CC de la micro eólica.....	122
Tabla 27. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua de la micro eólica. ...	122
Tabla 28. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua de la micro eólica.....	123
Tabla 29. Características del tramo de cableado en CC de las baterías.....	124
Tabla 30. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua de las baterías.	124
Tabla 31. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua	125
Tabla 32. Tabla A.52 1bis de la ITC BT 19 para el cálculo del cableado de alterna del primer tramo.....	127
Tabla 33. Tabla A.52 1bis de la ITC BT 19 para el cálculo del cableado de alterna del primer tramo.....	129
Tabla 34. Caída de tensión en alterna.....	130
Tabla 35. Matriz de impactos[25].	181

MEMORIA

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto pretende estudiar y analizar las diversas opciones disponibles hoy en día para el almacenamiento de energía eléctrica en el mercado, así como contribuir a la disminución de los consumos eléctricos en un centro de enseñanza educativo para el que se diseñará una instalación de autoconsumo con energía solar fotovoltaica y una pequeña instalación eólica destinada a la carga del sistema de almacenamiento de la energía con baterías de acumulación eléctrica.

ESTADO DE LA CUESTIÓN

Conservar el planeta en el que vivimos, legarlo a las generaciones futuras y conseguir un acceso universal a la energía son los principales objetivos que persigue el la implantación de energías de origen renovable en el sector de la generación eléctrica.

Las fuentes de energía renovables, energías limpias e inagotables, son aquellas que utilizan el sol, el agua(salada o dulce), la biomasa(vegetal o animal) o el viento. Actualmente se encuentra en creciendo la competitividad de los distintos sectores que hacen uso de ellas.

La principal diferencia que presentan frente a las fuentes de generación tradicionales, como pueden ser los combustibles fósiles, es su abundancia y diversidad, además pueden ser aprovechadas en prácticamente cualquier lugar del globo terráqueo. Por si fuera poco, no generan gases de efecto invernadero o emiten gases contaminantes. La tendencia del mercado y el desarrollo de la industria de las renovables es una evolución a la baja en el tiempo con respecto a los costes derivados del empleo de las renovable, mientras que las fuentes tradicionales de generación como los combustibles fósiles evolucionan con una tendencia en costes al alza. Por descontado también habría que tener en cuenta el carácter finito de estas fuentes de generación de energía, al margen de las ventajas que tiene el uso

de fuentes renovables la transición hacia un mix energético con menor presencia de combustibles fósiles es necesario, pues no van a durar para siempre.

Las fuentes de generación de energía renovables se encuentran en auge en las últimas décadas debido al aumento de políticas impulsoras de una transición hacia un mix energético sostenible por parte de países y organizaciones como la comunidad económica europea. La maduración de estas tecnologías en el sector energético ha impulsado la instalación de la capacidad renovable instalada en continentes como el asiático.

El crecimiento de la capacidad de generación empleando fuentes de energía renovables a nivel global, de acuerdo con los datos publicados en la agencia internacional de energía renovable, IRENA, se recoge en la siguiente figura.

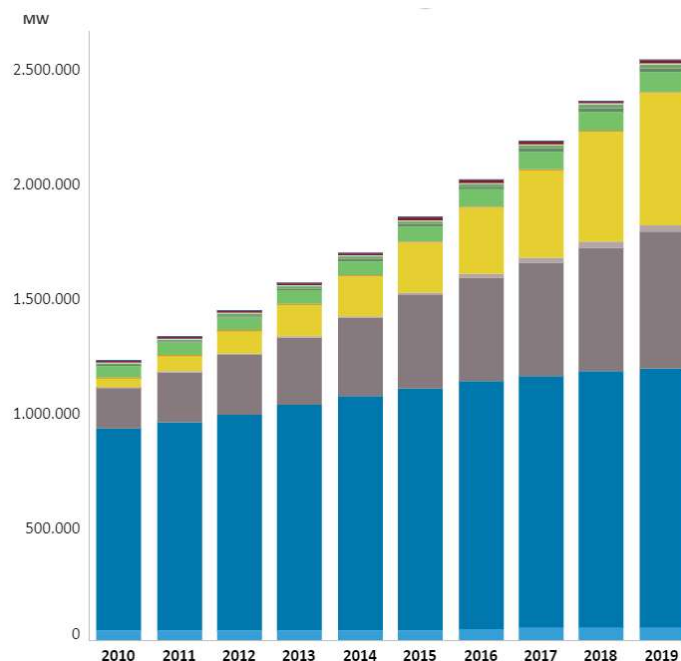


Figura 1. Tendencia mundial en la capacidad instalada en energía renovables en MW[2].

De acuerdo con los datos recogido en la figura anterior, proporcionados por IRENA en 2010 la capacidad de energía hidroeléctrica renovable instalada era de 880.000 GW, la energía eólica onshore presentaba de 178.000 GW instalados, mientras que la capacidad instalada de fotovoltaica a nivel global era tan solo de 40.000 GW y la energía procedente de la

biomasa tan solo presentaba 47.600 GW instalados en todo el mundo. Nueve años después en 2019 la capacidad de energía hidroeléctrica renovable instalada era de 1.130.600 GW, la energía eólica onshore presentaba 594.200 GW instalados, mientras que la capacidad instalada de fotovoltaica a nivel global era de solo de 578.500 GW y la energía procedente de la biomasa tan solo presentaba 86.000 GW instalados en todo el mundo. Se observa pues un crecimiento significativo de la capacidad global instalada de fuentes de generación renovables en el transcurso de esos nueve años. El crecimiento más notable ha sido el correspondiente a la energía solar fotovoltaica con un 1400% seguido por el crecimiento de la energía eólica onshore que ha presentado un crecimiento global del 330%. Fuente de generación renovables como la geotérmica, la biomasa o la energía extraída del mar presentan un crecimiento a nivel mundial mucho menos pronunciado.

El crecimiento de las renovables continua año a año, en 2020 la capacidad renovable instalada aumento un 7,6% y se añadieron 176.000GW totales. Con Asia a la cabeza del crecimiento en renovables habiéndose instalado en el continente asiático el 54% de estos 176.000GW (95.000GW), de acuerdo con las estadísticas de IRENA. La expansión renovable representó el 72% de la expansión energética mundial den 2020.

Fruto de la crisis sanitaria en la que el mundo se vio inmerso en 2020, la instalación de fuentes renovables sufrió una desaceleración, aunque siguió por encima del de los combustibles fósiles como es costumbre desde 2012. Las energías renovables dominantes dentro de este crecimiento generalizado son la solar y la eólica que ocuparon el 90% de la energía renovable instalada total en 2019.

Pese a que el aumento de la capacidad renovable representó en 2019 el 70% de la expansión en la capacidad energética instalada a nivel global en continentes como el africano o en oriente medio tan solo representó el 52% y 26% de la expansión en la capacidad instalada respectivamente. Pese a que la trayectoria que sigue la instalación de fuentes renovables es positiva aún queda y se requiere de un esfuerzo global para lograr un desarrollo sostenible, una reducción en los problemas climatológicos que esto crea y una accesibilidad global a la energía.

El año 2019 ha sido el segundo año más cálido registrado en la historia. En los últimos cinco años la temperatura media ha crecido más de un grado de acuerdo con el servicio de cambio climático de Copernicus. Además, en 2018 más de 860 millones de personas en todo el mundo siguen sin tener acceso a la energía eléctrica. Aún queda un largo camino por recorrer para alcanzar unos de los principales objetivos fijados en el acuerdo de París en 2015 por las Naciones Unidas y el tiempo se agota, pues se fijó como objetivo el año 2030.

Según datos y estimaciones del IRENA para alcanzar los objetivos del acuerdo de París será necesario aumentar la capacidad de renovables instalada hasta en un 200% para llevarla al 57% de la capacidad total instalada mundialmente para 2030. Para ello se necesitaría invertir unos 750 millones en renovables anualmente.

La actualidad presenta un horizonte político y regulatorio favorable tras la COP21 y las decisiones que se acordaron en materia de energías renovables.

En España el sector renovable y concretamente el solar y eólico también se encuentra en auge. En 2019 se instalaron en el país más de 35GW solares y eólicos, unos 4,7GW más que en 2018, lo que presenta un crecimiento del 15% y rompe el estancamiento que presentaba el sector en España en los pasados años.

El estancamiento en la capacidad renovable instalada en España mencionado anteriormente se puede observar en la figura elaborada por IRENA que se muestra a continuación.



Figura 2. Generación de fuentes renovables en España[2].

La influencia de las regulaciones y políticas nacionales afecta de manera muy significativa al sector de las energía renovables. En la actualidad nos movemos en un marco regulatorio favorable desde mediados de 2019 con el cambio en la regulación.

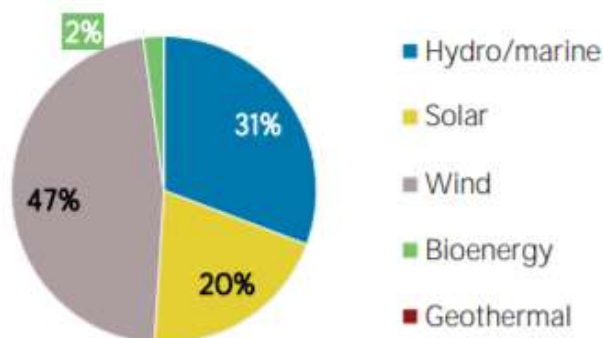


Figura 3. Capacidad renovable instalada en España en 2019[2].

La instalación de energía eólica aumento un 3% en 2019 y 9,5% respecto a 2018. Por su parte la instalación fotovoltaica hasta un 53% en 2019.

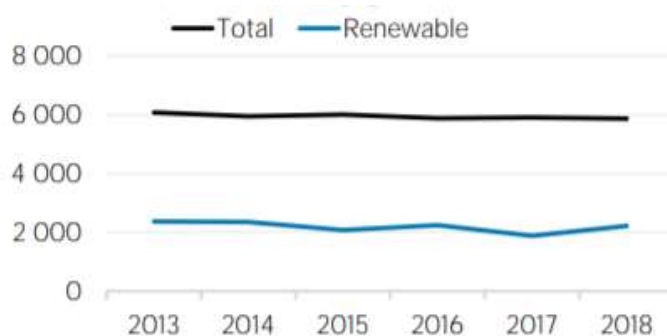


Figura 4. Electricidad generada per capita en kWh[2].

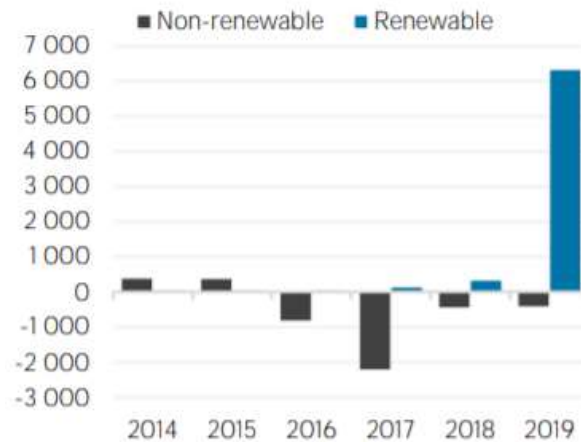


Figura 5. Capacidad instalada neta nueva en España en MW[2].

En los últimos años el sector renovable en España se encontraba en un punto ,muerto, así como el crecimiento de la capacidad de generación instalada en el país. Pero el cambio en el marco regulatorio renovable de 2019 ha hecho resurgir el sector.

Para 2021 se prevé un aumento de la capacidad eólica instalada en 4,3GW llegando a los 30GW instalados en todo el país, también se prevé un aumento de la capacidad fotovoltaica instalada en 4,3GW llegando a los 11,5GW instalados en el país.

Esto supondría un aumento del 25% de la capacidad instalada total eólica y fotovoltaica respecto a la de 2019 pudiendo alcanzar hasta un 44GW para finales de 2021.

Pese a la incidencia que El Covid ha tenido en las perspectivas de crecimiento para la energía eólica y solar. En el marco europeo se espera que este año el mercado crezca dentro del 8-13%, de aumento de capacidad, recogido por el informe sobre las perspectivas en el mundo energético del banco holandés ING.

MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

Uno de los gastos más elevados que presenta un centro destinado a la educación es la factura eléctrica. Reducir dichos costes puede favorecer la destinación de fondos a otras tareas que permitan una mejora significativa tanto de la educación ofrecida como de la variedad de las

asignaturas o cursos. Además, en la educación de la nuevas generaciones es conveniente y necesario predicar con el ejemplo. Comenzar una transición hacia una obtención y uso más limpio de la energía es el primer paso para formar a las nuevas generaciones en la más que necesaria sostenibilidad.

Por consiguiente, este proyecto pretende, motivado e impulsado por la tendencia global en el aumento de la utilización de las energías renovables para la generación de energía, contribuir a la reducción de los consumos energéticos en un centro educativo para proporcionar un acceso a la energía limpia a sus usuarios, así como proporcionar un ahorro económico al centro que le permita destinar parte de esos recursos ahorrados en mejorar la calidad de la educación impartida en el centro.

Se pretende, por tanto, diseñar en el centro una instalación de autoconsumo con paneles fotovoltaicos y una pequeña eólica destinada al abastecimiento del sistema de almacenamiento de la energía eléctrica mediante baterías. A su vez se realizará un estudio de mercado de las actuales tecnologías disponibles para el almacenamiento eléctrico mediante baterías de acumulación.

El proyecto valorará la viabilidad técnica y económica de la solución de autogeneración que mejorará la eficiencia energética en el centro educativo.

AUTOCONSUMO BASADO EN ENERGÍAS RENOVABLES

El autoconsumo de energía eléctrica es por definición de la asociación de empresas de energías renovables, la APPA, un esquema de generación en el que se produce la energía eléctrica en el mismo punto o en un punto muy cercano al punto de consumo[4].

El autoconsumo puede dotar a los usuarios de un ahorro en su factura de la electricidad mientras favorecen la transición energética y se mantienen batallando contra el cambio climático. Por tanto, a través de una instalación de autoconsumo renovable, principalmente

eólica, biomasa, solar fotovoltaica o minihidráulica, el propio usuario/consumidor puede generar y consumir “su propia electricidad”.

El autoconsumo de energía eléctrica haciendo uso de fuentes renovables presenta un gran abanico de beneficios como:

1. Es respetuoso con el medio ambiente. Reduce las emisiones de los gases de efecto invernadero, colabora con una transición hacia una generación energética más limpia.
2. Es beneficioso para el consumidor de energía propio y general. Contribuye en la reducción del precio de la energía eléctrica, disminuyendo la factura de la luz del consumidor general.
3. Es solidario con nuestro país, España. Puede ser la vía para reducir tanto la importación de combustibles fósiles como la dependencia en materia energética que presenta el país. Además, puede erigirse como la solución para equilibrar la balanza comercial de la energía.
4. Fomenta el desarrollo y la innovación. El desarrollo del sector se encuentra en auge, con la entrada de una gran cantidad de empresas de nueva creación en particular centradas en la energía solar fotovoltaica. Además, genera una gran competitividad en el sector eléctrico aumentando la flexibilidad y derivando en una reducción final de los precios de la energía.
5. Aumenta la generación de empleo tanto directo como indirecto en clave local y cualificada, suponiendo un impulso clave en las economías locales.
6. Reduce las pérdidas dentro del sistema de transporte y distribución de la energía, pues la instalación generadora se encuentra mucho más cerca que de la manera tradicional.
7. Apoya el mantenimiento del sistema mientras promueve la lucha contra la pobreza energética permitiendo un acceso a la energía eléctrica para los grupos sociales más vulnerables.

Multitud de organizaciones apoyan el autoconsumo renovables en nuestro país, considerando esta modalidad de generación de energía eléctrica con un elevado potencial de

recursos disponibles gracias a la envidiable situación geográfica de la península ibérica y las islas baleares y canarias y una posición ideal para el desarrollo del sector.

La alianza por el autoconsumo renovable en nuestro país la componen las siguientes organizaciones.



Figura 6. Alianza por el autoconsumo renovable en España[5].

Sistemas aislados o en isla

Los sistemas aislados de la red eléctrica de distribución ,también conocidos como instalaciones de autoconsumo en isla, son necesarios para viviendas o industrias en las que por razones geográficas o poblacionales se encuentran en puntos de difícil acceso o completamente aislado de la red eléctrica.

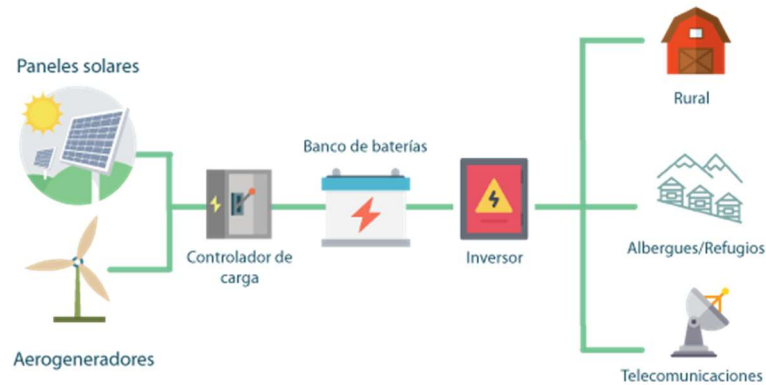


Figura 7. Autoconsumo renovable en isla.

Estas instalaciones de autoconsumo renovable aisladas de la red permiten al usuario disponer de suministro eléctrico estando desconectado de la red de distribución siendo completamente autosuficiente. Existen distintos motivos para realizar una instalación de autoconsumo aislada de la red:

1. Imposibilidad de acceder a la red eléctrica. Esta situación suele producirse en zonas remotas con una localización geográfica complicada.
2. Imposibilidad de establecer conexión con la red eléctrica derivada de aspectos técnicos.
3. Por razones ideológicas, como la preservación del medioambiente y la reducción de la producción de gases de efecto invernadero que contribuyan al cambio climático.
4. Beneficios económicos como la reducción en la factura de la electricidad o alguna posible subvención que pueda percibir el usuario.

Los sistemas aislados de la red deben contar con la garantía de seguir disponiendo de energía eléctrica tanto en los valles de la autogeneración como en el pico de los consumos. Por ello deben contar con un sistema de almacenamiento de energía eléctrica que garantice que la instalación de autoconsumo en isla es autosuficiente energéticamente hablando.

Los sistemas de almacenamiento eléctrico están formados por bancos de baterías de acumulación de la energía eléctrica, cuyas tecnologías serán analizadas más adelante en este

proyecto. Estos bancos de baterías permiten acumular el excedente que produce el autogenerador eléctrico y aprovecharlo posteriormente cuando energía producida por la instalación no sea suficiente para abastecer los consumos eléctricos del usuario.

Este tipo de instalaciones presenta algún que otro inconveniente, pues al no encontrarse conectados a la red eléctrica se debe instalar un sistema de almacenamiento eléctrico con baterías que eleva el presupuesto en sí mismo. Para poder cargar estas baterías mientras se abastece la demanda eléctrica del usuario o usuarios se debe tener en cuenta que será necesario instalar una potencia superior a la originalmente dimensionada en el generador de la instalación de autoconsumo. Ambos hechos encarecerán la instalación de autoconsumo. Por contraposición contar con una instalación en isla permite a los usuarios descontar por completo la factura eléctrica y ser completamente autosuficientes manteniéndose al margen de la subida o bajada de los precios de la energía sin sufrir las consecuencias de la veleta política que interviene en la regulación de estos.

Para poder contar con una autosuficiencia energética completa se recomienda que la instalación cuente con un generador eléctrico que pueda hacerse cargo de la generación eléctrica en caso de avería o emergencia.

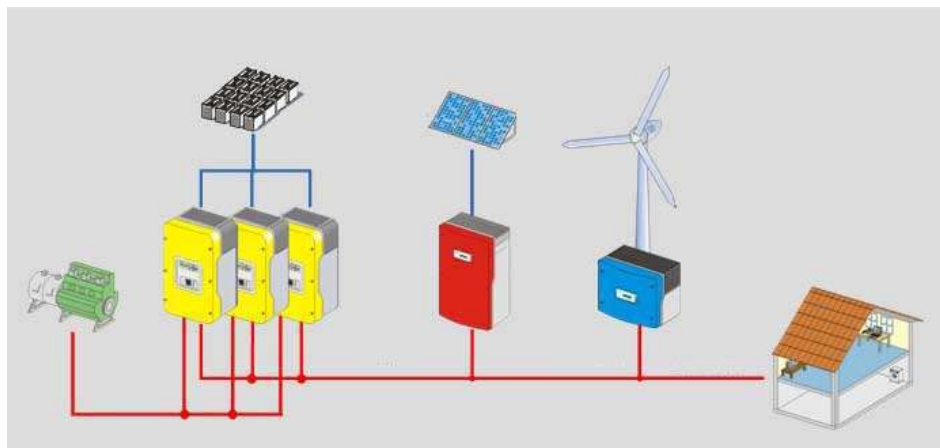


Figura 8. Instalación de Autoconsumo eléctrico aislada de la red[7].

Hoy en día, en nuestro país no es recomendable, si lo que se busca es conseguir un aumento en el ahorro y la rentabilidad, realizar una instalación de autoconsumo renovable aislada de

la red eléctrica por los elevados costes de instalación, aunque puede resultar en una alternativa interesante en los lugares de difícil acceso a la red eléctrica en los que el coste de ampliar dicha red para poder acceder a la electricidad fuera elevado.

Sistemas conectados a la red eléctrica

Los sistemas de autoconsumo renovable conectados a la red eléctrica son aquellos que con independencia de que la instalación de autoconsumo sea para una empresa o una vivienda comparte infraestructura, es decir está conectada a la red eléctrica de distribución.

Este tipo de autoconsumo renovable busca ahorrar lo máximo posible en la factura de la energía eléctrica y poder generar su propia energía limpia y sostenible, por ello no se encuentra aislada de la red.

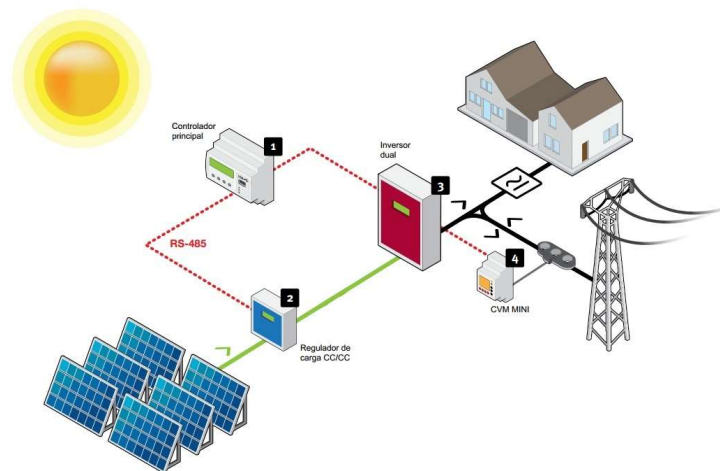


Figura 9. Autoconsumo fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

La energía que produce el generador renovable se consume prioritariamente, de la red de distribución tan solo se consume energía cuando la instalación no es capaz de producir la suficiente energía eléctrica como para abastecer a demanda de los consumos.

Para el trato de los excedentes generados en la instalación existen dos marcos regulatorios: generación con vertido de excedentes a la red y generación sin vertido excedentes a la red. Ambas modalidades se encuentran reguladas a partir del Real Decreto de abril de 2019 y su

tratamiento se recoge más adelante en el trabajo. En el caso de que la instalación de autoconsumo no considere el vertido de excedentes a la red debe garantizarse dicho supuesto instalando un sistema de antivertido.

Los autoconsumos conectados a la red de distribución eléctrica pueden contar con los mismos componentes que los sistemas aislados: Generador eléctrico renovable, sistema de almacenamiento eléctrico y convertidores de corriente continua a corriente alterna.

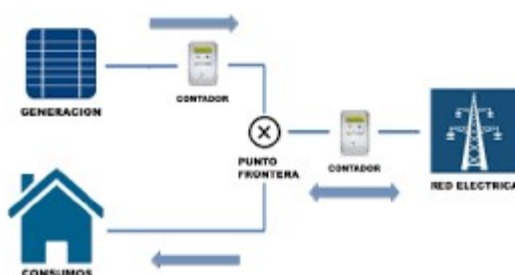


Figura 10. Sistema conectado a la red de distribución eléctrica.

La incorporación de un sistema de almacenamiento eléctrico puede resultar interesante en instalaciones en las que se requiera una mayor independencia de la red. Se podrá prescindir de los generadores de emergencia si la conexión con la red es robusta y fiable.

Regulación

Para entender los contenidos en la regulación actual en materia de autoconsumo renovable, primero se debe conocer lo que significa ser un autoconsumidor. Un autoconsumidor se caracteriza por ser un consumidor habitual de la red de energía eléctrica que comienza a producir parte de esa energía eléctrica que consume por su cuenta, realizando una inversión inicial en la planta generadora renovable en una instalación de su propiedad. También es común encontrar conveniente la instalación de un sistema de acumulación de energía eléctrica para no desperdiciar el excedente producido durante las horas en las que la producción supera al consumo eléctrico.

En España la regulación actual en materia de autoconsumo energético queda recogida en el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril del 2019 para las condiciones administrativas, económicas y técnicas de los autoconsumos de energía eléctrica, las medidas urgentes para la transición energética y la protección de los usuarios consumidores queda recogida en el Real decreto 15/2018 del 5 de octubre de 2018. La mayoría de la normativa establecida en los puntos del Real decreto 900/2015 queda derogada por la actual vigente.

La regulación vigente en España en materia de autoconsumo, Real Decreto 244/2019 y Real Decreto 15/2018, no contempla las instalaciones aisladas de la red, en las que no se contempla establecer la interconexión física con la red de distribución eléctrica ni los grupos de generación destinados a la intervención en casos de emergencia en los que el suministro de energía eléctrica se encuentra interrumpido.

Tipos de autoconsumos que recoge la nueva regulación en el que la generación distribuida maneja un modelo de mercado libre.

1. Autoconsumo sin excedentes: Este tipo de autoconsumo no tiene permitido verter a red su excedente energético. Deberá por lo tanto instalar un sistema de antivertido que garantice que no se produce ningún vertido a la red de distribución. En esta configuración el consumidor deberá ser el titular de la instalación generadora.
2. Autoconsumo con vertido a red de excedentes: Este tipo de autoconsumo si contempla el vertido de excedentes a la red. En función del trato que reciban dichos excedentes la instalación podrá ser:
 - a. **Autoconsumo en corriente alterna acogido a compensación**: Para considerar esta opción deben producirse simultáneamente las siguientes situaciones.
 - i. La potencia generada en la instalación de autoconsumo es menor de 100kW.
 - ii. Realizar un contrato de suministro con los servicios auxiliares de producción.

- iii. Acogerse al autoconsumo con vertido de excedentes en dicho contrato.
 - iv. Que no exista un régimen retributivo específico o adicional.
- b. Autoconsumo en corriente alterna no acogido a compensación:** En caso de no cumplir con los requisitos anteriormente expuestos o de manera voluntaria optar por no acogerse al plan a. Se retribuirán las contraprestaciones económicas que correspondan con la energía excedente vertida de manera horaria.

Las instalaciones de autoconsumo también pueden clasificarse en función del número de consumidores que hacen uso de ella.

1. Individual: solo existe un consumidor asociado al uso de la instalación generadora.

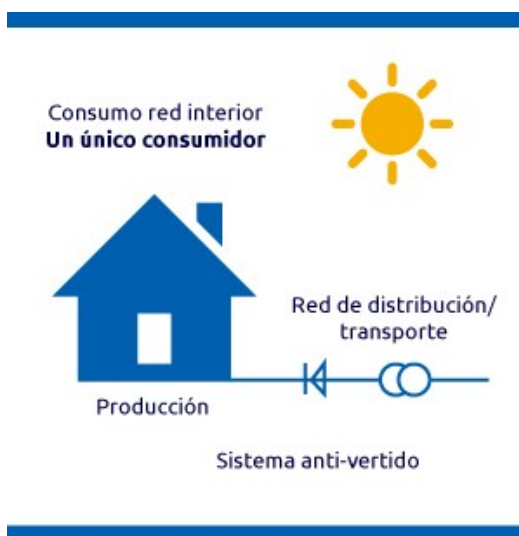


Figura 11. Autoconsumo individual.

2. Colectivo: existen varios consumidores asociados al uso de la instalación generadora. Todos los consumidores de la instalación deberán estar registrados en la misma modalidad de autoconsumo y deben presentar individualmente a la distribuidora o comercializadora el mismo acuerdo firmado por el total de los integrantes. Dicho acuerdo recogerá y explicará los criterios del reparto entre los consumidores registrados.

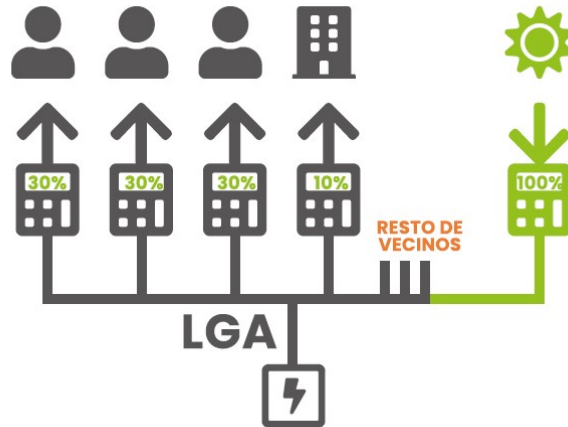


Figura 12. Autoconsumo colectivo.

Las instalaciones de autoconsumo también deben definirse como instalaciones conectadas a través de red o red interior.

1. Instalaciones de producción asociadas y próximas a las de consumo: este tipo de instalación permite la modalidad individual o colectiva.
 - a. Conectadas a la red interior de los consumidores o unidad a través de líneas directas. Este tipo conforma una instalación próxima a la red interior.
 - b. Conectadas a la red de baja tensión derivada directamente del centro de transformación. Este tipo conforma una instalación próxima a través de la red.
 - c. Tanto la generación como los consumos se encuentran conectados a una distancia menor de 500m y en baja tensión. Este tipo conforma una instalación próxima a través de la red.
 - d. Tanto la generación como los consumos se encuentran ubicados en la misma referencia catastral basándose en sus primeros 14 dígitos. Este tipo conforma una instalación próxima a través de la red.

A continuación, se presenta en tablas elaboradas por la Federación nacional de empresas de Instalaciones de España, FENTE, un resumen de los tipos y características de las instalaciones de autoconsumo contempladas en la regulación.

	SIN EXCEDENTES	
	INDIVIDUAL	COLECTIVO
POSIBILIDAD DE COMPENSACIÓN	NO	P $\leq$ 100 kW
LÍMITE DE POTENCIA	Sin límite	Sin límite
TIPO DE CONEXIÓN	a través de red interior	a través de red interior
MECANISMO ANTIVERTIDO	Si	Si
SUJETOS DEL SISTEMA	Consumidor	Consumidor/es
PROPIEDAD INSTALACIONES	consumidor $\neq$ o = propietario instalación	Consumidor/es $\neq$ o = propietario/s
TITULARIDAD INSTALACIONES	Consumidor, tanto del punto de suministro como de la instalación de generación	Titularidad inst. de generación y mecanismo antivertido compartida por los consumidores
AVALES	No	No
REGISTRO INST. PRODUCCIÓN	No	No
REGISTRO AUTOCONSUMO	Si (hasta 100 kW inscripción de oficio por la CC.AA)	Si (hasta 100 kW inscripción de oficio por la CC.AA) por cada consumidor
VALORACIÓN EXCEDENTES	No	No
ACUMULACIÓN	Si	Si

Tabla 1. Instalación de autoconsumo sin excedentes.

	CON EXCEDENTES			
	INDIVIDUAL		COLECTIVO	
	ACOGIDO A COMPENSACIÓN	NO ACOGIDO A COMPENSACIÓN	ACOGIDO A COMPENSACIÓN	NO ACOGIDO A COMPENSACIÓN
LÍMITE DE POTENCIA	100 kW	No	100 kW	No
TIPO DE CONEXIÓN	a través de red interior	red interior/a través de red	a través de red interior	red interior/a través de red
MECANISMO ANTIVERTIDO	No	No	No	No
SUJETOS DEL SISTEMA	Consumidor	Consumidor y productor	Consumidor/es	Consumidor/es y productor/es
PROPIEDAD INSTALACIONES	consumidor $\neq$ o = propietario instalación	consumidor $\neq$ o = propietario instalación	consumidor $\neq$ o = propietario instalación	consumidor $\neq$ o = propietario instalación
TITULARIDAD INSTALACIONES	Titularidad del consumidor, en su caso, de los servicios auxiliares de producción	Titularidad del consumidor, $\neq$ o = servicios auxiliares de producción**	Titularidad de los consumidores, en su caso, de los servicios auxiliares de producción	Titularidad del consumidor, $\neq$ o = servicios auxiliares de producción**
AVALES	en suelo urbano cuando P $\geq$ 15 kW y en NO urbano P $\geq$ 10 kW	en suelo urbano cuando P $\geq$ 15 kW y en NO urbano P $\geq$ 10 kW	en suelo urbano cuando P $\geq$ 15 kW y en NO urbano P $\geq$ 10 kW	en suelo urbano cuando P $\geq$ 15 kW y en NO urbano P $\geq$ 10 kW
REGISTRO INST. PRODUCCIÓN	Si (cuando P $\leq$ 100 kW de oficio por la CC.AA)	Si (cuando P $\leq$ 100 kW de oficio por la CC.AA)	Si (cuando P $\leq$ 100 kW de oficio por la CC.AA)	Si (cuando P $\leq$ 100 kW de oficio por la CC.AA)
REGISTRO AUTOCONSUMO	Si	Si	Si, por cada consumidor	Si, por cada consumidor
VALORACIÓN EXCEDENTES	Compensación	Venta a red	Compensación	Venta a red
ACUMULACIÓN	Si	Si	Si	Si

Tabla 2. Instalación de autoconsumo con excedentes.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La tecnología de la energía solar fotovoltaica consiste en transformar en electricidad la radiación solar que incide sobre una superficie. También se la conoce como energía fotoeléctrica.

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica o electricidad se produce mediante el efecto fotoeléctrico. El efecto fotovoltaico en la energía solar fotovoltaica se produce cuando un fotón impacta en un electrón de la capa límite de un átomo de silicio, el electrón de valencia, último electrón de la capa límite del átomo, recibe la energía que llevaba el fotón. Cuando la energía recibida por el electrón supera la fuerza con la que lo atrae el núcleo del átomo de silicio, electrón de valencia, el electrón se libera de la órbita, quedando liberado y viajando por el material.

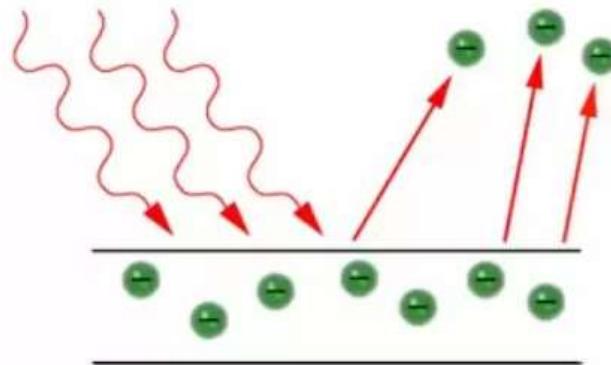


Figura 13. Efecto fotoeléctrico sobre la superficie de un material conductor[8].

Esto convierte al silicio en conductor, aunque es necesario que la fuerza de impacto del electrón sea superior a 1,2eV. No todos los fotones que inciden sobre el material consiguen liberar electrones, pues atravesar el material implica una pérdida de energía y es posible que algunos de los fotones en el momento del impacto con los electrones ya hayan perdido demasiada energía como para conseguir sacar al electrón del átomo.

La corriente eléctrica se genera cuando el espacio que deja cada electrón que ha quedado en libertad es ocupado por otro de los electrones que también ha saltado de otro átomo de silicio. Los constantes movimientos de estos electrones se conocen como cargas eléctricas. Estas cargas eléctricas en movimiento se convierten en una corriente de cargas que puede dejar el material si su fin es realizar un trabajo útil. Para mantener la corriente eléctrica de manera sostenida en el tiempo debe existir un campo eléctrico con una polaridad constante, para que haga de guía a los electrones siempre en el mismo sentido y se pueda direccionar dicha corriente eléctrica.

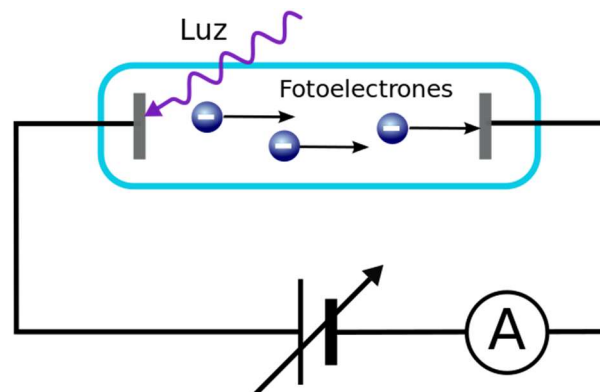


Figura 14. Efecto fotoeléctrico generador de electricidad.

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se realiza células fotovoltaicas. Estas células fotovoltaicas están compuestas por materiales semiconductores. Los materiales más comunes empleados en las células fotovoltaicas son compuestos de silicio.

El uso de la generación utilizando la energía solar fotovoltaica presenta las siguientes ventajas:

1. No produce gases de efecto invernadero, reduciendo así la contaminación derivada de la generación eléctrica.
2. No utiliza combustible. La fuente de la que se obtiene la energía es el sol, imperecedera y sostenible.
3. Se puede escalar fácilmente las dimensiones de las plantas generadoras, añadiendo o quitando módulos fotovoltaicos.

El uso de la energía solar fotovoltaica puede ser muy diverso. Desde plantas generadoras de gran potencia instalada para el consumo general hasta autoconsumos particulares de apenas un par de módulos. Además, permite disponer de electricidad en lugares aislados sin necesidad de contaminar y contribuir al cambio climático.

Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el sol de manera radiante en el espacio entre planetas o espacio interplanetario. La palabra radiación describe la transferencia de energía mediante ondas electromagnéticas, estas ondas no necesitan disponer de un medio material para propagarse y se emiten de manera radial directamente desde la fuente, el sol en nuestro caso. La energía, poder de penetración y visibilidad dependen de la longitud y frecuencia de dicha onda.

Irradiancia solar

La magnitud con la que se mide la energía por unidad de área radiada por el sol sobre una superficie situada en un lugar concreto es la irradiancia solar.

No toda la radiación que emite el sol llega a la tierra, para definir la cantidad de radiación solar que llega a la tierra se usa la irradiancia. Las unidades en las que se mide la irradiancia son de potencia por superficie (W/m^2).

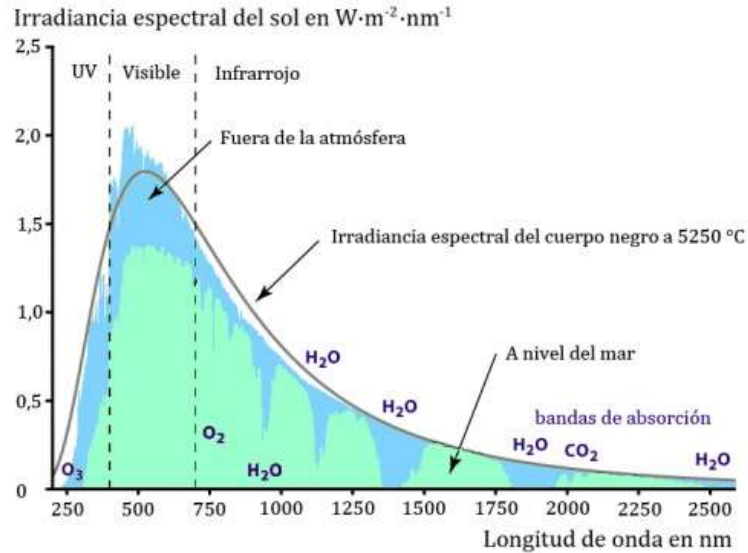


Figura 15. Irradiancia solar terrestre.

Irradiación solar

La magnitud con la que se mide la energía por unidad de área radiada solarmente durante un tiempo específico sobre una superficie situada en un lugar concreto es la irradiación solar.

La irradiación solar sobre la superficie de la tierra se puede considerar como la radiación solar que llega a la superficie tras pasar por la filtración de la atmósfera en un tiempo determinado.

Las unidades en las que se mide la irradiación son de energía por superficie (Wh/m^2).

Este valor de irradiación solar depende de la estación anual, la latitud, climatología y disponibilidad de horas solares locales.

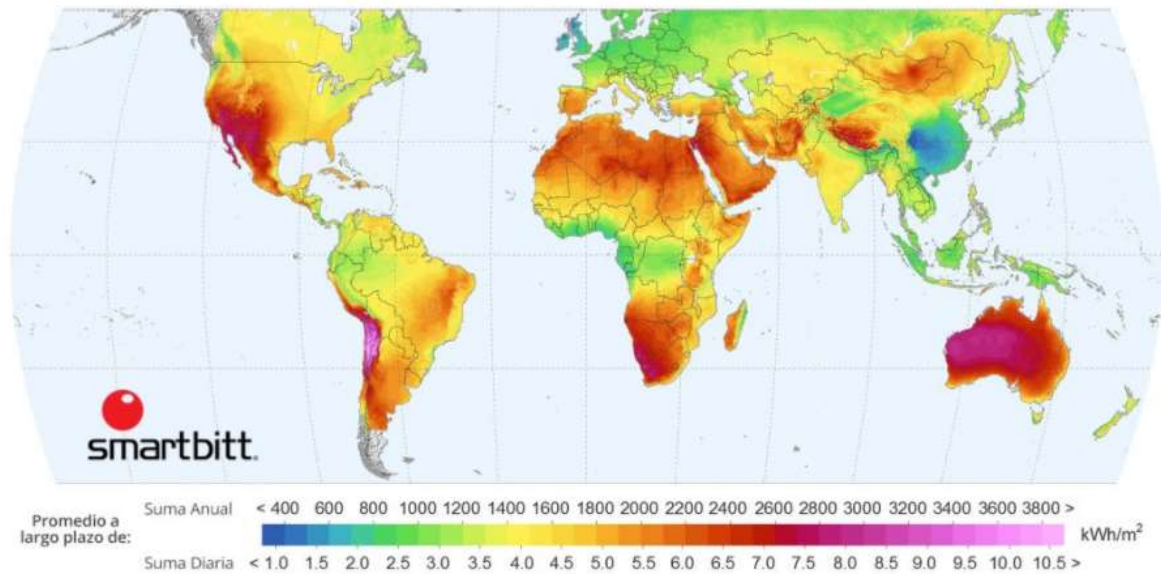


Figura 16. Irradiación solar en el mundo.

Componentes de una instalación solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable. obtiene la energía eléctrica a través de la radiación solar, pero para poder transformar dicha radiación solar en energía eléctrica preparada para los consumos de los usuarios debe someterse a distintos procesos y las instalaciones generadora fotovoltaicas deben contar con los diversos componentes que permitan obtener y utilizar dicha electricidad de manera segura y eficiente.

Las diferencias entre los distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas radican en la gestión de la energía eléctrica obtenida. Pueden encontrarse aisladas de la red o conectadas a ella. En cualquier caso, los elementos con los que puede contar una instalación solar fotovoltaica son siempre los mismos y se describen a continuación.

Módulos o paneles fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es el componente de la instalación solar fotovoltaica encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica, mediante el efecto fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas. En estas células fotovoltaicas se produce el efecto fotovoltaico que transforma la energía de la radiación solar en energía eléctrica, produciendo una corriente eléctrica.

La electricidad producida en una célula fruto del efecto fotoeléctrico es en corriente continua. Dado que la mayor parte de los consumos, así como la red de distribución eléctrica trabajan con corriente alterna será necesario que la instalación fotovoltaica cuente con algún elemento que permita transformar dicha corriente continua en corriente alterna, el inversor de corriente, cuyo funcionamiento queda descrito más adelante en la memoria.

Los módulos o paneles fotovoltaicos son el producto de la asociación de varias células fotovoltaicas. Dichas células quedan encapsuladas entre dos capas: una posterior y otra frontal, ambas pueden ser de vidrio o de algún polímero termoplástico. El conjunto suele estar enmarcado en algún tipo de estructura de aluminio para aumentar su resistencia mecánica y servir de refuerzo a la hora de anclar el panel a las estructuras de soporte.

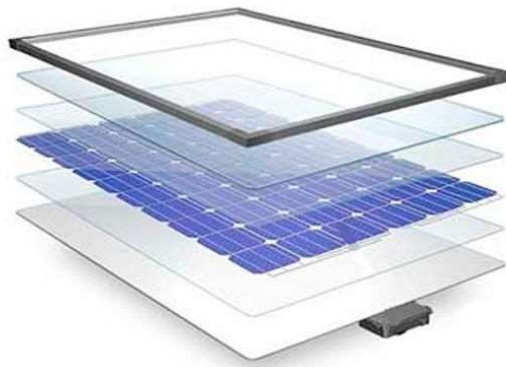


Figura 17. Componentes de una célula solar fotovoltaica.

Tipos de módulos fotovoltaicos.

Los diferentes tipos de módulos fotovoltaicos se clasifican en función de la tecnología que utilizan sus células fotovoltaicas. Existen varias tecnologías empleadas en las células de los módulos fotovoltaicos, generalmente de material de silicio:

1. Silicio monocristalino: la célula queda formada por único cristal de silicio. El módulo de silicio monocristalino suele presentar un color azul oscuro casi negro y unos bordes redondeados.



Figura 18. Célula fotovoltaica de silicio monocristalino.

Este tipo de células presenta unas características técnicas muy favorables en climas nublados y con temperaturas moderadas. Dichos módulos consiguen funcionar con una eficiencia alta a bajas temperaturas permitiendo aprovechar al máximo la radiación solar en los climas mencionados previamente.

Los módulos monocristalinos presentan un rendimiento superior a cualquier otra tecnología fotovoltaica, pero cuentan con un deterioro significativo ante el sobrecalentamiento y un elevado precio en el mercado. Su vida útil suele rondar los 30 años con un mantenimiento adecuado y la mayoría de los fabricantes suele garantizar un rendimiento mínimo del 80% a los 25 años.

2. Silicio policristalino: las células fotovoltaicas de silicio policristalino están compuestas por cristales de silicio que forman un conjunto. El color en los paneles policristalinos es azul oscuro no es uniforme y sus bordes terminan en un ángulo de 90°.

Los módulos policristalinos presentan una resistencia mayor al sobrecalentamiento que los monocristalinos, lo que los hace ideales para climas muy soleados y cálidos. Además, debido a su bajo coste y alta eficiencia son la opción ideal para instalaciones de bajo consumo.

La vida útil de estos módulos también es cercana a los 30 años con unos rendimientos asegurados similares a los descritos anteriormente para los monocristalinos.



Figura 19. Módulo fotovoltaico de silicio policristalino.

3. Silicio amorfo: los módulos de silicio amorfo están compuestas por silicio aún no cristalizado lo que le otorga un color homogéneo sin conexión visible entre las células. Esto permite un ahorro significativo en la producción de las células fotovoltaicas.

Los módulos de silicio amorfo captan más radiación difusa que los cristalinos y presentan un mejor comportamiento ante el sobrecalentamiento. Aunque presentan unos rendimientos reales inferiores al 10% su bajo coste y alta resistencia a los climas cálidos los hace ideales para instalar en aparatos que no necesitan una gran cantidad de energía para funcionar como las calculadoras.



Figura 20. Módulo solar fotovoltaico de silicio amorfo.

4. Otros: existen otras tecnologías empleadas en las células fotovoltaica, aunque aún no están listas para su uso comercial. A continuación, quedan enumeradas:
- a. Módulos solares de capa fina.
 - b. Celdas flexibles
 - c. Módulos con capas transparentes
 - d. Celdas orgánicas

Características principales de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están caracterizados eléctricamente en base a una serie de curvas o parámetros. Dichos parámetros deben ser facilitados por el fabricante para poder analizar y dimensionar el generador fotovoltaico:

- ❖ Potencia pico: es la característica principal del panel. Se calcula como el producto de la tensión pico en el panel con la intensidad de corriente máxima del mismo.
- ❖ Tensión en circuito abierto o en vacío: es la máxima tensión que puede proporcionar el módulo sin que circule corriente por sus circuitos.
- ❖ Corriente de cortocircuito: es la máxima intensidad de corriente que puede circular por el módulo si no existe ninguna resistencia.
- ❖ Eficiencia total: se calcula como el cociente de la potencia eléctrica producida en el módulo con la potencia de radiación que incide sobre el módulo.

Estructuras soporte

Las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos son un elemento necesario para poder colocar dichos módulos con la inclinación y orientación deseada. De esta forma se puede conseguir el máximo rendimiento de la instalación posible y ajustarse a las condiciones fijadas en el dimensionamiento de la instalación. Además son necesarias para garantizar la seguridad en la instalación ante posibles inclemencias climatológicas.

Tipos de estructuras de soporte

Existen diferentes tipos de estructuras de soporte en función de su adaptabilidad con la inclinación de los módulos:

- a. Estructura solar coplanar: son aquellas que viene ya preparadas para disponer con la misma inclinación que la superficie sobre la que se instalan los módulos. Unos 30° o 35° sobre cubierta suele ser lo habitual. Es el tipo de estructura más económico y con una instalación más rápida.

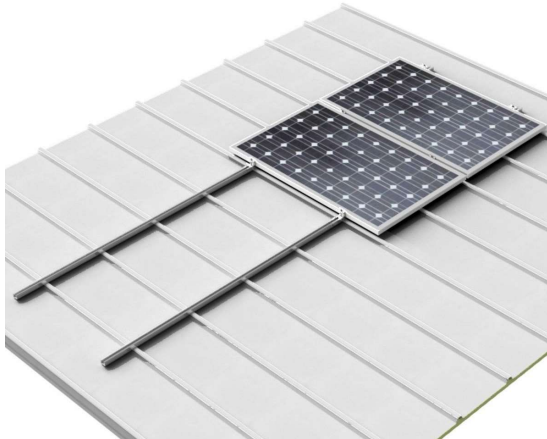


Figura 21. Estructura solar coplanar.

- b. Estructura solar regulable: este tipo de estructura dispone de unos ángulos de ajuste regulables que permiten ajustarse a la inclinación deseada. Su instalación es posible tanto en terrazas como cubiertas o tejados planos e incluso en el suelo firme. El precio de este tipo de estructuras es más elevado, pero permite una mayor optimización de la radiación solar.



Figura 22. Estructura solar regulable.

Baterías

El objetivo de las baterías solares utilizadas en instalaciones fotovoltaicas es el de almacenar el excedente de energía eléctrica que se produce en las horas de máxima generación de los

módulos para poder aprovecharla durante los valles en la generación (días nublados o noches). También permiten aumentar la intensidad suministrada por la instalación en momentos de necesidad.

Las baterías de una instalación solar fotovoltaica proporcionarán electricidad cuando el generador fotovoltaico no sea capaz por falta de radiación solar o mantenimiento. En el momento en el que los módulos son capaces de generar la electricidad requerida por el sistema toda la energía es abastecida por los módulos y el excedente de energía se destina a la carga de las baterías.

Los sistemas de acumulación de energía eléctrica están compuestos por bancos de baterías. Es decir, por un conjunto de baterías que se conectaran en serie o paralelo en función de la tensión a la que se requiera trabajar y la corriente que requiera ser suministrada por las baterías a la hora.

La conexión de baterías en serie permite alcanzar la tensión a la que se desea trabajar, típicamente 6,8,12,24,48V. Los acumuladores eléctricos de estos bancos de baterías conectados en serie son de 2V y están integrados en el mismo circuito. A continuación, se muestra un ejemplo del esquema de conexión de un banco de baterías en serie.

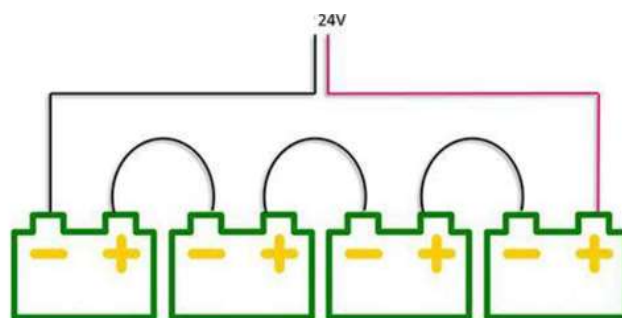


Figura 23. Conexión de baterías en serie.

Las baterías solares cuentan con una capacidad y velocidad de descarga. Para ajustarla a la necesaria en cada instalación se han de conectar varios bancos de baterías en serie(para trabajar a la tensión requerida) en paralelo. De esta forma la intensidad que cada banco de

baterías puede proporcionar por hora se sumarían. A continuación, se muestra un ejemplo del esquema de conexión de un banco de baterías en paralelo.

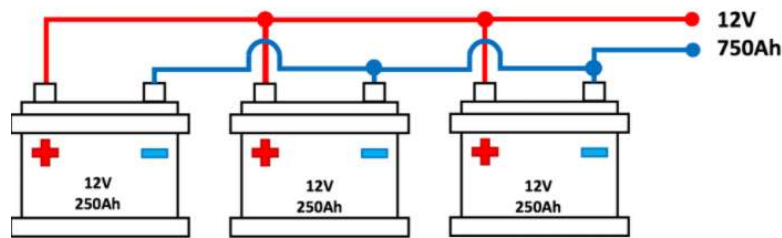


Figura 24. Conexión de baterías en paralelo.

El funcionamiento de estas baterías se basa en la transformación de la energía eléctrica que recibe de los paneles fotovoltaicos en energía química. Dicha transformación se produce al introducir en un electrolito dos materiales distintos (placas negativa y positiva). En cuanto se cierra el circuito entre la placa positiva y la negativa se produce una corriente eléctrica.

Conforme se descargan las baterías la composición de las placas positiva y negativa se asemeja más y la tensión en bornes disminuye y también lo hace la densidad del ácido.

Las baterías solares presentan una degradación notable en función de la capacidad de someterse a los ciclos de carga y descarga de manera continua.

La vida útil de una batería suele rondar los 10 años, pero hay que vigilar muy de cerca tanto el grado de descarga al que se somete la batería, no recomendable por debajo del 50% de su capacidad, como los cambios de temperatura a los que opera, no debe sobrepasar los $\pm 10^{\circ}\text{C}$.

Inversores de corriente

El inversor de corriente es un aparato electrónico cuya función es la transformar la energía eléctrica que producen los módulos fotovoltaicos en corriente continua a corriente alterna, adaptado a la frecuencia y tensión deseada por los usuarios.

Un inversor de corriente funciona interrumpiendo la corriente entrante y generando una onda rectangular mediante un oscilador que se encuentra controlando un transistor. Dicha onda rectangular se suaviza hacia la forma sinusoidal característica de la corriente alterna alimentando a un transformador. Para conseguir adecuar la onda de salida lo más posible a una sinusoidal ideal se utiliza PWM que eleva la componente principal muy por encima de los armónicos superiores de la onda.

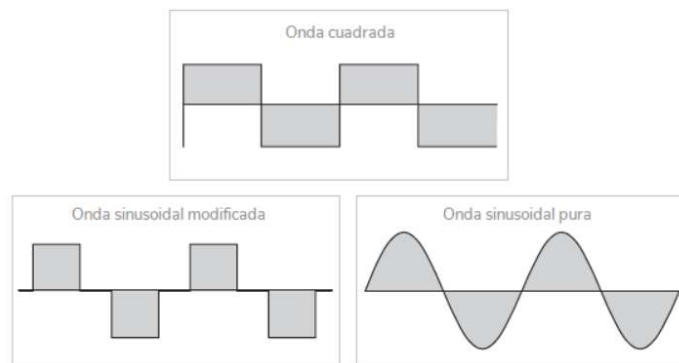


Figura 25. Comparativa de ondas.

Existen dos tipos de inversores:

- Inversor monofásico: la corriente de salida del inversor es monofásica es decir solo presenta una fase.
- Inversor trifásico: la corriente de salida del inversor es un sistema equilibrado trifásico.

Una misma instalación fotovoltaica puede contar con uno o varios inversores. En función de la estrategia que se haya elegido en el diseño y dimensionamiento de la instalación la conexión del inversor será central o en paralelo.

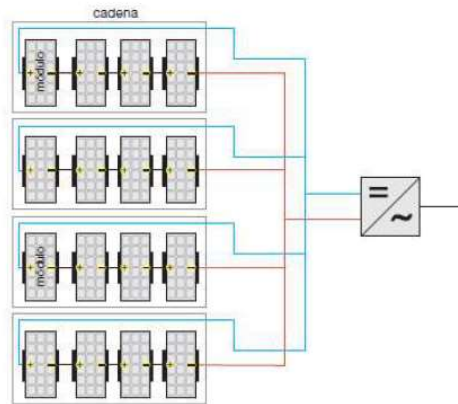


Figura 26. Esquema de conexión con configuración de inversor central.

Reguladores de carga

El regulador de carga en una instalación fotovoltaica es el dispositivo encargado de controlar la electricidad que circula entre los módulos fotovoltaicos y las baterías de acumulación eléctrica. El uso de los reguladores de carga es necesario en las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico que acumulan energía eléctrica en baterías para optimizar la carga en estas y alargar su vida útil lo máximo posible.

El control se realiza en base a los parámetros de intensidad y tensión de inyección en las baterías. El flujo de energía que se regula depende del estado de carga en las baterías y el excedente generado por los módulos fotovoltaicos.

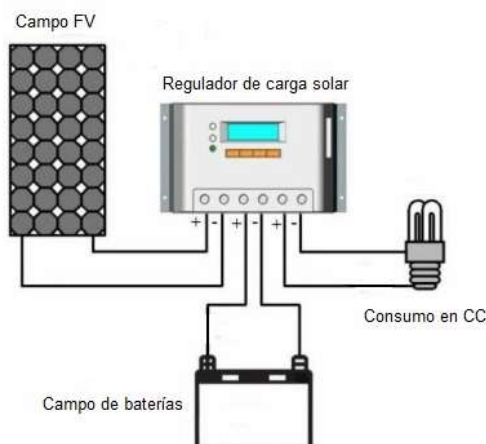


Figura 27. Esquema de conexión de un regulador de carga.

Existen tres estados en los que trabaja el regulador de carga dependiendo del nivel de la carga en las baterías:

- I. Fase Bulk: toda la corriente generada en los módulos fotovoltaicos es inyectada en las baterías, pues estas se encuentran completamente descargadas. La tensión en las baterías va en aumento con el grado de carga.
- II. Fase de Absorción: una vez que la batería alcanza la tensión de absorción, distinta en función de la tecnología que utiliza cada batería, el regulador de carga se encarga de mantener la tensión ligeramente por debajo y reduce la corriente inyectada en la batería hasta quedar cargada casi por completo.
- III. Fase de Flotación: el regulador reduce la tensión en la batería a la tensión de flotación, típicamente 13,5V, y reduce la corriente hasta que la carga se completa. La energía que continúe llegando una vez cargada completamente la batería se disipa en forma de calor en el regulador por efecto joule.

Los reguladores de carga pueden clasificarse en función de la tecnología que utilizan:

1. Regulador de carga PWM: este tipo de regulador solo actúa en el corte de la corriente que inyectan los módulos fotovoltaicos a las baterías cuando estas se encuentran completamente cargadas. Dicho regulador de carga deberá encontrar que los módulos y baterías en la instalación trabajan a la misma tensión.
2. Regulador de carga MMPT: este tipo de regulador es capaz de adaptar el voltaje de salida de los módulos fotovoltaicos al de las baterías además de cortar la corriente inyectada en las baterías cuando se completa la carga. Por tanto, no será necesario que la tensión de trabajo de los módulos y las baterías sea la misma.

Estos reguladores de carga cuentan con tres características que deberán ser consideradas para la elección del equipo apropiado en la instalación:

- a. *Potencia máxima*: los reguladores de carga MPPT tiene un límite de potencia del campo fotovoltaico con el que se conectan.

- b. *Corriente de entrada máxima*: los módulos conectados en paralelo deben sumar su corriente a la hora de estimar la corriente de entrada al regulador de carga, que presenta una intensidad máxima de entrada.
- c. *Tensión máxima a la entrada*: como norma general los reguladores MPPT permiten una tensión a la entrada mayor que los PWM, lo que permite la conexión en serie de dos o más módulos fotovoltaicos. No debe sobrepasarse el límite de tensión en el regulador de carga si se quiere que este funcione correctamente.

De manera que los reguladores de carga o de baterías permiten proteger las baterías de acumulación eléctricas frente a sobrecargas, es necesario programar el regulador con el tipo de batería, su capacidad y las tensiones de trabajo. Además, los reguladores de carga: evitan que la batería se descargue durante la noche, pueden proporcionar información sobre el estado del sistema y evitar descargas profundas que puedan dañar las baterías y acortar su vida útil.

Energía fotovoltaica en España

El mercado de e la energía solar fotovoltaica en España está creciendo indiscutiblemente. En 2019 el 90% de la instalación de capacidad fotovoltaica en Europa se realizó en España.

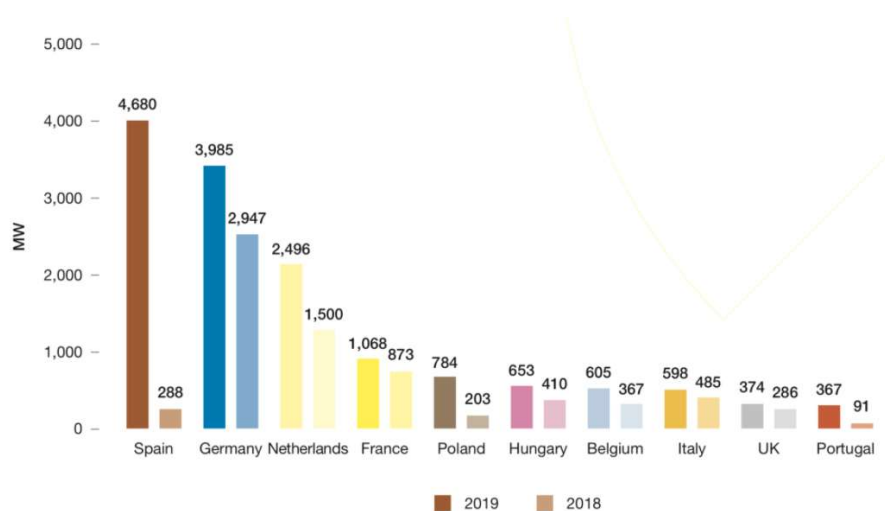


Figura 28. Crecimiento en la capacidad fotovoltaica instalada entre 2018 y 2019 en UE[9].

El auge en la generación fotovoltaica en toda Europa es considerable y se debe principalmente al aumento de la competitividad en el sector fotovoltaico. En España la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio ha permitido el crecimiento de la fotovoltaica en el país europeo con mejores características para su explotación.

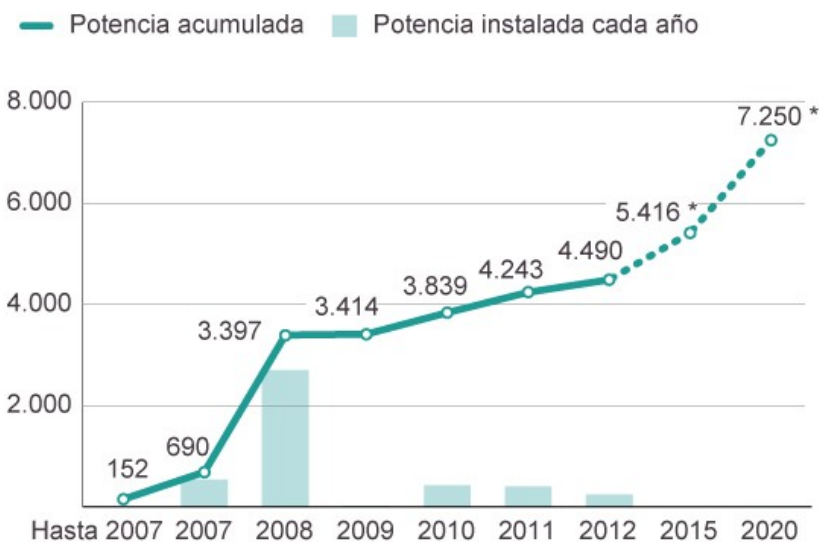
Además, la energía solar fotovoltaica ya es a día de hoy más barata que cualquier otra fuente de generación y los costes generales de instalación gestión y mantenimiento siguen reduciéndose.

Otro factor a tener en cuenta respecto al crecimiento de la fotovoltaica en toda Europa es el acercamiento de la fecha límite fijada por la unión para el cumplimiento de los objetivos en materia de energías renovables.

Pese a que el impacto producido por la pandemia se ha afectado a todo el planeta en 2020 y 2021 la potencia fotovoltaica instalada en el país continúa creciendo. A continuación, se presenta la curva de tendencias adoptada en el Plan Nacional de Energías Renovables para 2020.

LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En megavatios



*Objetivos marcados en el Plan Nacional de Energías Renovables

Figura 29. Producción fotovoltaica estimada desde 2007 hasta el 2020 en España.

ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de generación de energía renovable que se basa en el aprovechamiento del viento. Se aprovecha la energía cinética del viento, producto de las corrientes ascendentes y descendentes de aire, en energía aprovechable en otras funciones o actividades requeridas por el ser humano.

Desde hace siglos el ser humano ha utilizado la energía proporcionada por el viento, en sus barcos o molinos. En la actualidad el uso más común de la energía eólica es la generación de energía eléctrica. Para ello se utilizan los aerogeneradores, máquinas creadas para transformar la energía cinética proveniente del viento en electricidad.

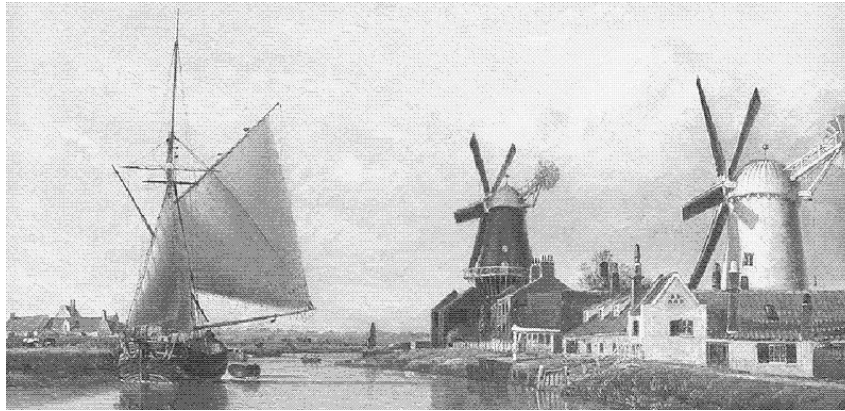


Figura 30. Barco y molinos movidos por el viento.

La energía eólica es una energía limpia e inagotable y por tanto se considera como una energía renovable que permite reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero contribuyendo a minimizar la contaminación y el deterioro del medioambiente. El uso de la energía eólica puede resultar fundamental para reducir drásticamente la dependencia en la generación energía eléctrica de los combustibles fósiles.

El viento se genera cuando las masas de aire de la atmósfera se mueven entre áreas a distinta presión. Estos movimiento de las masas de aire dependen de la temperatura de estas que se ve determinada por la radiación solar, se estima que entorno al 1-2% de la energía solar que índice sobre la tierra se convierte en viento.

Pese a las ventajas mencionadas anteriormente la energía eólica también presenta notables desventajas.

Al igual que pasa con la energía fotovoltaica la energía eólica ,aunque en menor medida, presenta intermitencia en su aprovechamiento, y no se puede saber con exactitud que cantidad de energía se podrá obtener le la planta eólica. El mantenimiento de los aerogeneradores debe ser exhaustivo y frecuente lo que lo hace costoso. La energía eléctrica producto de la planta eólica debe ser consumida rápidamente pues presenta un almacenamiento complicado.

Además, los aerogeneradores presentan limitaciones a la hora de trabajar con velocidades de viento muy altas o bajas, dejando de ser rentable para velocidades de menos de 10km/h y debiendo para para velocidades por encima de los 65km/h por razones de seguridad.

El impacto visual, acústico y medioambiental de la instalación de parque eólicos, así como el transporte de sus componentes es elevado y debe realizarse en zonas alejadas de poblaciones habitadas o parques naturales.

Velocidad del viento y producción eólica

El aprovechamiento de la energía eólica depende de varios factores:

- a. Variaciones en el viento: para una misma ubicación existen dos factores que determinan el viento de la zona.
 - I. Diarias: las variaciones en los vientos entre el día y la noche pueden afectar de manera significativa a la generación de energía eléctrica.
 - II. Estacionales: el viento en cada zona geográfica depende de la estación anual, pues las temperaturas y horas de radiación solar se ven drásticamente influenciadas.
- b. Variación en la velocidad de viento en función de la altura sobre el suelo: la velocidad del viento es menor cuanto más cerca de la superficie. Dependiendo de la altura a la que estén colocadas las aspas del aerogenerador percibirán una velocidad de viento mayor.
- c. Entidad de las ráfagas y valores históricos: es necesario conocer los valores máximos registrados en las series históricas al menos de los últimos 20 años fijando una duración mínima.
- d. Velocidad máxima de viento: una velocidad de viento máxima muy alta puede forzar la detención de los aerogeneradores perdiendo esas horas de producción de energía.

La velocidad del viento es el factor más determinante a la hora de dimensionar una central generadora eólica, pues los aerogeneradores operan solo entre unos límites de velocidad de viento por seguridad, típicamente entre los 12km/h y los 65km/h.

La energía eólica presenta una baja densidad de generación de energía por lo que suele ser necesario instalar gran cantidad de aerogeneradores para poder aprovechar la mayor parte de los recursos de los que se dispone. Los parques eólicos son el resultado directo de esta baja densidad energética, para que las instalaciones eólicas resulten rentables se agrupan los aerogeneradores formando estos parques.



Figura 31. Agrupación de aerogeneradores formando un parque eólico.

Aerogeneradores eólicos

Los aerogeneradores eólicos son máquinas en las que una turbina eólica coge la energía cinética del viento y la traslada a un movimiento giratorio que posteriormente es utilizado por un generador para producir energía eléctrica.

Existen dos tipos de aerogeneradores en función de la posición del eje de su turbina:

- a. Turbina de eje horizontal: son las más comunes, utilizadas en todo el mundo.



Figura 32. Turbinas eólicas de eje horizontal.

- b. Turbina de eje vertical: funcionan independientemente de la dirección de viento. Constituyen la solución más adecuada para su uso en zonas urbanas y edificios.

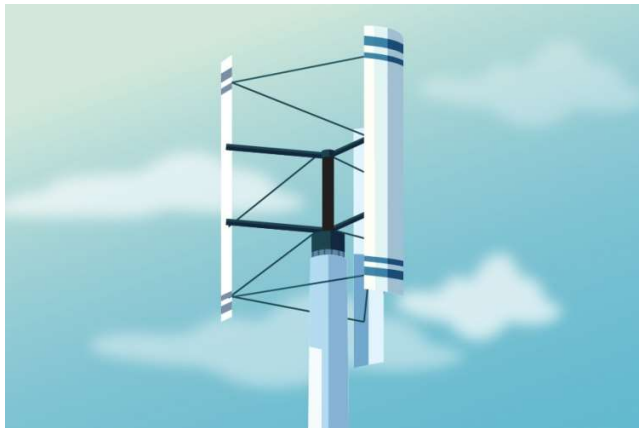


Figura 33. Turbina eólica de eje vertical.

El mantenimiento en los aerogeneradores se suele llevar a cabo unas cuatro veces anualmente. Se debe realizar un mantenimiento visual, eléctrico, mecánico y de lubricación.

Un aerogenerador eólico cuenta con distintos componentes que se muestran en la siguiente figura y describen a continuación en la memoria.



Figura 34. Partes de un aerogenerador[11].

Base o cimentación

La base de un aerogenerador es la parte de la máquina que la sujeta al suelo. Un aerogenerador es una máquina que debe estar bien anclada sobre la superficie que lo soporta.

La base de un aerogenerador queda conformada por hormigón, perforado estratégicamente para permitir el paso del cableado eléctrico. Es posible utilizar una base poco profunda si el tamaño del aerogenerador lo permite para abaratar el coste.

A día de hoy el tamaño medio de los aerogeneradores continúa creciendo por lo que no es adecuado la reutilización de las bases o cimentaciones ya existentes en los parques.



Figura 35. Preparado de cimentación para un aerogenerador en tierra.

Para los aerogeneradores instalados en parques eólicos marinos existen tres tipos de cimentaciones distintas:

1. Trípode: la cimentación se realiza en tres patas sobre la que se reparten los esfuerzos, que soporta la turbina eólica y del propio peso.
2. Mástil recto: también conocida como monopilote, solo se ancla la base a una pata que soporta todos los esfuerzos.
3. De cuchara: la base se sujeta por la acción de la gravedad sobre el peso de la cimentación que no perfora el fondo marino.

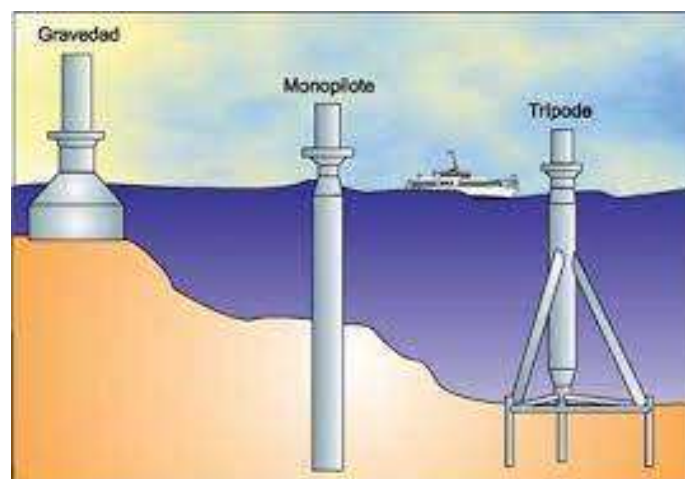


Figura 36. Tipos de bases para aerogeneradores eólicos marinos.

Actualmente se encuentra en estudio la posibilidad de sujetar los aerogeneradores eólicos marinos sin necesidad de penetrar el fondo marino en su cimentación. Con esta nueva tecnología se podrían instalar parques eólicos marinos en aguas más profundas y con mayor acción del viento, de esta manera se podría aumentar considerablemente el potencial de la energía eólica.

Mástil o torre

La torre de un aerogenerador debe estar preparada para soportar el grueso de las cargas, los esfuerzos del viento en el mástil son superiores a los que produce este en la góndola, el generador o las palas.

La torre del aerogenerador puede ser de acero, hormigón o alguna aleación de estos materiales. Dentro de la torre se debe instalar una escalera que permita ascender al generador, y los cables eléctricos. La altura del mástil determina el ancho en el pie de torre. Con el paso de los años se han ido construyendo torres más altas siendo las predicciones para el futuro que a altura del eje ronde los 200m.

Cuanto más cerca del terreno se encuentre el generador menor será la velocidad del viento y menor será la energía eléctrica que se pueda generar por la acción de este. Por lo que la altura del eje del aerogenerador es determinante y continuará aumentando la altura del mástil mientras sea viable.



Figura 37. Instalación de la torre de un aerogenerador.

Uno de los mayores retos a la hora de construir un parque eólico es la parte logística del transporte de las torres de los aerogeneradores debido a su gran tamaño.

Góndola

La góndola es la parte del aerogenerador que contiene el generador y la caja de cambios. La energía cinética proporcionada en el eje se transforma en energía eléctrica en el generador. El generador de una turbina eólica suele encontrarse monitorizado por un sistema de control.

La instalación de una caja de cambios es muy común en los aerogeneradores eólicos. Aunque algunos fabricantes de aerogeneradores optan por utilizar un generador de accionamiento directo, sin caja de cambios pues esta es un elemento delicado que puede averiarse fácilmente.

La dirección del viento se mide con una veleta instalada sobre la góndola del aerogenerador, de esta manera se orienta la góndola directamente sobre el viento utilizando la veleta. Esta rotación se lleva a cabo mediante un motor situado en la base de la góndola.

Los aerogeneradores disponen de un sistema de frenado aerodinámico para detenerse en caso de que no se estime oportuno el funcionamiento del aerogenerador por motivos de: seguridad, mantenimiento o productividad.

Para aportar una imagen más clara de la distribución de los distintos elementos que conforman la góndola de un aerogenerador se muestra la siguiente figura.

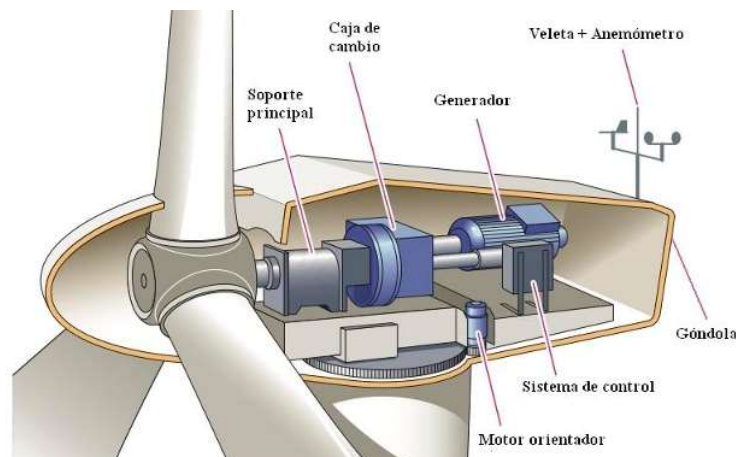


Figura 38. Componentes de la góndola de un aerogenerador.

Palas, álabes o aspas

Los álabes de un aerogenerador son un elemento de gran peso en el funcionamiento correcto de este. En la actualidad las aspas están hechas de fibra vidrio o plástico mezclado con fibra de carbono para reforzarlo mecánicamente. Pueden alcanzar una longitud de unos 65m para las terrestres y unos 85m en las marinas. La palas se encuentran en el eje.

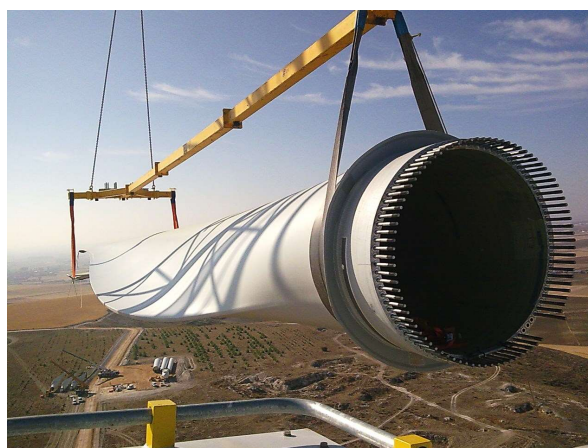


Figura 39. Pala de un aerogenerador.

Los primeros aerogeneradores hacían girar sus palas de manera constante entre las 15 y 40 revoluciones por minuto, pero es cada vez más frecuente que el giro de las aspas se produzca

a velocidad variable. El giro de las palas depende de la máxima velocidad en punta de pala. Esta velocidad máxima es común para los rotores de los aerogeneradores, pero en función de la longitud de los álabes es necesario ajustar el giro pues la velocidad radial en el eje depende directamente de esta longitud.

A mayor longitud de las aspas menor velocidad de giro. Por eso la velocidad de giro en los aerogeneradores más pequeños es superior a la de los aerogeneradores de mayor tamaño.

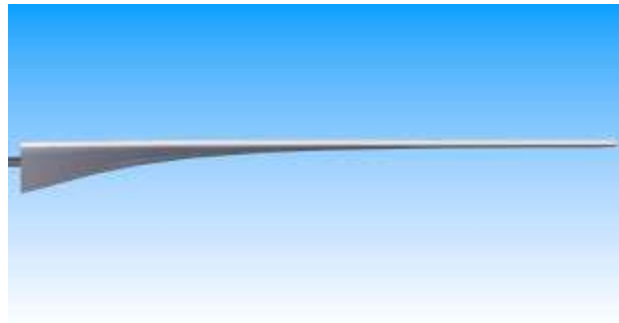


Figura 40. Forma del álabe de una turbina eólica.

Energía eólica en España

En 2020 se instaló en España 1720MW de energía eólica, menos que en 2019 donde fueron 2243MW los instalados, pero notablemente superior a los 393MW de nueva instalación de 2018. Según los datos de la AEE la energía eólica contribuyó con el 21,9% de la energía eléctrica consumida en España en 2020 colocándose en segundo lugar en el mix energético español. La desaceleración en la expansión de la nueva capacidad instalada se debe en gran medida a la crisis sanitaria.

España cuenta con una capacidad acumulada instalada de energía eólica de 27446MW lo que coloca a esta fuente de generación eléctrica a la cabeza de la generación renovable con hasta el 49,7% muy por delante del 13,8% que representa la energía solar fotovoltaica en estos momentos.

La energía eólica cuenta con instalaciones generadoras en todas las comunidades autónomas salvo en Ceuta, Melilla y Madrid. A la cabeza de la instalación de nueva capacidad eólica se encuentra Aragón con 1050 MW seguida de comunidades como Navarra, Castilla León,

Castilla la Mancha, Canarias o Andalucía. La comunidad autónoma con mayor capacidad acumulada instalada es Castilla León con casi el 23% del total instalado nacional.

CCAA	Potencia eólica Instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Potencia eólica (%)
Castilla y León	216,30	6.299,81	23,0%
Castilla La Mancha	65,00	3.886,14	14,2%
Galicia	23,60	3.829,19	14,0%
Andalucía	23,63	3.478,45	12,7%
Aragón	1.050,87	4.159,25	15,2%
Cataluña	0,00	1.271,20	4,6%
Comunidad Valenciana	49,79	1.238,78	4,5%
Navarra	262,58	1.302,80	4,7%
Asturias	0,00	589,95	2,1%
La Rioja	0,00	446,62	1,6%
Islas Canarias	28,80	449,83	1,6%
Murcia	0,00	261,96	1,0%
País Vasco	0,00	153,25	0,6%
Extremadura	0,00	39,38	0,1%
Cantabria	0,00	35,30	0,1%

Tabla 3. Capacidad eólica en las CCAA en 2020[12].

Como se comentó anteriormente esto deja un total de 1720MW de nueva instalación eólica en 2020, alcanzando una potencia eólica instalada total de 27445MW.

España ya es cuarto país en generación eólica de Europa. En 2021 el gobierno ha aprobado el inicio de nuevas subastas de renovables hasta 2025, estas políticas permitirán continuar impulsando al sector energético y con ello se favorecerá a la recuperación económica del país.

A finales de marzo de 2021 Red Eléctrica de España anunció que en el primer trimestre anual la eólica había alcanzado su mayor producción eléctrica de los últimos 15 años y alcanzaba así el primer puesto en el mix con una presencia del 28,4%.

ESTUDIO DE MERCADO DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. BATERÍAS ELÉCTRICAS.

VISIÓN GENERAL

El continuo aumento en la demanda energética en el sector de la energía eléctrica ha producido un impulso en el desarrollo de posibles aplicaciones para baterías de acumulación de energía. La predicción para 2030 del mercado de las baterías de acumulación estacionarias limitado a una escala de red es que llegue a superar los 40.000 millones de \$.



Figura 41. Crecimiento en el almacenamiento de energía eléctrica para 2030[18].

En el mercado actual existe una demanda muy alta de baterías eléctricas, estas baterías son fundamentales para la integración completa de las energías de origen renovable con la red eléctrica desde que se aumentó la flexibilidad en el sistema. Nuevas regulaciones como la de frecuencia que proporciona a las redes eléctricas una mayor estabilidad o la reducción del mínimo demandado residencial para administrar el costo de la energía contribuyen activamente a esta causa.

Innovación constante

Las baterías de acumulación eléctricas son una tecnología relativamente nueva, que se encuentran en constante cambio. Las compañías eléctricas que basan o consideran hacer el cambio a utilizar estas baterías para satisfacer las necesidades de almacenamiento de energía en situaciones críticas consideran dos parámetros técnicos clave: el ciclo de vida de la baterías y el rendimiento de los ciclos en los que trabaja la batería.

Como prueba de esta constante de mejora de las baterías de acumulación de energía eléctrica el Consortium for Battery Innovation(CBI) lanzó varios proyectos de investigación que empresas como Hammond Group Inc o East Penn Manufacturing han aceptado para realizar una mejora en los rendimientos y aumentar el ciclo de vida de las baterías de plomo con el fin de adaptarlas a los rangos de especificaciones que ya manejan otras baterías del mercado.

En otra línea de desarrollo tecnológico de las baterías eléctricas, el Instituto Tecnológico de la Energía(ITE) trabaja en el desarrollo de una espinela de alto voltaje para cátodos de las baterías de litio. Esta nueva espinela libre de cobalto incorpora un nuevo material activo más económico que permite trabajar con hasta 5V, lo que aumenta la capacidad de la batería de litio. Aunque el ITE trabaja en solitario en este proyecto ya son varias las empresas que se han interesado por el producto y desean entrar a colaborar en el proyecto.

Una muestra más de como la sinergia entre la investigación y la fabricación contribuye al desarrollo de la industria de las batería da almacenamiento de energía y permite adaptarse a la demanda de un mercado en auge.

Además, las continuas innovaciones ya deriven de iniciativas públicas o privadas, contrubuyen ala constante bajada del precio de las baterías. En 2019 el NREL (Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos) publicó un informe en el que proyectaba la evolución en los costes y el rendimiento en las baterías de litio hasta 2050.

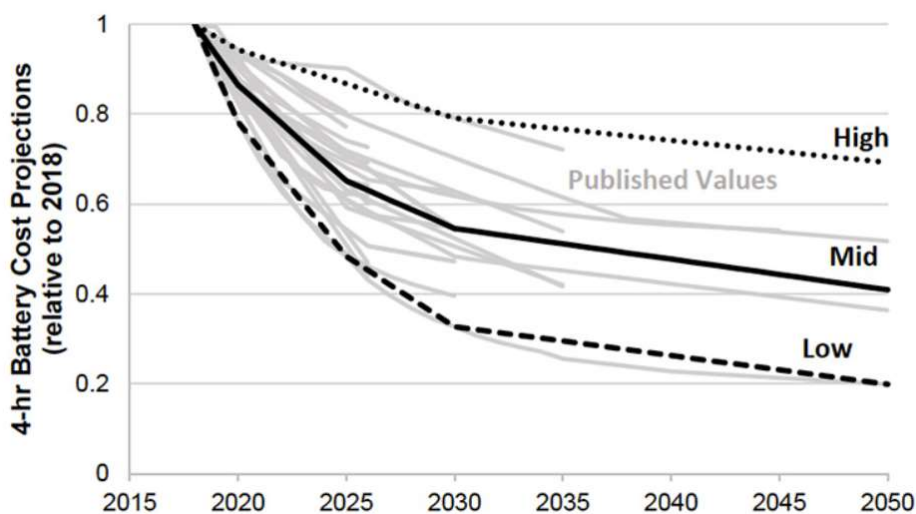


Figura 42. Evolución de los costes de las baterías de litio[18].

La inclusión de los sistemas de acumulación de energía eléctrica mediante baterías es clave en alcanzar los objetivos de descarbonización futuros y poder alcanzar una generación de energía eléctrica sostenible.

ANÁLISIS REGIONAL

España es uno de los países pioneros en el almacenamiento de la energía eléctrica mediante sistemas de acumulación con baterías.

Actualmente la generación eléctrica en España persigue dos objetivos principalmente:

1. El aplanamiento de la curva de demanda
2. Integración de renovables en el mix de generación

El alcanzar ambos objetivos pasa por impulsar el aumento de la capacidad de almacenamiento energético en nuestro país. Aunque en España el almacenamiento de energía se centra principalmente en el bombeo hidráulico existen diversas iniciativas para desarrollar otros métodos de almacenamiento energético.

Las tecnologías de almacenamiento energético que se utilizan en España se engloban en tres niveles de la cadena de suministro energético:

1. Gran escala: para el almacenamiento a gran escala(GW) se utiliza hidroeléctrica reversible y almacenamiento térmico.
2. Almacenamiento en redes: para el almacenamiento en redes(MW) se utilizan baterías o pilas, condensadores o superconductores y volantes de inercia.
3. Usuario final: a nivel de usuario final(kW) se utilizan baterías, superconductores y volantes de inercia.

Está previsto que las nuevas tecnologías de almacenamiento como las baterías de acumulación eléctricas se conviertan en elementos fundamentales dentro del sistema eléctrico pasando a ser parte fundamental de la cadena de valor de energía eléctrica.

Existen multitud de proyectos para desarrollar y mejorar las nuevas tecnologías de almacenamiento energético, como el proyecto Almacena de Red Eléctrica de España. Este mismo año se ha instalado en Navarra un planta híbrida con almacenamiento eléctrico, en la que se logró el diseño integrado de la generación eólica y el almacenamiento eléctrico. Se consiguió el diseño óptimo entre la energía inyectada a la red eléctrica y el coste final.

Las claves de este proyecto han sido la implantación de baterías de segunda vida, que provenían de coches eléctricos y el uso de blockchain en la aplicación de la energía eléctrica generada en la planta.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL MERCADO

Como ya se explicó anteriormente todas las baterías funcionan siguiendo el mismo esquema elemental:

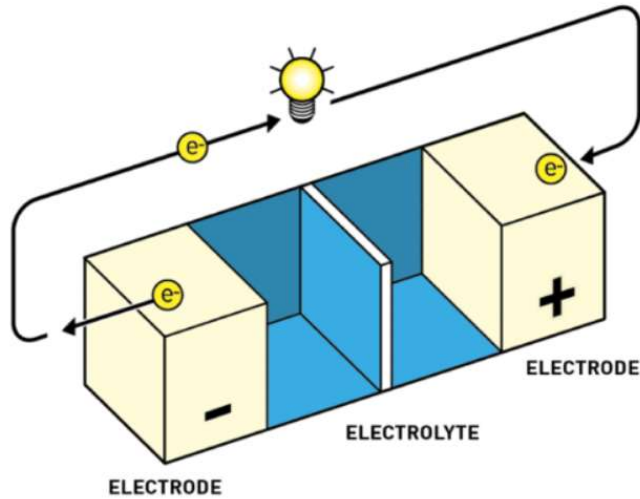


Figura 43. Esquema fundamental de una batería[15].

El electrodo negativo o ánodo es el lugar de la batería en el que cierta sustancia se desprende de sus electrones de valencia. Estas reacciones que dan lugar al desprendimiento de los electrones se denominan reacciones de oxidación y están típicamente por convenio representadas a la izquierda en los esquemas de las baterías.

El electrodo positivo o cátodo es el lugar de la batería en el que cierta sustancia acepta los electrones que desprende el ánodo. Estas reacciones que dan lugar al desprendimiento de los electrones se denominan reacciones de reducción y están típicamente por convenio representadas a la derecha en los esquemas de las baterías.

El electrolito de una batería es la sustancia que funciona como separador entre el ánodo y el cátodo. Mantiene el equilibrio de cargas entre los dos electrodos para que no aparezca una diferencia de potencial que interrumpa el intercambio de electrones. Por el electrolito pueden circular los iones que permiten reequilibrar la carga en la batería.

Los electrodos de las baterías se encuentran unidos internamente a través del electrolito y externamente se unen por un conductor que permite la circulación de los electrones. Por el electrolito circulan los iones y por el conductor los electrones.

Las baterías recargables cuentan con la característica de poder realizar las reacciones de oxidación y reducción en ambos de sus electrodos, por lo que los electrones pueden fluir en ambas direcciones.

Cuando se carga una de estas baterías para acumular energía eléctrica se sigue el siguiente proceso: los electrones de la corriente eléctrica entran al electrodo negativo de la batería por medio del conductor conectado en el circuito externo, lo que provoca que los iones abandonen el electrodo positivo y se muevan al negativo hasta que la batería queda completamente cargada. Cuando se necesita extraer energía de la batería se hacen circular los iones acomodados en el ánodo hasta el cátodo a través del electrolito, esto genera una corriente de electrones que salen de la batería a través del circuito exterior.

Baterías de iones de litio

Las baterías de iones de litio son un objetivo de la industria desde que se comenzaron a fabricar baterías para almacenar energía.

El litio presenta una fuerte tendencia a desprenderse de su electrón de valencia, por lo que resulta idea para el concepto que manejan las baterías. Además, el litio presenta un potencial de reducción de -3V a 0,5V, dentro de los metales es el que tiene mayor tendencia a desprenderse de sus electrones.

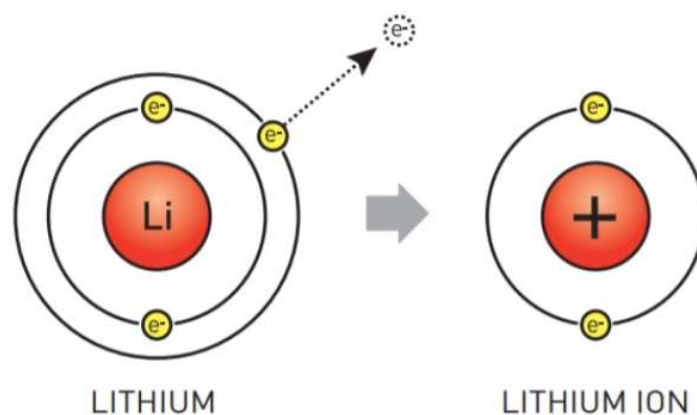


Figura 44. Formación del ion litio[15].

La facilidad del litio para desprenderse de sus electrones es una gran ventaja, pero también puede constituir una desventaja notable ya que se oxida (pierde electrones) con gran facilidad, incluso al simple contacto con el aire. Por eso ha costado tanto conseguir baterías de ion litio competitivas en el mercado de la acumulación de energía.

En 2019 se otorgó el premio nobel de química a John B. Goodenough, M. Stanley Whittingham y Akira Yoshino por el desarrollo de las baterías de ion litio. Actualmente es una tecnología afianzada en el mercado de las baterías y constituye una forma fiable de almacenar energía.

Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo ácido basan su funcionamiento en el de las pilas electroquímicas tradicionales. En estas baterías el cátodo está compuesto por una placa de plomo cubierta por óxido plumboso (PbO_2), y el ánodo por plomo esponjoso. El electrolito de este tipo de baterías lo compone una disolución de ácido sulfúrico (H_2SO_4), de ahí recibe su nombre de batería de plomo ácido.

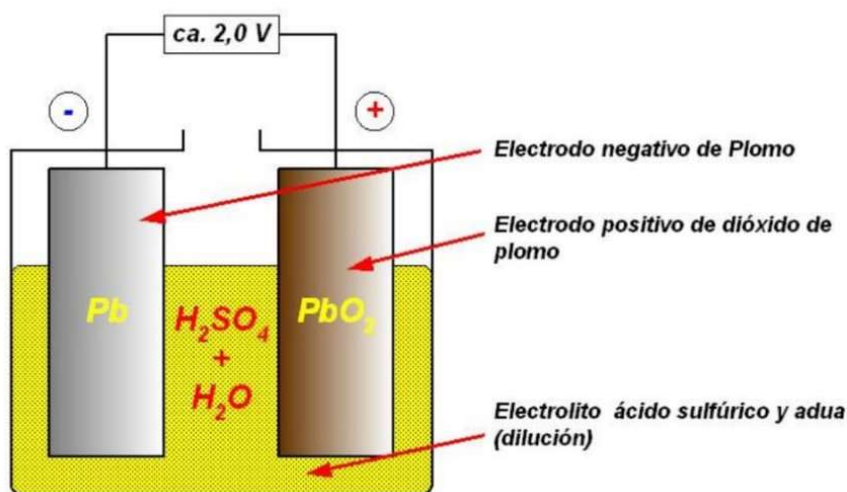


Figura 45. Esquema de una batería de plomo ácido.

Las baterías de plomo ácido son un recurso bastante empleado en instalaciones fotovoltaicas para poder almacenar el exceso de energía eléctrica generado durante las horas de sol, para aprovecharlo posteriormente durante la noche.

Baterías de pila de hidrógeno

Las baterías de pila de hidrógeno o pila de combustible son dispositivos electroquímicos capaces de transformar en energía eléctrica la energía química directamente. Se vale del hidrógeno como combustible y usa el aire u oxígeno como comburente produciendo agua, una corriente eléctrica corriente y un calor residual producto de la reacción.

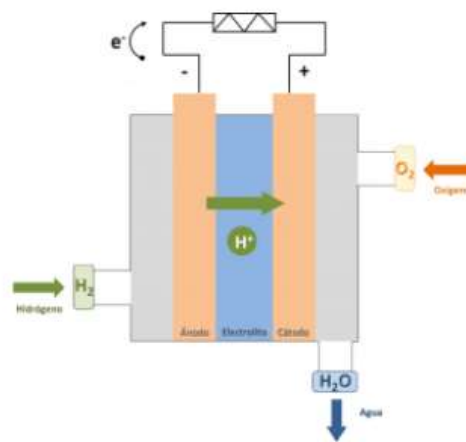


Figura 46. Esquema de una pila de combustible de hidrógeno[19].

La pila contaría con dos electrodos polarizados. En el ánodo se reduce el hidrógeno molecular en ion hidrógeno, estos iones reaccionarán en el cátodo con el oxígeno.

Un electrolito separa los gases y permite el paso de los iones del hidrógenos entre los electrodos mientras mantiene separados los electrones.

La batería de pila de combustible se separa en celdas delimitadas por placas bipolares que permiten conducir los gases y extraer el agua producida.

Existen distintos tipos de pilas de combustible con distintas especificaciones, materiales y destinadas a diferentes aplicaciones.

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de Polímero Sólido	Solución Alcalina	Ácido Fosfórico	Carbonatos Fundidos	Óxido Sólido	Membrana de Polímero Sólido
Temperatura Operación (°C)	60 - 80	100 - 120	200 - 250	600 - 700	800 - 1000	50 - 120
Rango potencia	5 - 250 kW	5 - 150 kW	50 kW - 11 MW	100 kW - 2 MW	100 - 250 kW	5 kW
Ventajas	Baja Temperatura Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta H ₂ impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
Aplicaciones	Transporte Portátiles Residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles

Tabla 4. Tipos de pilas de combustible[19].

La clasificación de las pilas de combustible suele hacerse en función del electrolito que utiliza. Aunque también pueden clasificarse en función de las diferentes aplicaciones que puede tener.

Mercado Actual

En el mercado de las baterías para el almacenamiento de la energía eléctrica actualmente está dominado por dos tipos de baterías: las baterías de plomo ácido y las baterías de pila de ion litio. La tecnología de la pila de combustible de hidrógeno aún no presenta un peso destacable en el mercado actual.

La entrada de la batería de litio en el mercado sonó con fuerza en 2018 con la campaña impulsada por Tesla "Powerwall", aunque de manera objetiva se podría afirmar que esta no es la única ni la mejor batería de litio del mercado. Las principales marcas productoras de baterías de litio en el mercado son BYD, Axitec Axiestorage y LG Chem Resu, aunque en los últimos años se han ido incorporando multitud de fabricantes de estas baterías cada vez a precios más competitivos y con unas especificaciones técnicas superiores.

Pese a que la batería de litio presenta una serie de ventajas frente a la batería de plomo ácido, anteriormente detalladas, su tardía entrada en un mercado de crecimiento exponencial ha posicionado a la batería de plomo ácido como la principal dominadora del mercado en los primeros años de la comercialización de estos productos. Poco a poco la batería de litio asciende en el mercado y se dirige hacia el lugar que le correspondía como líder indiscutible

del mercado de las baterías, aunque la cercana amenaza de la tecnología del hidrógeno parece ya desafiar la supremacía de la batería de litio en el mercado futuro.

Para realizar análisis más detallado de la diferencias en el mercado entre las baterías de plomo ácido (de tipo genérico OPZS) y las baterías de litio (de la marca BYD) se van a comparar dos baterías de unas características similares.

	Batería de plomo ácido 6 OPZS 300	Batería de litio B-Box 5.0
Capacidad (C10)	3600 Wh	5000 Wh
Ciclos	2500	7000
Garantía	2 años	10 años
Precio	2500 €	3900 €
Precio por ciclo	1	0,56

Tabla 5. Comparativa de características de batería 6 POZS 300 y batería B-Box 5.0.

A continuación, se van a comparar las rentabilidades de estas baterías. La rentabilidad se va a calcular mediante el Valor Actual Neto(VAN). El VAN es un indicador de rentabilidad que tiene en cuenta tanto la inversión inicial, como los flujos de caja estimados y los corrige aplicando una tasa de descuento. Su cálculo se realiza como:

$$VAN = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1 + WACC)^j} - I$$

N: número de años

FC_j: flujo de caja en el año *j*

I: inversión inicial en el proyecto

WACC: tasa de descuento

Para estas baterías se va a calcular el VAN para los 19 primeros años en una instalación que empleará una de estas baterías, con un precio de 0,2€/kWh, una de amortización del 5% y una energía anual proporcionada a consumo de 1,8 MWh.

Para poder comparar la rentabilidad de ambas baterías se estiman los ciclos de carga y descarga anuales realizados por cada batería y se dimensionará el número de baterías que se utilizará en dicha instalación en esos 19 años. Las continuas cargas y descargas obligarían a sustituir la batería de plomo cada 5 años (realizará 500 ciclos anuales) , mientras que la batería de litio duraría unos 20 años (realizará 360 ciclos anuales). En los primeros 19 años será necesario sustituir la batería de plomo dos veces mientras que la batería de litio no será sustituida.

El VAN de la batería de plomo ácido 6 OPZS 300 a los 19 años es de -2.845,43 €.

Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo de caja descontado
0	-2.500,00	0,00	-2.500,00	-2.500,00
1	0	360,00	360,00	342,86
2	0	360,00	360,00	326,53
3	0	360,00	360,00	310,98
4	0	360,00	360,00	296,17
5	-2500	360,00	-2.140,00	-1.676,75
6	0	360,00	360,00	268,64
7	0	360,00	360,00	255,85
8	0	360,00	360,00	243,66
9	0	360,00	360,00	232,06
10	-2500	360,00	-2.140,00	-1.313,77
11	0	360,00	360,00	210,48
12	0	360,00	360,00	200,46
13	0	360,00	360,00	190,92
14	0	360,00	360,00	181,82

15	-2500	360,00	-2.140,00	-1.029,38
16	0	360,00	360,00	164,92
17	0	360,00	360,00	157,07
18	0	360,00	360,00	149,59
19	0	360,00	360,00	142,46

Tabla 6. Cálculo del VAN de la batería 6 POZS 300.

El VAN de la batería de plomo ácido B-Box 5.0 a los 19 años desde su instalación es de 450,72 €.

Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo de caja descontado
0	-3.900,00	0,00	-3.900,00	-3.900,00
1	0	360,00	360,00	342,86
2	0	360,00	360,00	326,53
3	0	360,00	360,00	310,98
4	0	360,00	360,00	296,17
5	0	360,00	360,00	282,07
6	0	360,00	360,00	268,64
7	0	360,00	360,00	255,85
8	0	360,00	360,00	243,66
9	0	360,00	360,00	232,06
10	0	360,00	360,00	221,01
11	0	360,00	360,00	210,48
12	0	360,00	360,00	200,46
13	0	360,00	360,00	190,92
14	0	360,00	360,00	181,82
15	0	360,00	360,00	173,17
16	0	360,00	360,00	164,92
17	0	360,00	360,00	157,07

18	0	360,00	360,00	149,59
19	0	360,00	360,00	142,46

Tabla 7. Cálculo del VAN de la batería B-BOX 5.0.

De esta comparación entre dos baterías disponibles en el mercado se puede concluir que la vida útil de la batería de litio es notablemente más larga por lo que el elevado precio inicial termina por amortizarse y resultar más barato al final de su vida útil que una batería de plomo ácido. Además, la carga de las baterías de litio es más rápida que la carga en las baterías de plomo ácido por lo que se puede aprovechar mejor la energía que se destina a su carga.

No es de extrañar que la batería de litio continúe aumentando significativamente su cuota en el mercado de las baterías, así como haciéndose cargo de las nuevas necesidades que se deben cubrir en cuanto a las nuevas capacidades instaladas en materia de renovables en los últimos años. De esta manera las previsiones de BloombergNEF en cuanto al crecimiento del mercado para las baterías de litio son bastante optimistas y se cimentan fuertemente en la bajada del precio de las baterías de litio experimentan año a año.

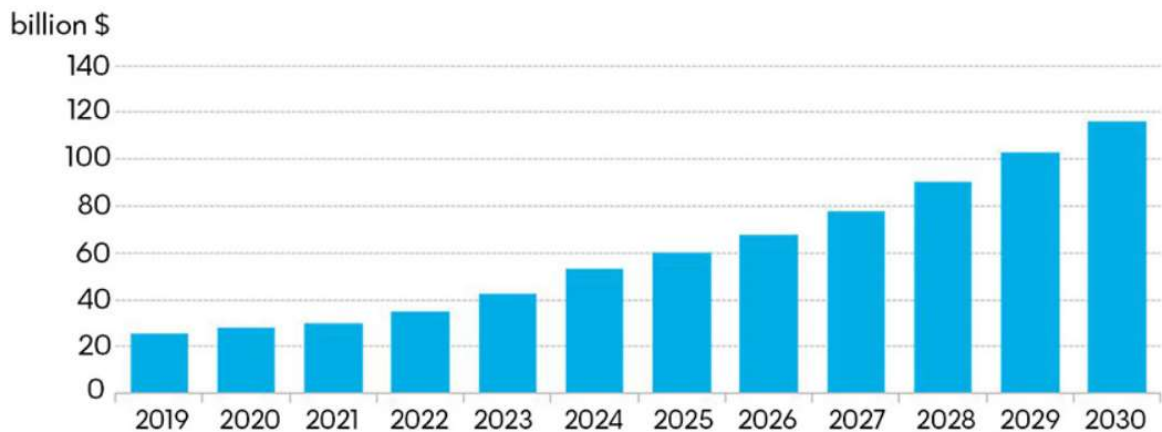


Figura 47. Tamaño del mercado anual de las baterías de litio[18].

Mercado futuro

La principal tendencia del mercado del almacenamiento de energía eléctrica es la transición hacia el uso masivo de las baterías de pila de hidrógeno o baterías de pilas de combustible de hidrógeno. Pero para que dicha tecnología se consolide en el mercado es necesario

conseguir que la producción y manipulación del hidrógeno sea viable y rentable económicamente.

Como se mencionó anteriormente la producción del hidrógeno necesario para realizar una comercialización y abastecimiento masivo del mercado de la energía y la automoción ya es técnicamente posible, pero aún se debe conseguir que el precio del hidrógeno sea lo suficientemente atractivo como para competir con el resto de los productos del mercado. El precio de venta del hidrógeno en la actualidad ronda los 12€/kg por lo que aun no es competitivo ni atractivo económicamente.

Otro de los retos para los fabricantes de pilas de hidrógeno es conseguir una producción libre de CO₂ ya que durante el reformado la tecnología actual emite una cantidad considerable de CO₂.

Pese a todo el futuro parece bastante prometedor para el hidrógeno, ya que es posible su producción haciendo uso solo de agua en la electrólisis. En países como España con un gran potencial en generación renovable, eólica y solar, será posible reducir notablemente los costes de la energía eléctrica gracias al hidrógeno.

A continuación, se muestra un gráfico basado en un estudio realizado por la Agencia Internacional de la Energía en el que se muestra la predicción del precio, en dólares americanos, del kg de hidrógeno producido en función de los potenciales renovables de cada país a nivel mundial.

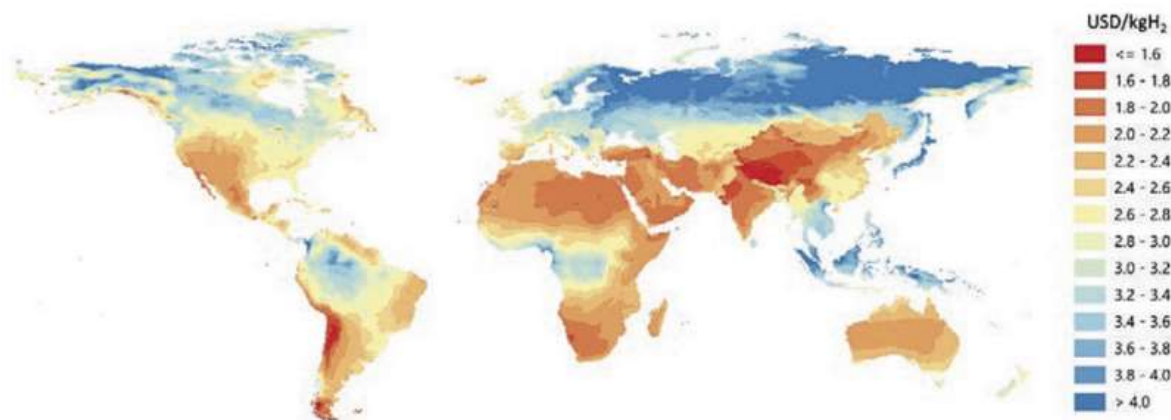


Figura 48. Precio del hidrógeno función del potencial renovable[16].

España se sitúa en una posición notablemente favorable con respecto a la producción de hidrógeno en términos de costes. Este hidrógeno se podrá producir utilizando los excedentes de la generación renovable, una energía más barata que las convencionales. La Agencia Internacional de la Energía prevé un coste de entre unos 2,2-2,6 €/kg dependiendo de la ubicación dentro de la península. Si situamos la producción energética del hidrógeno en los 10 kg/MW y un coste anual de la energía en España de 55 €/MW, se podría estimar un coste de 5,5 €/kg de hidrógeno sin incluir los costes de suministro y distribución. Por tanto, se puede esperar que el precio del hidrógeno baje en los próximos años hasta casi la mitad de donde se sitúa ahora.

La industria del automóvil también está muy interesada en desarrollar la pila de combustible de hidrógeno a un precio competitivo, ya que en la actualidad los coches de pila combustible son los más caros del mercado.

La AIE se basa en dos estudios diferentes a la hora de presentar sus estimaciones para el coste del km en distintos tipos de automóviles actual y previsto a largo plazo. En dichos estudios se comparan: el coste del hidrógeno/electricidad, el coste de la pila de combustible y el depósito de hidrógeno junto con un suplemento por la incertidumbre en el coste de la energía. La comparación se realiza para: coches eléctricos de pila de combustible(FCEV), Coche eléctrico alimentado por baterías(BEV) y coches híbridos(ICE).

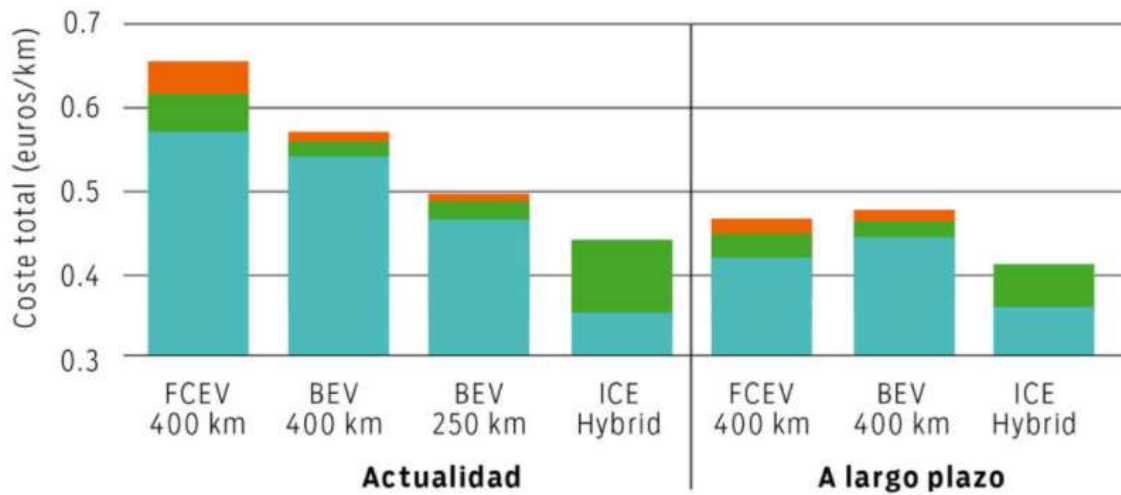


Figura 49. Coste de propiedad por combustible y autonomía[16].

A modo de conclusión se puede decir que el futuro del almacenamiento de la energía es la tecnología de la pila de combustible de hidrógeno, ya técnicamente viable pero antes debe conseguirse una producción a un precio atractivo para el consumidor.

Además, es una tecnología que presenta un potencial considerable dentro de la generación renovable que puede ser clave en la descarbonización del sector energético y de la automoción ayudando a preservar el planeta en el que vivimos.

Conclusión

Pese a que las mejoras tecnológicas constantes en las baterías de litio las hacen las dominadoras del mercado actual y del futuro más inmediato en la acumulación de energía eléctrica, las pilas de combustible de hidrógeno parecen cada vez más cercanas a ser una realidad consolidada en el mercado.

Como ya pasara hace unos años, en 2018, la irrupción en el mercado de la batería de litio desplazó rápidamente a la batería de plomo ácido, se intuye que en un futuro no muy lejano podría ocurrir lo mismo para la batería de litio si se consigue reducir los costes de producción del hidrogeno.

Aún quedan algunos años para ver un mercado dominado por el hidrógeno, mientras tanto el crecimiento de las baterías de litio continuará de manera notable en el mercado siendo cada vez más competitivo en el precio y ofreciendo un producto de mayor durabilidad y rendimiento.

DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

La instalación que se diseña en este proyecto consiste en una instalación de autoconsumo fotovoltaico que incorpora un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías de litio cuya carga se realiza a través de una microeólica.

EMPLAZAMIENTO

La instalación de autoconsumo se llevará a cabo en el colegio Mulhacén, que es un centro de educación privado ubicado en la carretera de Pinos Puente, 10 en la provincia de Granada de la comunidad autónoma de Andalucía en España.

Superficie disponible

El centro cuenta con diversas cubiertas no transitables salvo en circunstancias excepcionales como para realizar labores de mantenimiento.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará en dos de ellas, próximas entre sí, priorizando la ocupación de la cubierta más grande pudiendo llegar a ser prescindible el uso de la segunda cubierta. Ambas cubiertas están separadas unos 25m entre sí y disponen de estancias situadas entre ellas en las que se podrán colocar las batería y el resto de los equipos en un ambiente apropiado para su funcionamiento óptimo.



Figura 50. Distancia entre cubiertas[20].

Primera Cubierta: cubierta del pabellón:

La primera cubierta que se utilizará para el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos es la correspondiente al pabellón cubierto que se destina a actividades deportivas y eventos.



Figura 51. Cubierta del pabellón [20].

Dicho pabellón cuenta con una cubierta de dos faldones con distinta longitud y la misma pendiente. El faldón izquierdo cuenta con una pendiente de 15° y una superficie sobre planta de 917m^2 . Lo que supone una superficie real($917/\cos(15^\circ)$) de 950m^2 .

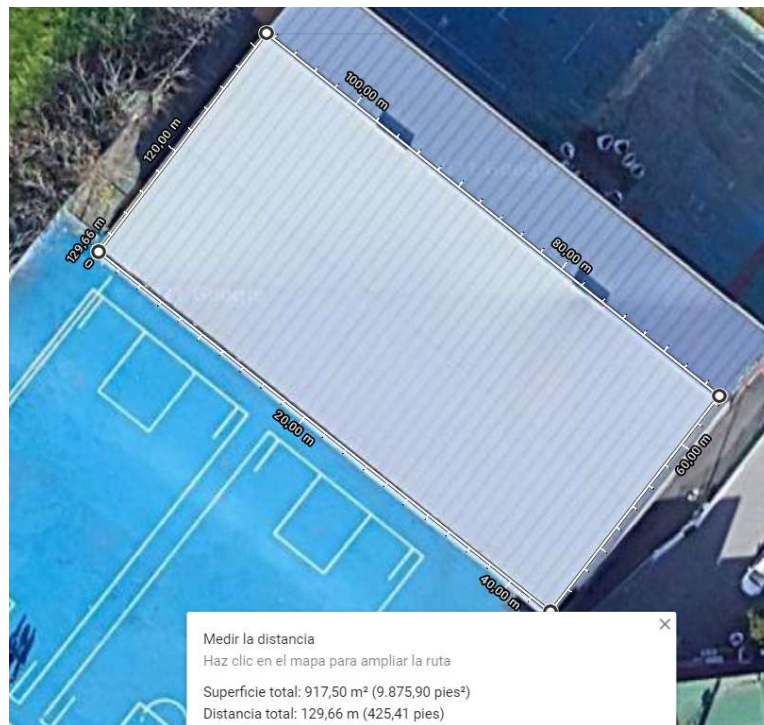


Figura 52. Superficie disponible en el faldón izquierdo de la cubierta del pabellón[20].

El faldón derecho de la cubierta del pabellón cuenta con una pendiente de 15° y una superficie sobre planta de 272m^2 . Lo que supone una superficie real($272/\cos(15^\circ)$) de 282m^2 .

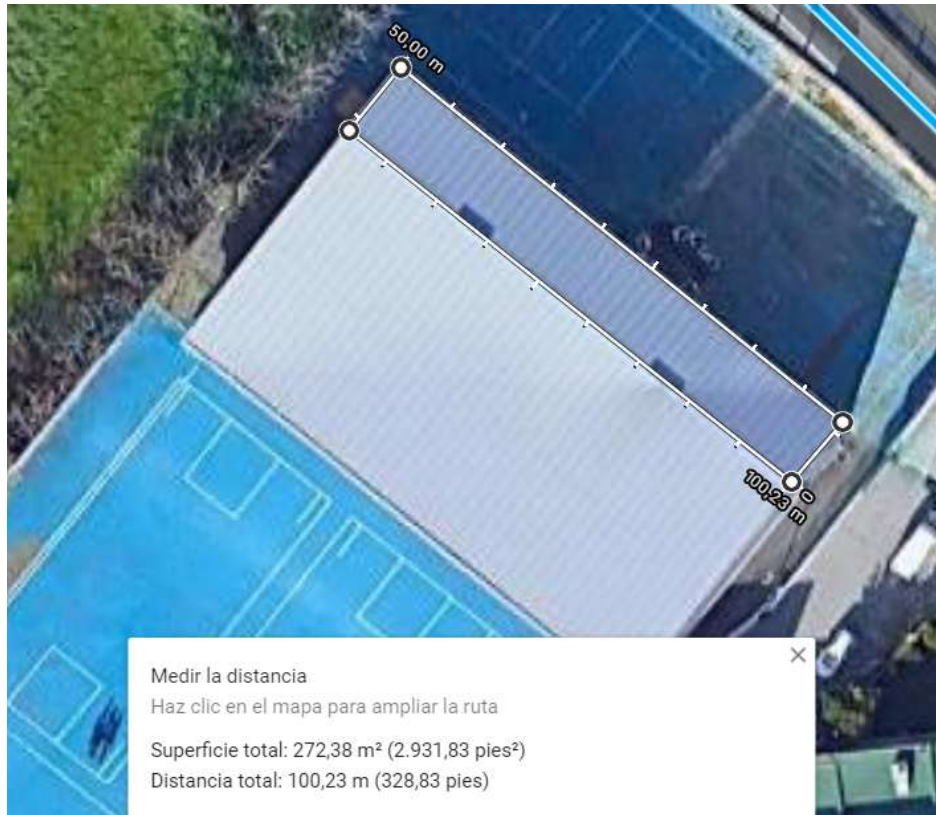


Figura 53. Superficie disponible en el faldón derecho de la cubierta del pabellón[20].

Sobre la cubierta del pabellón se dispone de una superficie total de 1232 m^2 , no transitable, para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Segunda cubierta: cubierta sobre el comedor.

Un faldón de la cubierta del comedor cuenta con una pendiente de 15° y una superficie sobre planta de 115 m^2 . Lo que supone una superficie real por faldón de $(115/\cos(15^\circ))$ de 119 m^2 .



Figura 54. Superficie disponible sobre uno de los faldones de la cubierta del comedor.

La cubierta del comedor dispone de dos faldones de 119 m^2 por lo que en caso de resultar necesaria se dispondrán de otros 238 m^2 para la instalación de los módulos.

Su uso también puede resultar conveniente para la colocación de los aerogeneradores que constituirán la microeólica de la instalación.

Ubicación y características

Como ya se detalló anteriormente la instalación se realizará en la población de Maracena en la provincia de Granada. La altitud a la que se encuentra el centro educativo es de 571m sobre el nivel del mar y las coordenadas en las que se realizará la instalación son:

- Latitud: $37^\circ 22' 56'' \text{ N}$
- Longitud: $03^\circ 71' 35'' \text{ W}$

Datos meteorológicos

La población de Maracena y más concretamente el colegio Mulhacén en el que se realizará la instalación queda situado a menos de 6 km del centro de la capital de provincia, Granada. Por ello se tomarán los datos meteorológicos correspondientes a la ciudad de Granada.

Temperatura, precipitaciones y humedad

Granada presenta un clima cálido en verano y templado el resto del año. El clima nazarí se clasifica como Csa y presenta una temperatura media anual de 15,3°C.

La ciudad se encuentra a unos 680 m sobre el nivel del mar. Los meses de verano son mucho más secos que los del invierno en Granada, las precipitaciones promedio anuales son de unos 536mm. Julio es el mes más seco y caluroso con unos 8mm de precipitaciones y una temperatura promedio de 26,6°C. El mes más frío es Enero con casi 5,8°C de promedio y el más lluvioso corresponde a Noviembre con unos 60mm de promedio.

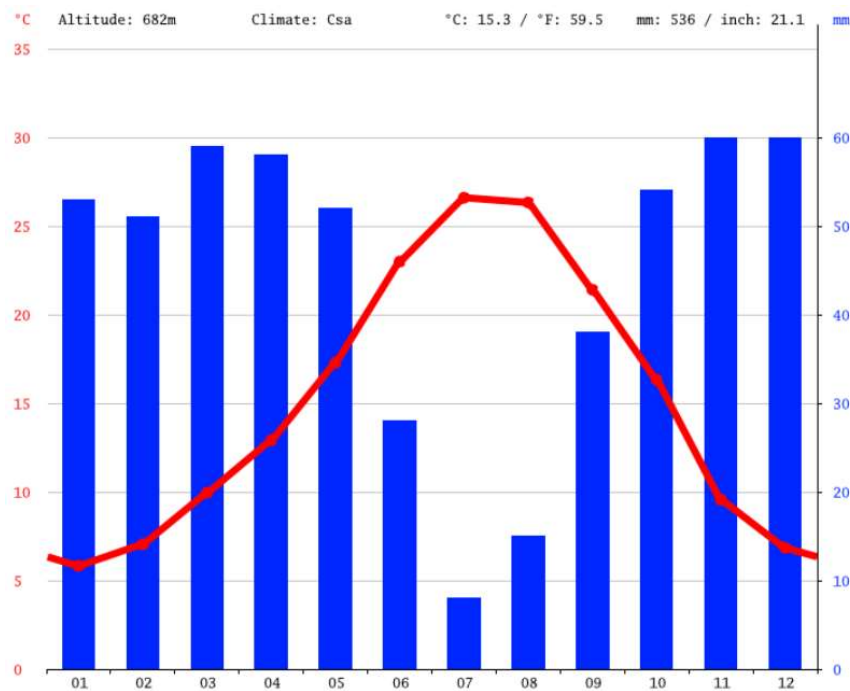


Figura 55. Climograma de Granada[21].

A continuación, se presentan los datos de climatología anual en la región englobando: las temperaturas(media, máxima y mínima), las precipitaciones, la humedad y los días lluviosos por mes.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	5.8	7	9.9	12.9	17.3	23	26.6	26.3	21.4	16.3	9.6	6.8
Temperatura mín. (°C)	1.1	2	4.3	7	10.9	16.1	19.6	19.4	15.4	11	4.9	2.3
Temperatura máx. (°C)	11.2	12.4	15.5	18.3	22.9	28.9	32.8	32.6	27.2	21.8	14.6	12.2
Precipitación (mm)	53	51	59	58	52	28	8	15	38	54	60	60
Humedad(%)	72%	69%	64%	61%	53%	44%	36%	38%	49%	61%	69%	73%
Días lluviosos (días)	6	6	6	7	6	4	2	3	4	6	6	6

Tabla 8. Climatología anual en Granada[21].

Viento

El aeropuerto de Granada dispone de un medidor del viento que proporciona datos del viento en la región (velocidad y dirección) desde 1982. El aeropuerto de Granada en el que se encuentra dicho medidor está a 570m sobre el nivel del mar.

Se han seleccionado los datos recopilados entre Enero del 2000 y Enero del 2021 para realizar un análisis del viento en Granada. Los datos han sido sacados de la web Weather Online. La velocidad de viento promedio en la región es de 4,8 km/h y la dirección predominante sobre la que influye el viento es la oeste con hasta un 30% de incidencia.

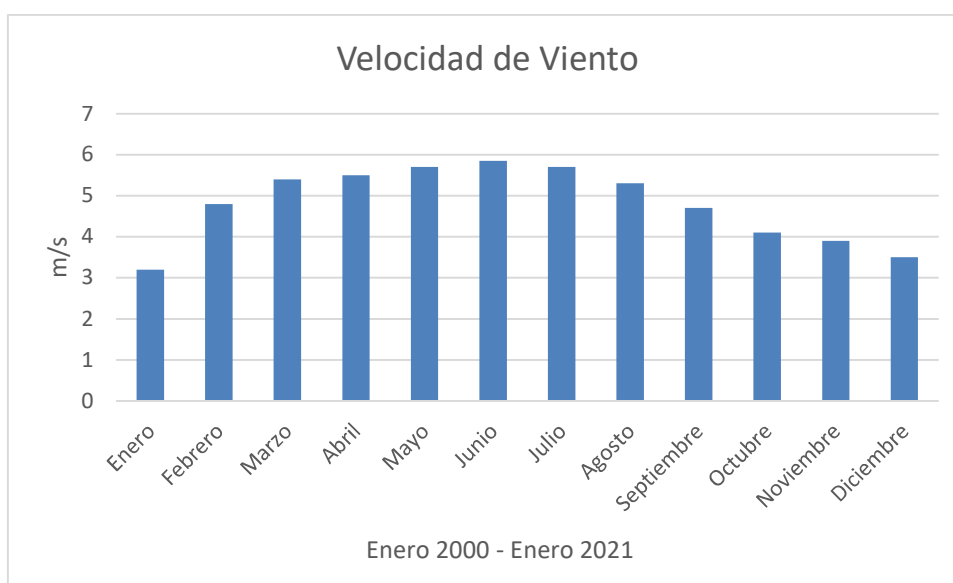


Figura 56. Velocidad de viento en Granada entre Enero del 2000 y Enero del 2021.

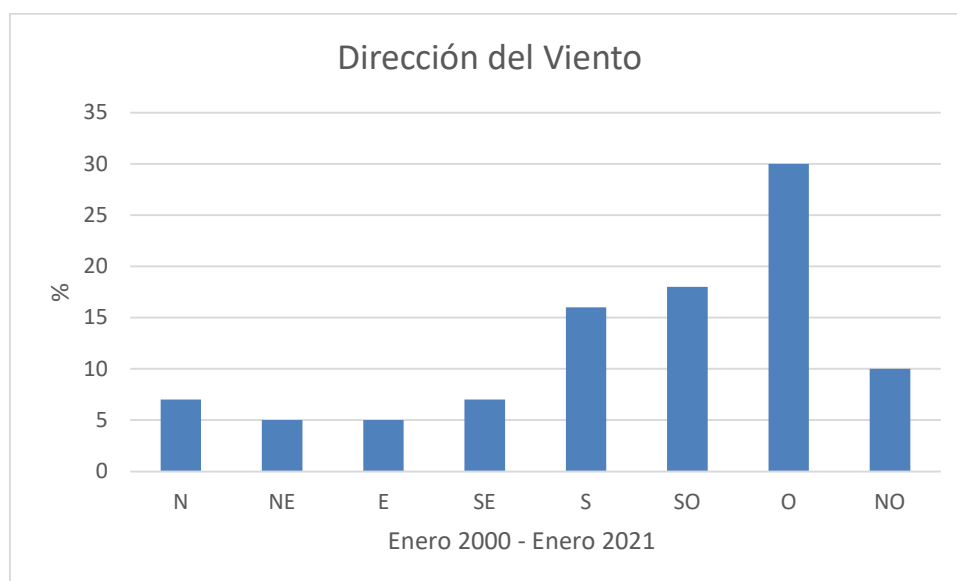


Figura 57. Dirección del viento en Granada entre Enero del 2000 y Enero del 2021.

Horas de sol

La estación climatológica del aeropuerto de Granada también proporciona datos de las horas de sol desde su instalación.

De acuerdo con los datos publicados en la web Weather Online, se ha elaborado una gráfica que muestra las horas de sol en cada mes. El promedio de horas de sol al día anualmente en Granada es de 8,2 horas, con un total anual de 2971,6 horas de sol totales.

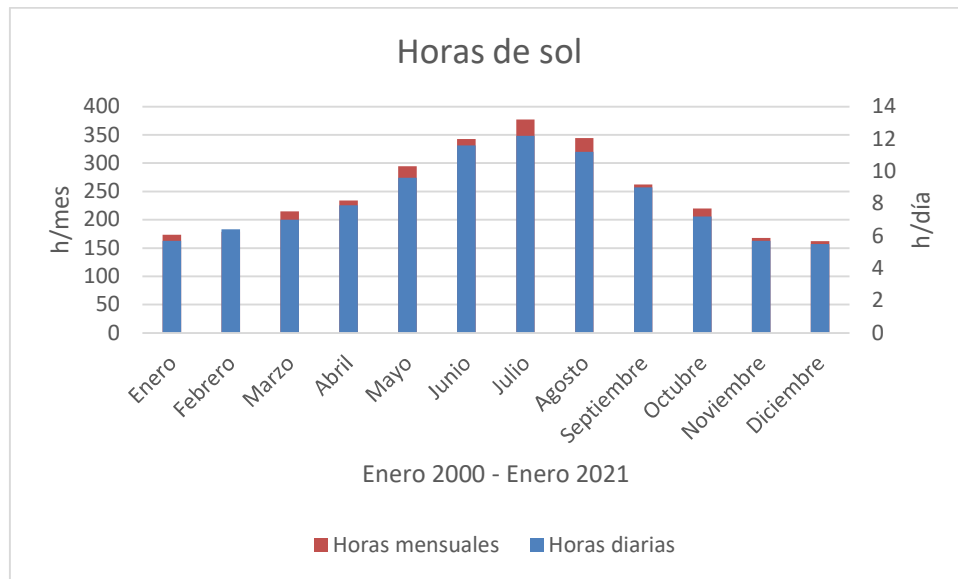


Figura 58. Horas de sol en Granada.

Propuestas de configuración

A continuación, se van a estudiar las posibles propuestas de configuración de los módulos fotovoltaicos, eligiendo la solución más conveniente y técnicamente viable.

Las posibles configuraciones que se van a estudiar para la instalación de los módulos son:

1. Coplanar a la cubierta: orientación siguiendo la fachada de la cubierta y aprovechando la inclinación de cada faldón.
2. Estándar en la industria: Orientada al sur, hemisferio norte, con 30° de inclinación.
3. Optimizada: Orientación e inclinación óptimas para la zona geográfica, calculada por el programa PVGIS de acuerdo a la base de datos PVGIS-SARAH.

El análisis de los datos se va a realizar, utilizando la herramienta creada por la Unión Europea (EU) PVGIS, para una instalación fotovoltaica integrada en edificio de 1kWp instalado, conectada a la red con unas pérdidas del sistema del 14%. La tecnología que utilizarán los módulos será el cristal de silicio.

Los datos que se introducirán para la obtención de los datos serán: el ángulo de azimut y el ángulo de inclinación de los módulos para cada configuración.

Se espera poder determinar la configuración más adecuada para la instalación del generador fotovoltaico.

Configuración 1

La fachada del pabellón está orientada hacia el SO, con una desviación de 5° respecto al SO puro. La orientación de la fachada se ha calculado utilizando como referencia las proporcionadas por la brújula del espacio web de Google Maps.

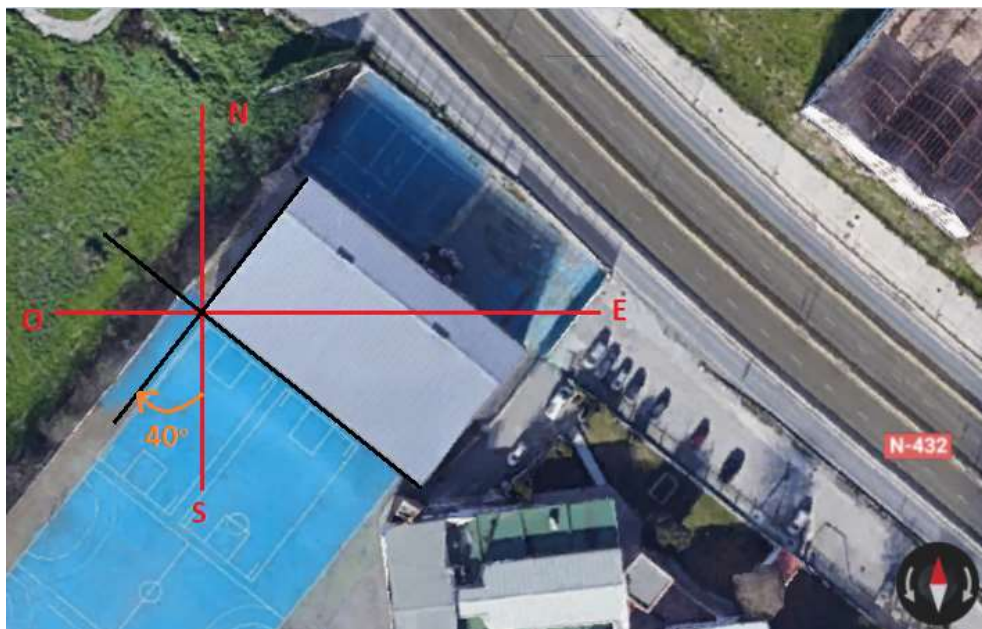


Figura 59. Cálculos de la orientación de la fachada del pabellón[20].

La orientación de la fachada de la cubierta que seguirían los módulos emite un azimut de 40° , la inclinación del faldón dominante en la cubierta es de 15° .

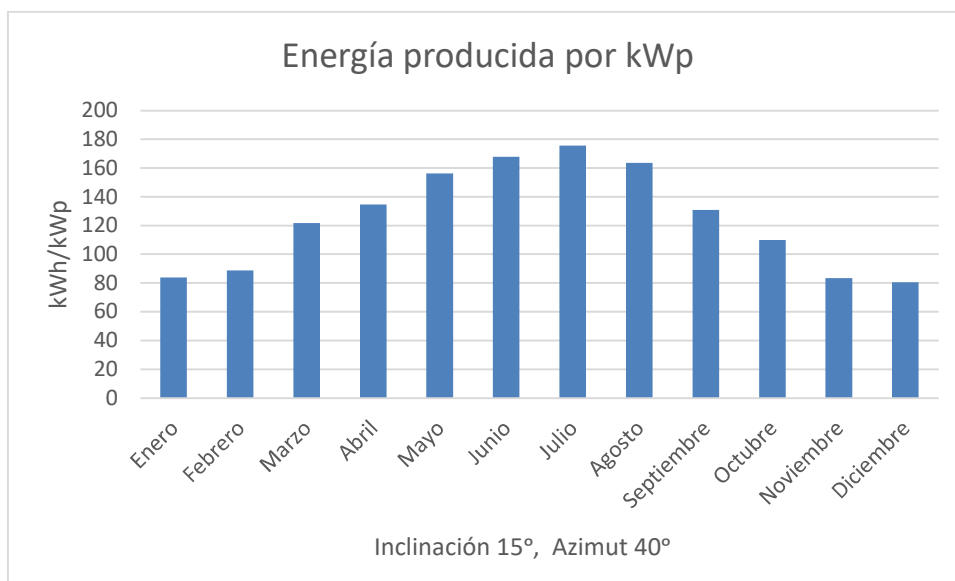


Figura 60. Energía producida en la configuración 1 por cada kWp instalado.

La configuración tiene un potencial de producción anual de 1497,2 kWh por cada kWp instalado con una irradiación anual de 2025,4 kWh/m².

Configuración 2

Esta configuración dispone los módulos orientados al sur, ángulo de azimut 0° en el hemisferio norte, con una inclinación de 30°.

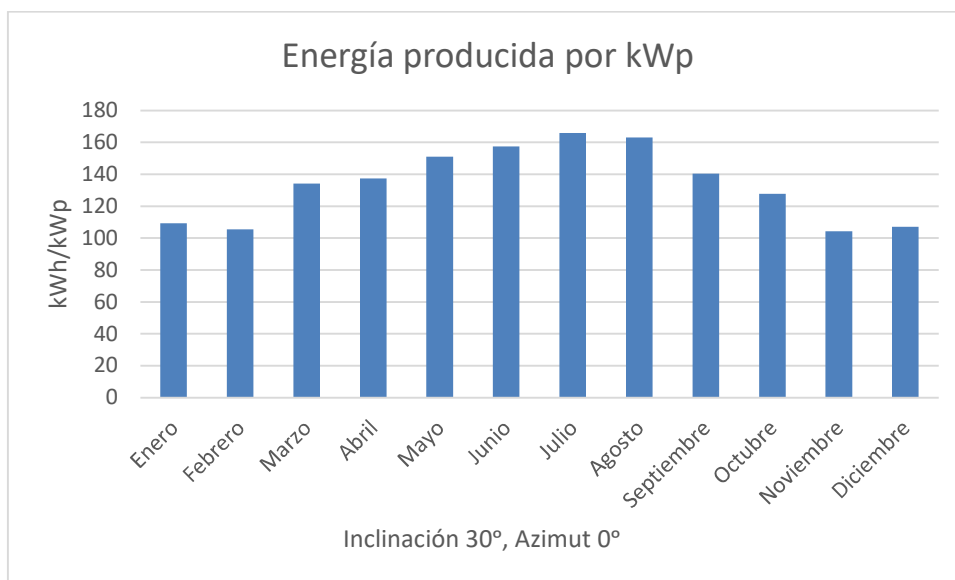


Figura 61. Energía producida en la configuración 2 por cada kWp instalado.

La configuración tiene un potencial de producción anual de 1603,1 kWh por cada kWp instalado con una irradiación anual de 2167,5 kWh/m².

Configuración 3

Esta configuración dispone los módulos con la orientación e inclinación óptimas calculadas por el programa PVGIS. Los módulos quedarían orientados al sur, ángulo de azimut -2°, y con una inclinación de 32°.

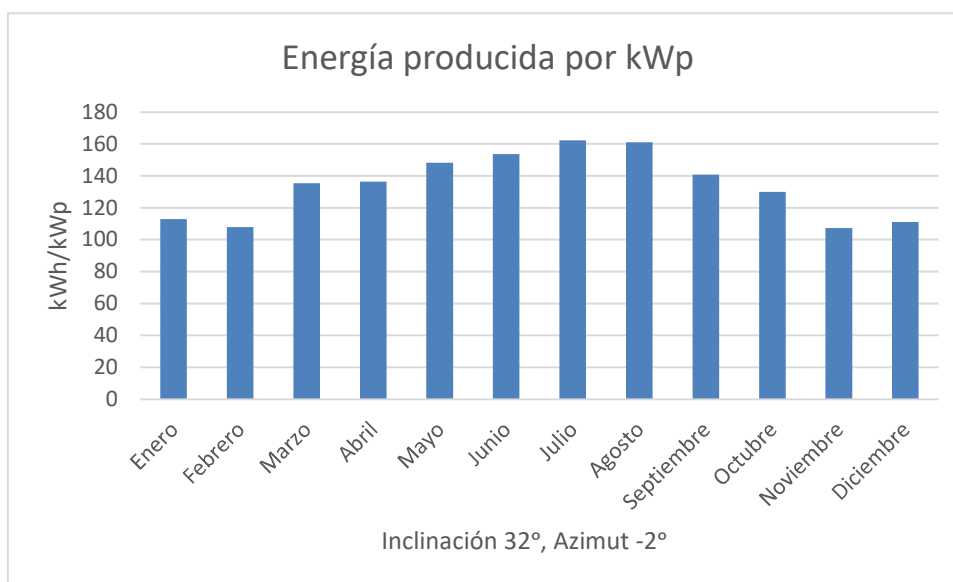


Figura 62. Energía producida en la configuración 3 por cada kWp instalado.

La configuración tiene un potencial de producción anual de 1606,4 kWh por cada kWp instalado con una irradiación anual de 2170,9 kWh/m².

Comparativa y configuración final

A continuación, se han recogido en una misma gráfica el potencial de producción de energía por cada kWp instalado de cada configuración estudiada.

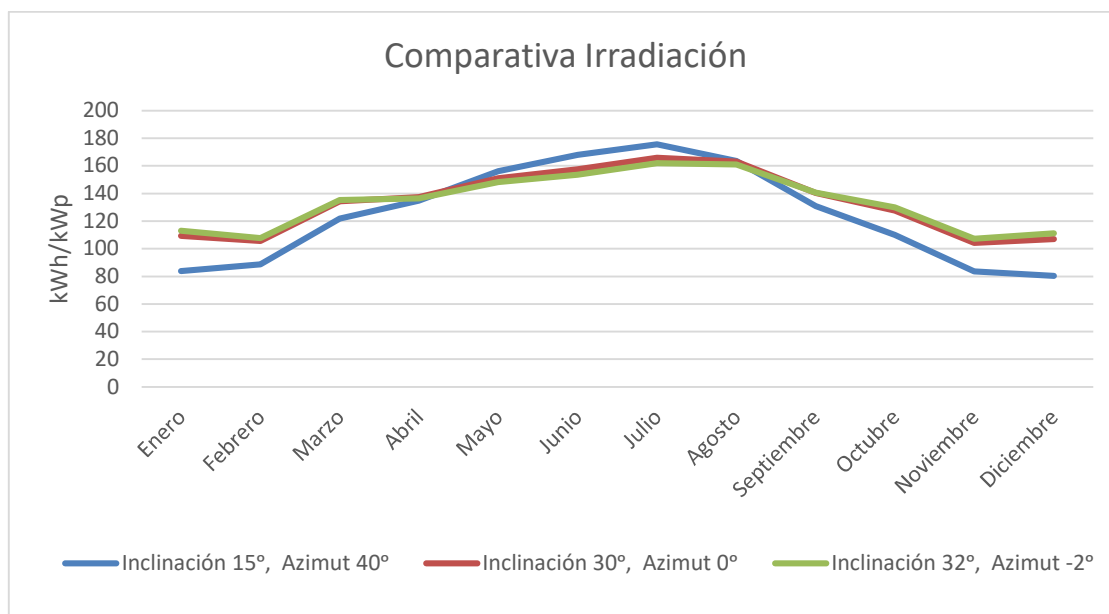


Figura 63. Comparativa de la producción de energía por kWp instalado para cada configuración.

La producción de energía en los meses de mayor irradiación es mayor para la configuración 1 (coplanar a la cubierta), pero notablemente inferior en los meses de menor irradiación resultando el total producido anual notablemente inferior al resto de configuraciones por lo que esta queda descartada.

Como se observa claramente en la gráfica anterior, las configuraciones 2 y 3 se comportan de manera parecida durante todo el año, de hecho, son iguales prácticamente.

Pese a que la configuración 3 (con inclinación y orientación optimizadas) es ligeramente superior en cuanto al total de la energía generada por cada kWp instalado por motivos de comodidad en la instalación y diseño del resto de partes de la instalación se ha escogido la configuración 2 (inclinación 30° y orientación sur) para realizar la instalación de los módulos.

CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CENTRO

Con el fin de realizar una instalación de autoconsumo ajustada a las necesidades reales del centro en este apartado se van a analizar los consumos eléctricos del colegio Mulhacén.

Descripción de las instalaciones

Las instalaciones sobre las que se van a analizar los consumos de energía eléctrica son las correspondientes al colegio Mulhacén situado en la provincia de Granada.

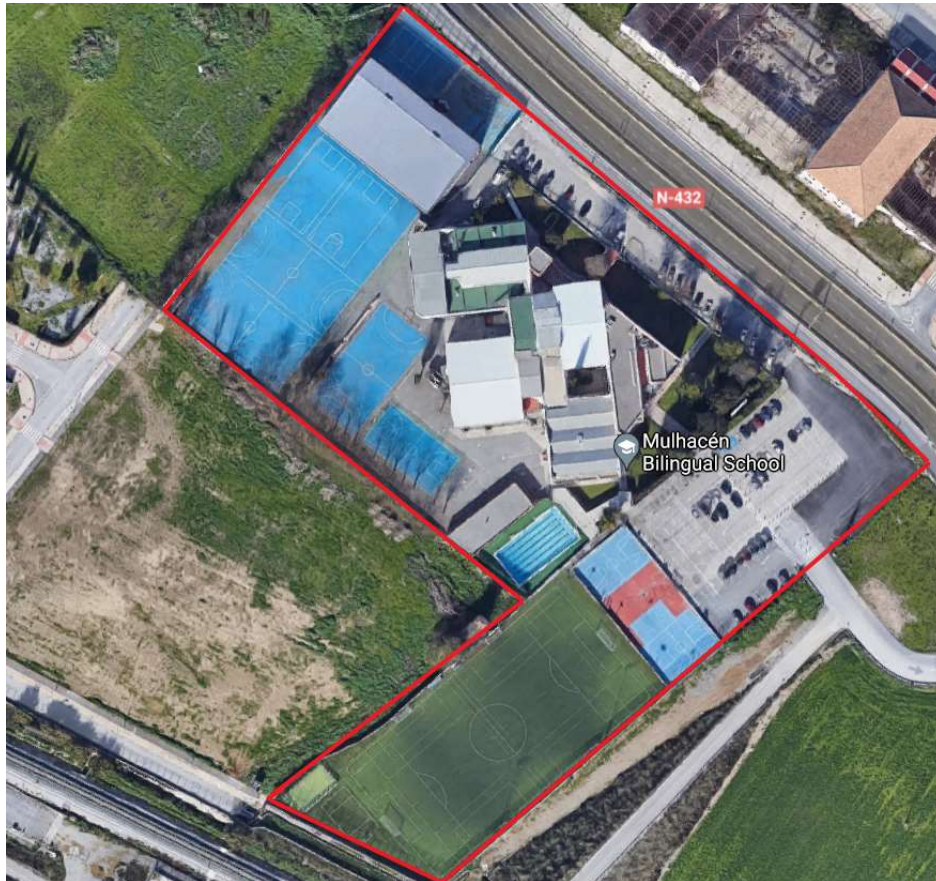


Figura 64. Emplazamiento del Colegio Mulhacén[20].

El colegio Mulhacén es un colegio privado bilingüe de la provincia de Granada que proporciona educación en Primaria, ESO y Bachillerato.

Las instalaciones del centro se tratan de una parcela de un edificio de cuatro plantas construidas en diferentes años, un pabellón destinado a actividades deportivas y unos vestuarios situados junto a la parcela de la piscina.

La planta baja del edificio está destinada a labores administrativas, como la zona de secretaria y despachos del profesorado y personal administrativo del centro. La primera planta queda destinada a toda la actividad de la educación primaria y varios curso de secundaria. La segunda planta se usa para el resto de los cursos y actividades de la educación secundaria e incorpora una zona de cocinas y comedores tanto para alumnos como ara profesores. Así mismo la última planta del edificio incorpora las aulas en las que se imparten las clases del bachillerato, una capilla y los laboratorios del centro. El colegio cuenta también con varia canchas al aire libre de futbol sala, baloncesto y tenis, así como un campo de césped artificial de futbol once en el que se disputan los partidos de futbol de los equipos de las distintas categorías de los que dispone el colegio. Por último, dispone de una zona de parking que se distribuye en tres: aparcamiento de rutas(autobuses), aparcamiento de padres y aparcamiento de profesores y personal del centro.

Energía eléctrica

Los consumos eléctricos del centro han sido facilitados para el periodo de un año, entre Enero de 2018 y Diciembre de 2018, dado que los consumos de los cursos 2019/2020 y 2020/2021 no pueden considerase habituales en las circunstancias en las que se ha tenido que desarrollar la actividad docente. Los consumos facilitados se han desglosado y se analizará solo el consumo referente al término de energía activa en kWh, ya que el objeto del `proyecto no es reformular el contrato de la factura eléctrica en el centro sino reducir el consumo eléctrico mediante la instalación de un autoconsumo con un sistema de almacenamiento eléctrico en baterías.

El consumo de energía activa en el centro indica la energía consumida en las luminarias y resto de aparatos eléctricos empleados. Analizando un estudio mensual se puede observar la influencia y variación que producen en los consumos las estaciones y periodos vacacionales, aunque en el colegio se realizan también actividades docentes en estos periodos.

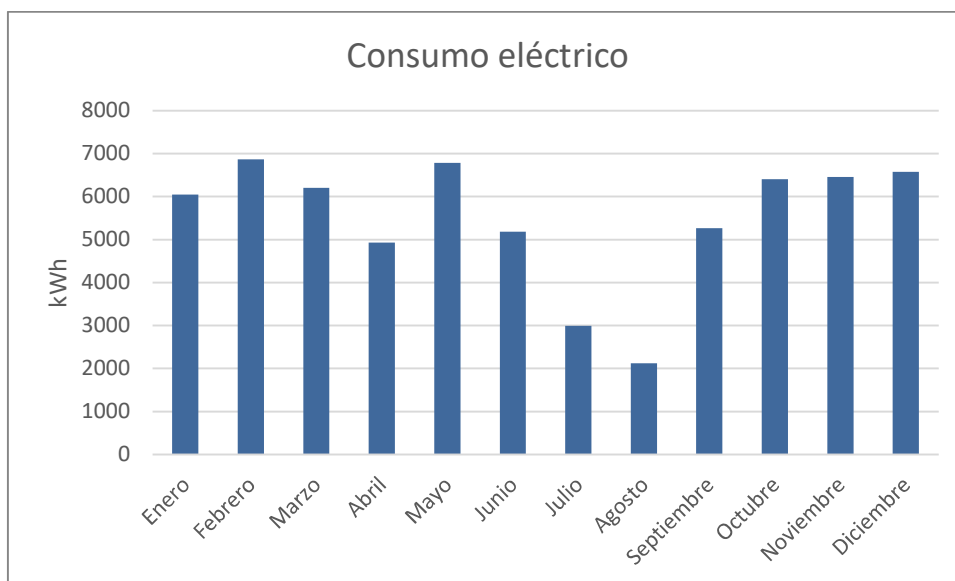


Figura 65. Consumo eléctrico.

Los meses de menor consumo eléctrico son los meses de vacaciones en establecido en el sistema educativo, así también se observa un consumos reducido en el mes de abril, mes en el que suele caer la festividad de “semana santa”. Pese a todo el centro mantiene un consumo eléctrico constante durante el año, pues en verano el centro organiza actividades y cursos.

Los meses de mayor consumo energético son los meses de invierno, correspondientes a la cantidad de horas de uso de las instalaciones. Aunque en el mes de Mayo el consumo se eleva con respecto al mes de Abril debido al inicio del uso de los aires acondicionados y a la lectividad completa del mes. Pese a que el mes más caluroso en el que se imparten clases en el colegio es el de junio se observa que el consumo eléctrico se reduce notablemente frente al mes anterior, la reducción de la jornada, que pasa de ser de 9.00h-17.00h a 9.00h - 14.30h, es la razón de mayor peso para este hecho.

El consumo eléctrico total en el año 2018 en el colegio Mulhacén fue de 65.825,7 kWh, con un máximo en el mes de Febrero de 6.862,9 kWh y un mínimo en el mes de Agosto de 2.125 kWh.

Energía del autoconsumo fotovoltaico

Para proporcionar una solución de ahorro energético considerable en los consumos del colegio Mulhacén se realizará el diseño de una instalación de autoconsumo que pueda entregar al menos el 60% de la energía consumida anualmente en las instalaciones del centro. La instalación de autoconsumo deberá producir al menos 39.406 kWh anuales para ser consumidos directamente en el colegio, los excedentes generados durante las horas de mayor producción serán vertidos a la red de distribución.

INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO

La instalación de autoconsumo contará de dos partes:

1. El generador fotovoltaico que cuenta con 28,8 kWp instalados de potencia en el generador fotovoltaico. Esta capacidad instalada la conforman 72 módulos de 400 Wp cada uno, panel solar ESPSC 400M, dispuestos en 6 paralelos de 12 módulos en serie cada uno. Los módulos quedaran orientados al sur con una inclinación de 30° sobre la horizontal que se colocaran sobre la cubierta del pabellón deportivo del colegio Mulhacén con una distancia entre módulos paralelos de 1,3m.

La cubierta del pabellón presenta una cubierta sin obstáculos y de carácter no transitable, apta para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Las características eléctricas de generador fotovoltaico son:

- Potencia pico instalada: 28,8 kWp
- Tensión en el circuito abierto(V_{OC}): 597,6 V
- Intensidad de cortocircuito(I_{CC}): 62,16 A
- Tensión del punto de máxima potencia(V_{PPM}): 500,4 V
- Intensidad del punto de máxima potencia(I_{PPM}): 57,6 A

Los ramales de módulos fotovoltaicos se conectarán al inversor INGECON SUN 25 de 25kW de potencia nominal para poder abastecer de corriente alterna al centro.

Se espera que la instalación fotovoltaica produzca 41.155 kWh anualmente lo que proporcionará una reducción del 62,5% del consumo eléctrico del centro directo de la red eléctrica.

2. El sistema de almacenamiento de la energía eléctrica será capaz de abastecer al centro de la energía que proporciona el generador fotovoltaico durante tres días. Esta instalación está formada por 7 baterías de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0 repartidos en dos bancos de baterías conectados en paralelo, cuatro aerogeneradores Air 40 Land del fabricante primuswindpower conectados en serie dos a dos cada una de estas series cargará un banco de baterías. y dos reguladores de carga MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON cada uno conectado a uno de los bancos de baterías.

Módulos fotovoltaicos

Para la elección del modelo comercial de los módulos fotovoltaicos se han analizado tres modelos de distintas características, tecnología y precio en el mercado.

El modelo de módulo fotovoltaico que se utilizará en la instalación es el panel solar ESPSC-400M de 400 Wp PERC de silicio monocristalino de la compañía ERA SOLAR.

Para abastecer las necesidades energéticas de la instalación, previamente analizadas, se instalará un total de 72 de estos módulos suponiendo un total de 28,8 kWp instalados en el generador fotovoltaico.

Las características de los módulos ESPSC 400M se muestran a continuación:

Especificaciones eléctricas	
Potencia pico	400 W
Tensión de circuito abierto, V_{OC}	49,8 V
Corriente de cortocircuito, I_{CC}	10,36 A
Tensión PMP, V_{PMP}	41,7 V
Corriente PMP, I_{PMP}	9,6 A

Tabla 9. Especificaciones eléctricas del módulo ESPSC 400M.

Características Mecánica	
Tipo Célula	Silicio Monocristalino

Dimensiones	1979×1002×40mm
Peso	22,5 kg
Cables de Salida	TUV 1x4 mm ² Ánodo 900mm, Cátodo 900mm

Tabla 10. Características mecánicas del módulo ESPSC 400M.

Condiciones de trabajo	
Temperatura de funcionamiento	-40°C~+85°C
Capacidad máxima de fusibles en serie	15 A
Tolerancia de energía	0~+3%
Máxima tensión del sistema	1000 Vdc
Rendimiento	20,17%

Tabla 11. Condiciones de trabajo del módulo ESPSC 400M.

Coeficientes de temperatura	
Potencia máxima, P _{PMP}	-0.57402%/°K
Tensión de circuito abierto, V _{OC}	-0.38038%/°K
Corriente de cortocircuito, I _{CC}	0.02973%/°K
TONC	45±2°C

Tabla 12. Coeficientes de temperatura del módulo ESPSC 400M.

Los módulos cuentan con la homologación de producto: IEC61215, IEC61730 y UL1703 CSA.

El rendimiento de los módulos en los 10 primeros años será superior al 90% y superior al 80% hasta los 25 años, garantizado por el fabricante ERA SOLAR. Además, los paneles cuentan con una garantía de 10 años desde la compra.

Configuración de los módulos

Los módulos quedaran orientados al sur con una inclinación de 30°, al no coincidir esta orientación con la de la fachada de la cubierta se cablearán para que queden distribuidos en seis paralelos compuestos por doce módulos en serie cada uno.



Figura 66. Módulo inclinado 30°

Disposición de los módulos

Para realizar la disposición de los ramales de módulos fotovoltaicos se ha utilizado el Pliego de Condiciones Técnicas en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico. Con el fin de reducir las pérdidas derivadas de la proyección de sombras entre ramales paralelos de módulos se ha de respetar una distancia mínima de separación entre estos permitiendo así mejorar la eficiencia en la producción fotovoltaica.

El esquema utilizado para el cálculo de esta distancia de separación entre paralelos es el siguiente.

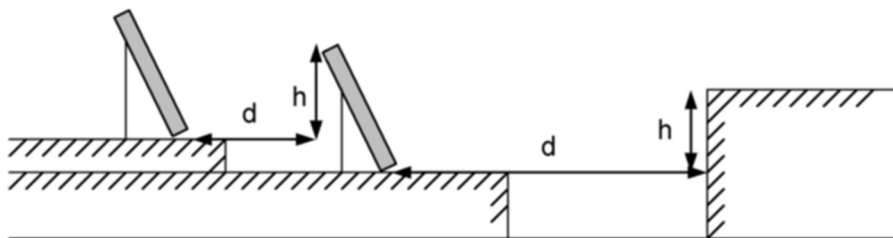


Figura 67. Esquema para el cálculo de la distancia entre ramales en paralelo.

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.

En cualquier caso:

$$d \geq h * k$$

siendo k un factor adimensional que, en este caso, se calcula como:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{Latitud}[^{\circ}])}$$

A continuación, se recogen los valores de k para distintas latitudes.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 13. Valores del factor k para el cálculo en la disposición de los módulos fotovoltaicos.

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

La instalación se va a realizar en una latitud cercana a los 37° por lo que la k que se utilizará será de:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 37^\circ)} = \frac{1}{\tan(24^\circ)} = \frac{1}{0,445} = 2,246$$

Los módulos tienen una altura de 1002 mm y se encuentran inclinados 30° por lo que el valor de h se calcula como:

$$h = \sin(30^\circ) * 1002 = 501 \text{ mm} = 0,501 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia entre paralelos de módulos debe ser:

$$d \geq h * k = 0,501 * 2,246 = 1,125 \text{ m}$$

Los ramales de módulos se separarán 1,3 m entre sí.

En la instalación se instalarán 72 módulos distribuidos en 6 paralelos de 12 módulos en serie cada uno. El área que ocuparan los módulos será de 143 m². Como se muestra en la figura 52 el faldón izquierdo de la cubierta del pabellón dispone de 950 m² de superficie por lo que

la separación entre módulos paralelos puede ocupar hasta 807 m^2 . Se puede por tanto distribuir los módulos en series de una longitud total de hasta 620 m.

Inversor

La instalación de autoconsumo se realiza en España y por tanto presenta las mismas características eléctricas que la red de distribución en Europa, 220V y 50Hz. El inversor escogido debe ser capaz de operar en estas condiciones.

Para determinar la potencia nominal del inversor se sigue el criterio estándar de situar la potencia pico instalada en el generador fotovoltaico un 20% superior a la potencia nominal del inversor para buscar un rendimiento de este entorno al 90%. La potencia instalada en el autoconsumo fotovoltaico es de 28,8 kWp por lo que se ha escogido un inversor con potencia nominal de entre 24 kW y 26 kW. Finalmente se ha escogido un inversor de 25 kW de potencia nominal resultando en un ratio Wp/W del 115,2%.

El inversor escogido para su uso en la instalación fotovoltaica ha sido el INGECON SUN 25 U 2078 del fabricante INGETEAM.



Figura 68. Inversor INGECON SUN 25.

El inversor INGECON SUN 25 U 208 presenta las siguientes propiedades eléctricas:

Potencia Nominal	25	kW
Tensión pmp mínima	300	V
Tensión pmp máxima	550	V
Tensión máx admitida	600	V
Potencia PV máx	33	kWp
Corriente máx	87	A
Tensión de arranque	420	V
Tensión de parada	-	V

Tabla 14. Propiedades eléctricas en DC del inversor INGECON SUN 25.

Potencia Nominal	25	kW
Tensión nominal	208	V
Intensidad máxima	78	A
Frecuencia admitida	50-60	Hz
Cos Φ	1	-
THD	<3	%
Rendimiento	95,5	%

Tabla 15. Propiedades eléctricas en AC del inversor INGECON SUN 25.

Configuración del inversor

La configuración escogida para el inversor es la correspondiente al esquema de inversor central, con objeto de reducir el peso sobre la cubierta ya que se colocará en unos de los costados de esta.

El esquema de la configuración con inversor central se muestra a continuación.

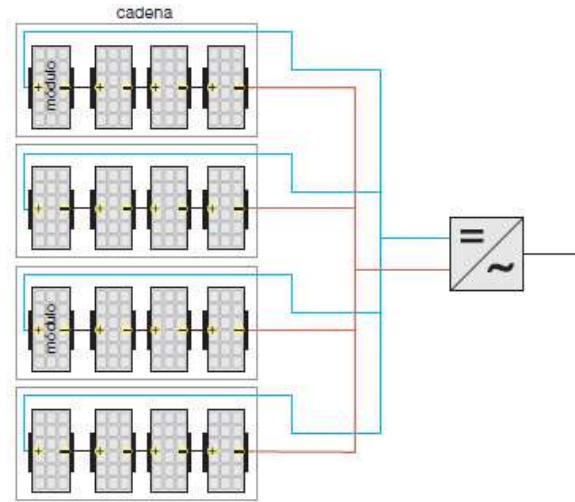


Figura 69. Esquema de configuración con inversor central.

El inversor INGECON SUN 25 en configuración de inversor central o único debe verificar que es eléctricamente apto para la configuración escogida para los módulos, 6 paralelos de 12 módulos en serie:

$$I_{cc} \leq I_{m\acute{a}x}$$

$$I_{cc} = 6 * 10,36 A = 62,16 A$$

$$62,16 A \leq 87 A$$

$$I_{pmp} \leq I_{m\acute{a}x}$$

$$I_{pmp} = 6 * 9,6 A = 57,6 A$$

$$57,6 A \leq 87 A$$

$$V_{oc} \leq V_{m\acute{a}x \text{ admitida}}$$

$$V_{oc} = 12 * 49,8 V = 597,6 V$$

$$597,6 V \leq 600 V \quad \checkmark$$

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} \leq V_{m\acute{a}x \text{ admitida}}$$

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = 12 * 49,8 V = 597,6 V$$

$$597,6 V \leq 600 V \quad \checkmark \checkmark$$

$$V_{pmp \text{ mín}} \leq V_{pmp} \leq V_{pmp \text{ máx}}$$

$$V_{pmp} = 12 * 41,7 V = 500,4 V$$

$$300 V \leq 500,4 V \leq 550 V \quad \checkmark$$

El inversor escogido cumple por tanto con las especificaciones eléctricas requeridas por la instalación y es apto para su instalación como inversor central del autoconsumo fotovoltaico.

Estructura de soporte de los módulos

Los módulos fotovoltaicos deben fijarse sobre la cubierta mediante su colocación sobre las estructuras de soporte pertinentes.

La estructura de soporte escogida para la instalación presenta el perfil CVE 915 XL de hasta 3 m de longitud. Las estructuras quedaran fijadas a la cubierta a través de tres apoyos triangulares de perfil MQ-21D y tres apoyos triangulares de perfil MQ-41 por cada 3 metros de estructura utilizados.



Figura 70. Estructura de perfil CVE 9154 XL inclinada.

Configuración y orientación

Los perfiles de la estructura estarán orientados al sur y presentaran una inclinación con respecto al ala izquierda de la cubierta del pabellón deportivo de 45°, lo que resultará en una inclinación de 30° sobre la horizontal.

La longitud total de los módulos es 142,5 m por lo que se colocaran en total 48 estructuras de 3 m cada una.

Baterías de almacenamiento eléctrico

Las baterías de almacenamiento eléctrico se conectarán en paralelo al generador fotovoltaico a la entrada del inversor para poder hacer uso de la energía acumulada en las baterías cuando la energía producida la instalación fotovoltaica no sea suficiente.

Baterías de litio

Para la elección del modelo comercial de las baterías se han analizado distintos modelos de distintas características, tecnología y precio en el mercado.

El modelo de batería que se utilizará en la instalación es la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0.

El modelo es escalable hasta los 256 kWh para un solo sistema.

Las características de la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0 se muestran a continuación:

Especificaciones eléctricas	
Módulo	LVS(4 kWh)
Nº de módulos	6
Energía disponible	24 kWh
Máxima corriente de salida	250 A
Corriente de salida pico	360 A, 5 s
Tensión nominal	51,2 V
Tensión operativa	40-57,6 V
Temperatura operativa	-10-50 °C

Tabla 16. Especificaciones eléctricas de la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0.

Características Mecánica	
Tipo Célula	Litio fosfato de hierro, libre de cobalto
Dimensiones	1643×650×298 mm
Peso	289 kg
Comunicación	CAN/RS485

Tabla 17. Características mecánicas de la batería de litio 48V BYD B-Box Premium LVS 24.0.

Además, las baterías cuentan con una garantía de 10 años desde el momento de la compra.

Capacidad de almacenamiento de las baterías

El sistema de almacenamiento eléctrico debe diseñarse de forma que sea capaz de sustituir la energía producida por el generador fotovoltaico durante tres días, un total de 338 kWh (112,7 kWh/día).

La capacidad de las baterías de acumulación se calculará como:

$$Capacidad_{baterías} = \frac{Energía_{necesaria} * Autonomía_{días}}{U_N}$$

La profundidad de descarga depende del tipo de batería elegido. Estos valores oscilan entre 0,5 a 0,8. Se consultarán estos valores en las características técnicas para cada modelo y fabricante. La tensión a nominal de trabajo de la batería se ha escogido de 48V.

$$Capacidad_{baterías} = \frac{112,7 \frac{kWh}{día} * 3 días}{48 V} = 7.041 Ah$$

La batería escogida presenta una corriente descarga máxima de 250 A y una corriente de salida pico de 360 A durante 5 segundos. La energía máxima de descarga de la batería es de 24 kWh escalable hasta los 256 kWh.

La batería tiene por tanto una capacidad de descarga máxima de:

$$Capacidad_{baterías} = \frac{24 kWh}{48 V} = 500 Ah$$

Por lo que para disponer una capacidad de descarga de 338 kWh se deben instalar 14 batería de litio BYD B-Box Premium LVS para abastecer durante tres días sin funcionamiento de la fotovoltaica al centro.

Configuración de la baterías

La forma de conseguir aumenta la capacidad de un sistema de almacenamiento de baterías es formar bancos de baterías en paralelo. A continuación, se muestra el esquema genérico de conexión de baterías en paralelo y como la capacidad del banco formado es la suma de las capacidades de dichas baterías conectadas en paralelos.

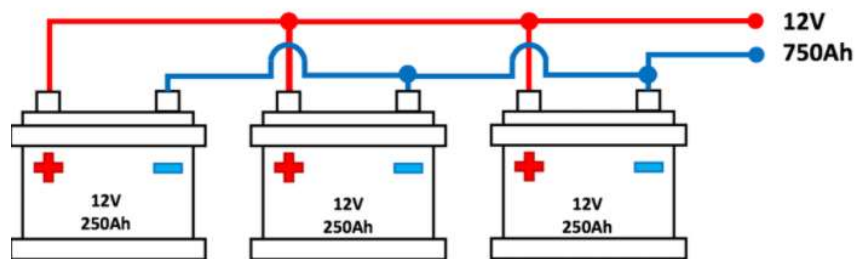


Figura 71. Conexión de baterías en paralelo.

Para conseguir que la capacidad del sistema sea de 7.041 Ah o lo que es lo mismo que sea capaz de proporcionar hasta 338 kWh, y dado que la escalabilidad máxima de las baterías es de 256 kWh se van a formar dos bancos de baterías de 7 módulos LVS 24.0 conectados en paralelos cada uno. Cada uno de los bancos de baterías tendrá una capacidad de 3.500 Ah o lo que es lo mismo será capaz de proporcionar 168 kWh de energía eléctrica.

Reguladores de carga

El control del proceso de carga y descarga de las baterías de litio en la instalación se realiza mediante reguladores de carga. Estos dispositivos se encargan de proteger las baterías y preservar su vida útil.

El regulador de carga se encarga de controlar que no se produzcan sobrecargas en las baterías.

En la instalación que se diseña en este proyecto los reguladores de carga se colocarán entre los aerogeneradores de la microeólica y las baterías, luego las baterías irán conectados al inversor de la forma misma en la que se procede en la práctica real. El regulador de carga solo se encarga de regular los ciclos de carga y descarga en las baterías.

Los reguladores de carga quedan determinados por la intensidad máxima de trabajo y el voltaje de la instalación. El regulador de carga debe operar a la misma tensión que las baterías y los aerogeneradores, en este caso a 48V. Este tipo de reguladores permiten reducir las pérdidas por temperatura y sección de cable.

El regulador de carga que se empleará en la instalación será el regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON. El regulador de carga bluesolar MPPT 100/20 es un controlador con corriente de carga de hasta 20A y tensión entrada de hasta 100V. Tiene seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT), muy eficiente aún en caso de nubosidad parcial. Además, su eficiencia de conversión permite aportar hasta un 30% más que un regulador PWM convencional.



Figura 72. Regulador de carga MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.

Las características del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON se muestran a continuación.

Especificaciones eléctricas	
Tensión de trabajo	12/24/48 V
Corriente de carga nominal	20 A
Potencia nominal a 48 V	1160 W
Corriente máxima de corto, I_{cc}	20 A
Tensión de circuito abierto, V_{oc}	100 V
Tensión de absorción en carga	57,6 V

Tensión de Flotación en carga	55,2 V
Autoconsumo a 48 V	10 mA

Tabla 18. Especificaciones eléctricas del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.

Características Mecánica	
Terminales de conexión	6 mm ² / AWG10
Dimensiones	100×113×60 mm
Peso	0,65 kg
Protección	IP43, IP22

Tabla 19. Características mecánicas del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON.

Configuración

Se van a instalar dos reguladores de carga del regulador MPPT Blue Solar 100V 20A VICTRON, cada uno conectado entre un paralelo de aerogeneradores y uno de los bancos de baterías.



Figura 73. Esquema de conexión del regulador de carga.

Micro Eólica

Aerogeneradores

Para la elección del modelo comercial de los aerogeneradores se han analizado distintos modelos de distintas características y precio en el mercado.

El modelo de aerogenerador que se utilizará en la instalación es Air 40 Land del fabricante primuswindpower.



Figura 74. Aerogenerador Air 40 Land.

Las características del aerogenerador Air 40 Land se muestran a continuación:

Especificaciones técnicas	
Energía	Aprox. 40 kWh para 5,8 m/s
Área de barrido	1,07 m ²
Diámetro del rotor	1,17 m
Peso	5,9 kg
Velocidad de viento inicial	3,1 m/s
Tensión	48 V
Velocidad de viento de supervivencia	49,2 m/s
Velocidad de viento operativa	3,1-22 m/s
Velocidad de viento óptima	4,5-22 m/s

Tabla 20. Especificaciones técnicas del aerogenerador Air 40 Land.

Número de aerogeneradores

Los aerogeneradores deben ser capaces de cargar el sistema de almacenamiento para que este sea capaz de abastecer al centro de la misma energía que la fotovoltaica durante 3 días, 338 kWh. No se espera más de un periodo de tres días sin que el generador fotovoltaico pueda funcionar en los meses más desfavorables(los meses de invierno) para la generación solar. Se necesita por tanto un grupo de aerogeneradores que sean capaces de generar 338 kWh cada cuatro meses.

Por ello se han escogido el molino de viento Air 40 Land cuya curva de generación se muestra a continuación.

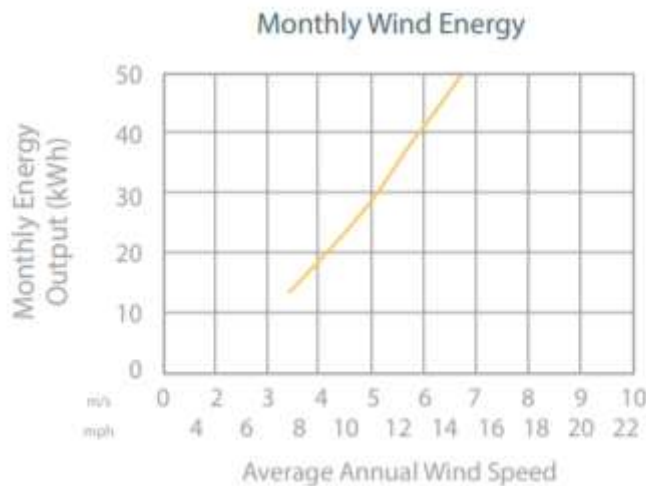


Figura 75. Curva de producción energética del aerogenerador Air 40 Land.

Como ya se detalló anteriormente el viento medio anual sobre la región en la que se sitúa la instalación es de 4,8 m/s. Por lo que se espera que cada molino Air 40 Land produzca 26 kWh al mes como se muestra a continuación.

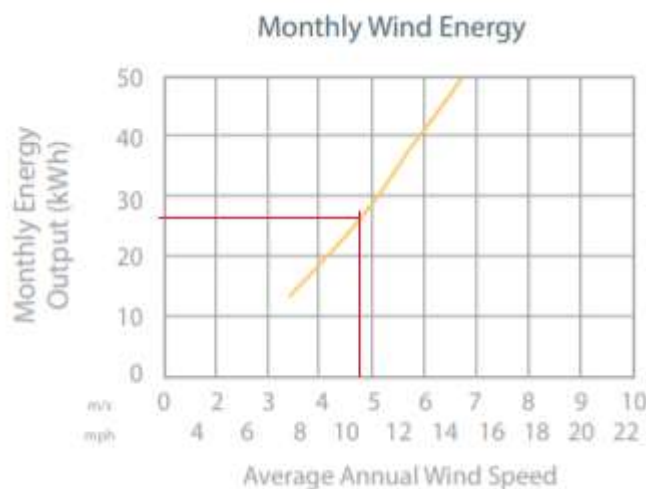


Figura 76. Producción energética del aerogenerador Air 40 Land estimada mensual.

Por tanto, se instalarán 4 aerogeneradores Air 40 Land que cargarán las baterías de litio proporcionando 104 kWh/mes, cargando las baterías por completo cada 4 meses.

Los aerogeneradores estarán conectados en paralelos de dos y cada uno de los paralelos cargará uno de los bancos de baterías.

Emplazamiento

Los aerogeneradores se colocarán sobre la cubierta de comedores donde no cuentan con ninguna interferencia en el viento que recibirán. A continuación, se muestra la disposición que tendrán sobre la cubierta.



Figura 77. Disposición de los aerogeneradores sobre la cubierta del comedor.

Sistema de monitorización

El sistema de monitorización de una instalación de autoconsumo debe ser capaz de mostrar y almacenar los datos disponibles sobre el estado de la instalación en tiempo real.

Los contadores quedaran instalados de acuerdo con la normativa meteorológica y eléctrica vigente recogida en el REBT.

Se dividirá el sistema por lo tanto en:

- I. Sistema de adquisición: lo conforman los elementos que reciben los valores de las distintas variables a medir. Posteriormente transforma estos valores en señales de tensión o intensidad en el rango de los mV o mA.
- II. Sistema de transmisión: lo conforman los elementos situados entre el sistema de adquisición y el sistema de tratamiento de la información recibida. Se puede establecer la conexión del sistema de manera remota o local.
- III. Sistema de tratamiento de la información: queda conformado por un equipo informático que recibirá la información recogida por los otros sistemas.

PRODUCCIÓN ESTIMADA

La producción de energía estimada de la instalación fotovoltaica para cada mes del año se calcula como:

$$Ep = \frac{Gdm(\alpha, \beta) \cdot Pmp \cdot Fs \cdot PR}{GCEM}$$

Donde:

Ep , producción de energía estimada mensual en kWh.

α , es el ángulo de azimut(orientación de los módulos).

β , es el ángulo de inclinación de los módulos.

$Gdm(\alpha, \beta)$, el valor medio mensual de irradiación diaria (kW/(m²·mes).

Pmp , la potencia pico instalada.

Fs , el factor de sombra y de orientación e inclinación.

Pr , rendimiento de la instalación.

$GCEM$ es 1kW/m².

El generador fotovoltaico presenta una potencia pico instalada de 28,8 kWp, con un rendimiento del 86%. Se encuentra instalado en la provincia de Granada orientado al sur con una inclinación de 30°. Los resultados obtenidos se presentan en la gráfica siguiente.

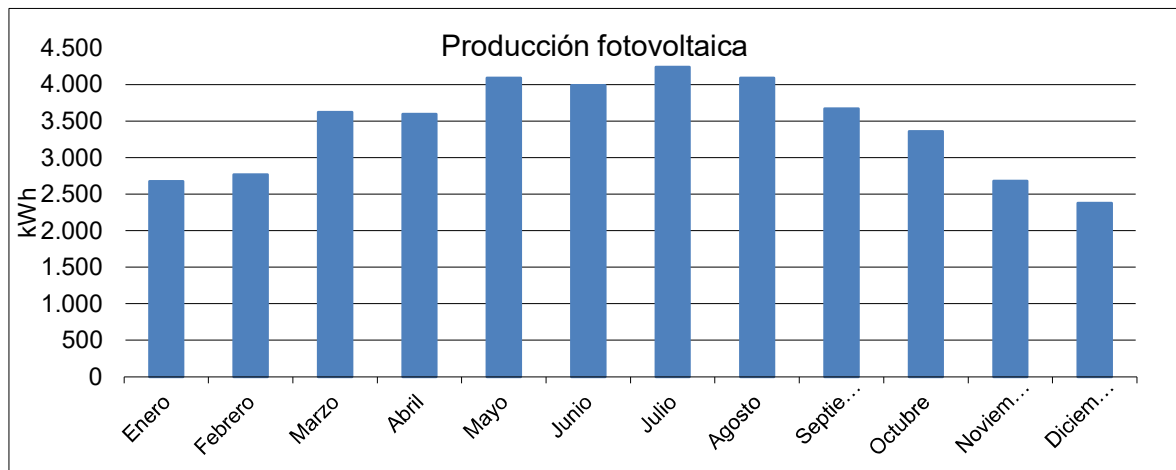


Figura 78. Producción estimada anual del generador fotovoltaico

La producción anual del generador fotovoltaico estimada es de 41.155 kWh, con una producción máxima de 4.242 kWh en el mes de Julio y una producción mínima de 2.375 kWh en el mes de Diciembre.

Esta producción supone un 62,5% de los 65.825,7 kWh que consume el colegio Mulhacén anualmente. Los excedentes de la generación se verterán a la red.

PÉRDIDAS

Generación solar fotovoltaica

Los módulos para la generación solar fotovoltaica de energía eléctrica se instalarán con una inclinación de 30° y orientados al sur, ángulo de azimut 0°.

La inclinación óptima de inclinación de los módulos para el emplazamiento de la instalación es de 32° y su orientación optima es de -2° de azimut. Por lo que se producirán pérdidas en la generación fotovoltaica por no producir en las condiciones óptimas de generación acordes a la ubicación geográfica.

A su vez existen las pérdidas asociadas a la proyección de sombras, provenientes de objetos del entorno de la instalación, sobre los módulos fotovoltaicos durante las horas de producción activa de los mismos.

Para estimar estas pérdidas se seguirá el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA. Al realizarse la instalación integrada a una estructura o edificación, no se debe exceder el 50% de pérdidas totales de la irradiación disponible para su incidencia sobre el módulo fotovoltaico. Las pérdidas debido a la proyección de sombras deben ser inferiores al 20%, mientras que las pérdidas debido a la inclinación y orientación no deben superar el 40%.

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

Tabla 21. Tabla 4.1 del PCT del IDEA.

Las pérdidas totales que pueden producirse en la instalación generadora fotovoltaica resultado de la orientación e inclinación y de la aparición de sombras son del 15%.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}_{\text{Totales}} &= \text{Pérdidas}_{\text{Sombras}} + \text{Pérdidas}_{\text{orientación e inclinación}} \\ &= 8,36\% + 0,108\% = 8,468\% < 15\% \end{aligned}$$



Se cumple con las condiciones fijadas para las pérdidas totales generadas sobre la instalación en el caso de la aparición de algún obstáculo en la trayectoria solar y una orientación e inclinación no óptimas.

Pérdidas por orientación e inclinación

La instalación fotovoltaica estará operativa durante todo el año, por lo que se empleará la latitud de la ubicación (37°) para obtener las pérdidas debido a la inclinación de los módulos sobre la horizontal.

De acuerdo a lo recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA:

El ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

El ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y +90° para módulos orientados al Oeste.

Ambos casos representados en la siguiente figura:

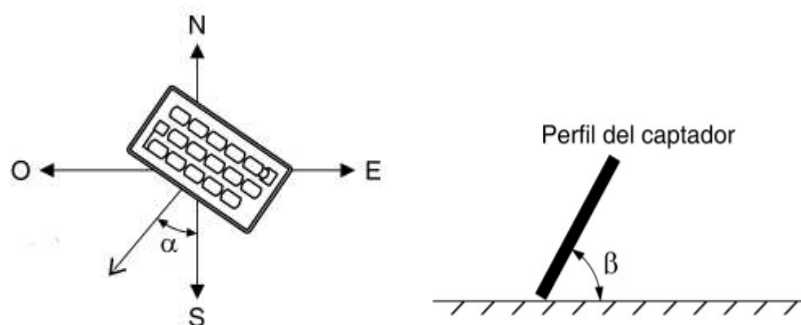


Figura 79. Esquema descriptivo para los ángulos de azimuth e inclinación.

Para calcular las pérdidas habiendo determinado el ángulo de azimuth del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Se emplea la siguiente figura.

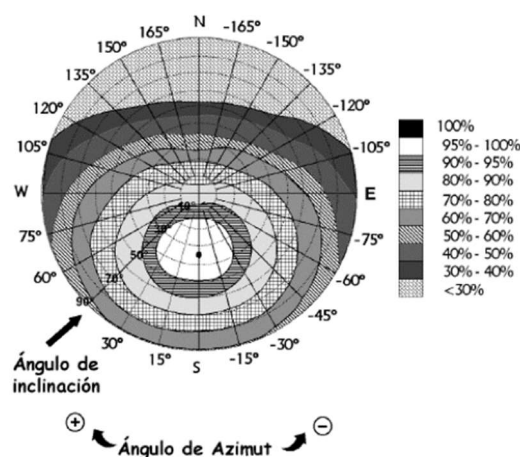


Figura 80. Esquema para la estimación de los ángulos de inclinación límites según el ángulo azimuth.

La latitud aproximada de la instalación de autoconsumo es de 37° y la orientación corresponde al ángulo de azimuth 0°.

Con orientación sur y sabiendo que las pérdidas máximas admisibles para las instalaciones integradas en edificaciones o estructuras es del 40%, se calculan mirando en el esquema anterior (latitud de 41°) los ángulos de inclinación límites, 78° y -20°. Estos ángulos de inclinación límites se deben corregir para la latitud de la instalación, 37°.

$$\beta_{m\acute{a}x}^{37^{\circ}} = \beta_{m\acute{a}x}^{41^{\circ}} - (41 - 37) = 78 - 4 = 74^{\circ}$$

$$\beta_{m\acute{i}n}^{37^{\circ}} = \beta_{m\acute{i}n}^{41^{\circ}} - (41 - 37) = -20 - 4 = -24^{\circ}$$

La inclinación de los módulos, 30° , se encuentra entre los límites permitidos por el reglamento para las pérdidas por inclinación y orientación.

Por tanto, se verifica para $15^{\circ} < \beta < 90^{\circ}$ que:

$$\begin{aligned} \text{P\acute{e}rdidas}_{\text{inclinaci\acute{o}n}} &= 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \text{Latitud} + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] = \\ 100 * [1,2 * 10^{-4} * (30 - 37 + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * 0^2] &= 0,108 \% < 40\% \quad \checkmark \end{aligned}$$

Se cumple con las condiciones fijadas para las pérdidas de orientación e inclinación.

P\acute{e}rdidas por proyecci\acute{o}n de sombras

Para el c\`alculo de las p\`erdidas por sombras se sigue el procedimiento de la comparaci\`on del perfil de obst\`aculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. El c\`alculo se realizar\`a estandarizado para una instalaci\`on gen\`erica utilizando el PCT del IDEA, por lo que se asumir\`a que la instalaci\`on se encuentra bajo el cielo de la pen\`insula ib\`erica.

Primero se debe llevar a cabo la localizaci\`on de los principales obst\`aculos que afectan a la superficie, en t\`erminos de sus coordenadas de posici\`on azimuth (\`angulo de desviaci\`on con respecto a la direcci\`on Sur) y elevaci\`on (\`angulo de inclinaci\`on con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito. Procediendo a la representaci\`on del perfil de obst\`aculos en el diagrama de la siguiente figura, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el a\`no, v\`alido para localidades de la Pen\`insula Ib\`erica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediod\`ia solar y positivas despu\`es de \`este) e identificadas por una letra y un n\`umero (A1, A2,..., D14).

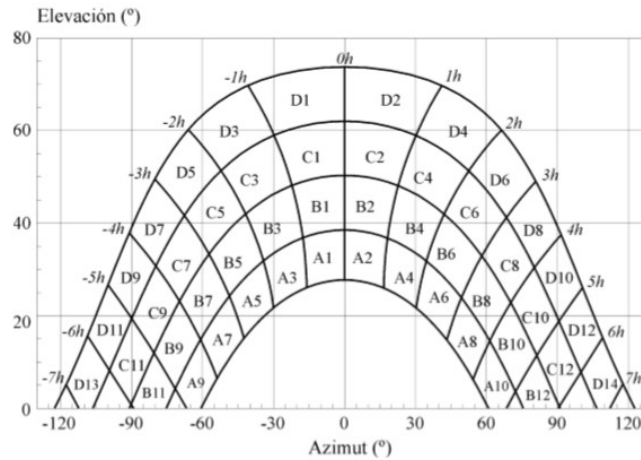


Figura 81. Esquema comparativo de obstáculos en la trayectoria solar en la península.

Cada una de las porciones de la figura anterior representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

Para el caso de estudio en el que algún obstáculo inesperado se sitúe frente al generador en las horas del día de mayor incidencia, el máximo azimut será de 60° por lo que los puntos del perfil estarán representados entre $(-30^\circ - 30^\circ)$ de azimut y una elevación 30° . Los laterales de la instalación quedaran libres cualquier obstáculo que pueda provocar sombras sobre el generador fotovoltaico.

A continuación, se recoge una tabla que permite comparar los perfiles de obstáculos en base al anterior diagrama de trayectoria solar para un $\beta=35^\circ$ y $\alpha=0^\circ$, en los que se basará el cálculo ya que la instalación cuenta con $\beta=30^\circ$ y $\alpha=0^\circ$.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 22. Tabla comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol

Las casillas A1 y A2 tendrían un factor de 0,75, para las casillas A3 y A4 se podría considerar que su factor de llenado es 0,5, las casillas, B3 y B4 tendrán un factor de llenado de 0,25.

Se verifica que las pérdidas debidas a la generación de sombras sobre la instalación generadora son aceptables según la norma, como:

$$Pérdidas_{Sombras} = 0,75 * (A1 + A2) + 0,5 * (A3 + A4) + 0,25 * (B3 + B4) = 0,75 * (3,15 + 3,17) + 0,5 * (2,7 + 2,7) + 0,25 * (1,88 + 1,89) = 8,36\% < 10\% \quad \checkmark$$

Se cumple con las condiciones fijadas para las pérdidas de sombras generadas sobre la instalación en el caso de la aparición de algún obstáculo en la trayectoria solar durante las horas de mayor incidencia en frente de la instalación. En principio se considera que la instalación no sufrirá pérdidas por la aparición de sombras.

CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La conexión en cuestión de la instalación de autoconsumo con la red de distribución y transporte eléctrica se realizará acogida a la regulación de generación con excedente acogida a compensación. En esta modalidad la empresa distribuidora y comercializadora de la energía compensa económicamente el excedente inyectado a la red con un precio previamente acordado que suele rondar los 0,05 €/kWh. Esta compensación se corresponde aplicando un descuento a la factura equivalente al importe del vertido realizado. LA compensación se corresponderá como máximo con el consumo facturado. A continuación, se tratarán las medidas que se deben adoptar para poder funcionar en la modalidad mencionada de vertido de excedentes acogidos a compensación según el Real Decreto 1183/2020.

El 30 de diciembre de 2020 se publicó en el BOE el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Dicho Real Decreto tiene como objeto fijar los criterios y procedimientos por los cuales se pueden solicitar y obtener los permisos de acceso y conexión a un punto de la red.

Dado que la instalación de autoconsumo presenta una potencia instalada superior a los 15 kW debe obtenerse el permiso de acceso y conexión a la red.

La nueva normativa establece que la solicitud de los permisos de acceso y de conexión se realicen de manera conjunta.

El procedimiento de solicitud de estos servicios debe contar de los siguientes 6 pasos:

1. Pago de la garantía: se debe abonar el importe correspondiente a la garantía económica. El órgano competente cuenta con tres meses máximos para aceptar su tramitación.
2. Solicitud de acceso y conexión: el gestor de la red tiene 20 días para emitir la resolución. Si hubiese requerimiento, se tendrán hasta 20 días para contestar, pudiendo el gestor de red presentar un máximo de 2 requerimientos.
3. Admisión de la solicitud: se podrá requerirlo en 10 días.

4. Propuesta si se dispone de capacidad en los nudos: para tensión menor a 1kV, con potencias menores o iguales a 15kW el gestor dispone de 5 días, mientras que, si son potencias mayores, el gestor dispone de 15 días. Para tensión entre 1kV y 36kV, 30 días y para tensiones superiores a 36kV dispondría de 40 días.
5. Aceptación de la propuesta: el solicitante tiene 30 días para aceptarla, denegarla o para pedir una revisión.
6. Emisión de los permisos de acceso y conexión: el gestor de red deberá notificar al interesado los permisos de red y conexión en un plazo máximo de 20 días.

En un plazo máximo de cinco meses se deberán emitir los correspondientes permisos de acceso y conexión a un punto de la red.

Transcurridos cinco años estos permisos deben renovarse.

CABLEADO Y PROTECCIONES

Cableado

La sección del cableado en la instalación se realizará bajo os criterios de máximas caída de tensión e intensidad admisibles.

De acuerdo con lo estipulado en la IEC 60.632-7-712 el criterio de máxima intensidad admisible fija que cada conductor debe poder soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito de un módulo en STC. La ITC-BT 40.5 indica que los conductores a su vez deben dimensionarse para soportar 1,25 veces la intensidad máxima del generador fotovoltaico y micro eólico.

El Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones obliga a que el conductor utilizado sea de cobre y sección adecuada para la reducción de caídas de tensión y sobrecalentamientos. La caída de tensión en cada conductor en el interior de la instalación debe ser inferior al 1,5%. Además, la caída de tensión entre la generación de autoconsumo y el punto de conexión con la red eléctrica no debe superar el 3% de caída de tensión de acuerdo a la ITC-BT 40.5.

Cableado de corriente continua

Fotovoltaica

En la instalación solar fotovoltaica el cablea en corriente continua comprende el tramo desde los módulos conectados es seis paralelos de doce en serie cada uno hasta la entrada del inversor.

Características de cada circuito	
Potencia	4,8 kWp
Corriente de Cortocircuito, Icc	10,36 A
Tensión de circuito abierto, Voc	597,6 V

Tabla 23. Características del tramo de cableado en CC de la fotovoltaica.

- Criterio de máxima intensidad admisible,

El conductor debe soportar el 125% de la intensidad de cortocircuito de cada rama, 12,95

A. Un único cable discurrirá sobre la superficie de la cubierta para cada ramal.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57

Tabla 24. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua.

La sección mínima por reglamento será de 1,5 mm² que aguantará hasta 29 A.

El cableado de los seis ramales de paralelos discurrirá varios metros en paralelos por lo que habrá de aplicarse un factor corrector de esta intensidad máxima admisible de acuerdo a la norma UNE 20460-5-523.2004.

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	E y F

Tabla 25. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua

El factor de corrección para seis circuitos es de 0,75 por lo que la intensidad máxima que soportaran los conductores será de 21,75 A, superior a los 10,36 A esperados.

- Criterio de máxima caída de tensión admisible,

La caída de tensión máxima para cada circuito es de 1,5% establecidos en la norma con el objetivo de robustecer la seguridad de la instalación.

La sección mínima del cable se calcula como:

$$S = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{mod,s} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 10,36}{0,015 \cdot 12 \cdot 49,8 \cdot 56} = 2,06 \text{ mm}^2$$

Siendo:

L_{rama} , la longitud máxima del conductor de cada rama, 50 m.

I_{cc} , la intensidad de corto circuito de cada rama, 10,36 A.

ΔV_{rama} , la caída de tensión máxima admisible, 1,5%.

$N_{mod,s}$, es el número de módulos por rama, 12.

V_{oc} , es la tensión en circuito abierto de un módulo de la serie, 49,8 V.

σ , la resistividad del cobre, 56.

El cable de sección 1,5 mm² no será apto para usar en el tramo estudiado de la instalación.

La sección inmediatamente superior comercial a los 2,06 mm² calculados es la de 2,5 mm².

La caída de tensión real del cable para una sección de 2,5 mm² se calcula como:

$$\Delta V_{ac} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{S_{rama} \cdot N_{mod,s} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 10,36}{2,5 \cdot 12 \cdot 49,8 \cdot 56} = 1,24\% < 1,5\% \quad \checkmark$$

Se empleará un cable de manguera solar fotovoltaico 0,6/1 kV XLPE de cobre de 2,5 mm².

Micro eólica

En la instalación micro eólica el cableado en corriente continua comprende el tramo desde los aerogeneradores conectados es dos paralelos de dos en serie cada uno hasta la entrada de los dos reguladores de carga. Cada aerogenerador cuenta con 400 W de potencia nominal.

Características de cada circuito	
Potencia	400 W
Corriente de Cortocircuito, Icc	65,36 A
Tensión de circuito abierto, Voc	48 V

Tabla 26. Características del tramo de cableado en CC de la micro eólica.

- Criterio de máxima intensidad admisible,

El conductor debe soportar el 125% de la intensidad de cortocircuito de cada circuito, 20,41 A. Un único cable discurrirá sobre la superficie de la cubierta para cada ramal.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57

Tabla 27. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua de la micro eólica.

La sección mínima por reglamento será de 6 mm² que aguantará hasta 67 A.

El cableado de los dos paralelos discurrirá varios metros en paralelos por lo que habrá de aplicarse un factor corrector de esta intensidad máxima admisible de acuerdo a la norma UNE 20460-5-523.2004.

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	E y F

Tabla 28. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua de la micro eólica.

El factor de corrección para dos circuitos es de 0,9 por lo que la intensidad máxima que soportaran los conductores será de 60,3 A, inferior a los 65,39 A esperados. Hay que aumentar la sección hasta los 10 mm².

- Criterio de máxima caída de tensión admisible,

La caída de tensión máxima para cada circuito es de 1,5% establecidos en la norma con el objetivo de robustecer la seguridad de la instalación.

La sección mínima del cable se calcula como:

$$S = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{\Delta V_{rama} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 65,36}{0,015 \cdot 2 \cdot 48 \cdot 56} = 40,25 \text{ mm}^2$$

Siendo:

L_{rama} , la longitud máxima del conductor de cada rama, 25 m.

I_{cc} , la intensidad de corto circuito de cada rama, 35 A.

ΔV_{rama} , la caída de tensión máxima admisible, 1,5%.

V_{oc} , es la tensión en circuito abierto de un módulo de la serie, 48 V.

σ , la resistividad del cobre, 56.

El cable de sección 10 mm² no será apto para usar en el tramo estudiado de la instalación.

La sección inmediatamente superior comercial a los 40,5 mm² calculados es la de 50 mm².

La caída de tensión real del cable para una sección de 50 mm² se calcula como:

$$\Delta V_{ac} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{S_{rama} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 65,36}{50 \cdot 2 \cdot 48 \cdot 56} = 1,215\% < 1,5\%$$



Se empleará un cable 0,6/1 kV XLPE de cobre de 50 mm².

Baterías

En la instalación de almacenamiento energético el cableado en corriente continua comprende un primer tramo desde los reguladores de carga hasta la entrada de las baterías y un segundo ramo desde la salida de las baterías hasta la entrada del inversor.

El primer tramo, desde el regulador de carga hasta el banco de baterías que alimenta comparte las mismas características eléctricas que el tramo desde los aerogeneradores hasta los reguladores de carga por lo que se utilizará el mismo conductor 0,6/1 kV XLPE de cobre de 50 mm².

Para el segundo tramo se dimensiona el conductor a continuación.

Características de cada circuito	
Potencia	1,68 kW
Corriente de Cortocircuito, Icc	42 A
Tensión de circuito abierto, Voc	57,6 V

Tabla 29. Características del tramo de cableado en CC de las baterías.

- Criterio de máxima intensidad admisible,

El conductor debe soportar el 125% de la intensidad de cortocircuito de cada rama, 52,5 A.

Un único cable discurrirá sobre la superficie de la cubierta para cada ramal.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57

Tabla 30. Tabla EA 0038 para el cálculo del cableado de continua de las baterías.

La sección mínima por reglamento será de 6 mm² que aguantará hasta 67 A.

El cableado de los dos paralelos discurrirá varios metros en paralelos por lo que habrá de aplicarse un factor corrector de esta intensidad máxima admisible de acuerdo a la norma UNE 20460-5-523.2004.

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Tabla 31. Tabla A.52 para el cálculo del cableado de continua

El factor de corrección para dos circuitos es de 0,9 por lo que la intensidad máxima que soportaran los conductores será de 60,3 A, superior a los 52,5 A esperados.

- Criterio de máxima caída de tensión admisible,

La caída de tensión máxima para cada circuito es de 1,5% establecidos en la norma con el objetivo de robustecer la seguridad de la instalación.

La sección mínima del cable se calcula como:

$$S = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{mod,s} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 42}{0,015 \cdot 2 \cdot 57,6 \cdot 56} = 21,7 \text{ mm}^2$$

Siendo:

L_{rama} , la longitud máxima del conductor de cada rama, 25 m.

I_{cc} , la intensidad de corto circuito de cada rama, 42 A.

ΔV_{rama} , la caída de tensión máxima admisible, 1,5%.

$N_{mod,s}$, es el número, 2.

V_{oc} , es la tensión en circuito abierto, 49,8 V.

σ , la resistividad del cobre, 56.

El cable de sección 6 mm² no será apto para usar en el tramo estudiado de la instalación.

La sección inmediatamente superior comercial a los 21,7 mm² calculados es la de 25 mm².

La caída de tensión real del cable para una sección de 25 mm² se calcula como:

$$\Delta Vac = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{cc}}{S_{rama} \cdot N_{mod,s} \cdot V_{oc} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 42}{25 \cdot 2 \cdot 57,6 \cdot 56} = 1,3\% < 1,5\%$$



Se empleará un cable 0,6/1 kV XLPE de cobre de 25 mm².

Cableado en corriente alterna

El cableado de la instalación en alterna cuanta con dos tramos: el primero desde la salida del inversor al cuadro de protecciones y un segundo tramo desde el cuadro de protección de alterna hasta el cuadro general de protecciones, CGP.

Primer Tramo

- Criterio de máxima intensidad admisible,

Dicho circuito recorre el tramos desde la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones.

El conductor del circuito debe ser capaz de soportar el 125% de la intensidad nominal de salida del inversor de 25 kW y 208 W nominales. La intensidad nominal en alterna del inversor se calcula como:

$$I = \frac{P_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{25000}{208 \cdot \sqrt{3}} = 69,39 A$$

Por tanto, el cable deberá soportar hasta 86,7 A para el método de instalación tipo F.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
A1												
A2	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
B1			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
B2			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
C					3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE				
E						3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE			
F							3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE		
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 32. Tabla A.52 Ibis de la ITC BT 19 para el cálculo del cableado de alterna del primer tramo.

De acuerdo con la norma, UNE 20460-5-523:2004, se escoge una sección de cable de 16 mm² para tres fases recubiertas por aislante XLPE capaz de transportar hasta 91 A.

- Criterio de máxima caída de tensión admisible,

El factor de potencia del inversor es de 1. Por lo que si se impone una caída de tensión máxima de 1,5% en el circuito:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{tramo} \cdot I_{ac} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{ac} \cdot V_{ac} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 69,39 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 3,57 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión real para el circuito con un conductor de 16 mm² es de:

$$\Delta V_{ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{tramo} \cdot I_{ac} \cdot \cos \varphi}{S \cdot V_{ac} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 69,39 \cdot 1}{16 \cdot 400 \cdot 56} = 0,335\%$$

La sección del neutro será igual a la sección del conductor, 16 mm².

Segundo Tramo

- Criterio de máxima intensidad admisible,

Dicho circuito recorre el tramo desde la salida del CP hasta el CGP.

El conductor del circuito debe ser capaz de soportar el 125% de la intensidad nominal de salida del inversor de 25 kW y 208 W nominales. La intensidad nominal en alterna del inversor se calcula como:

$$I = \frac{P_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{25000}{208 \cdot \sqrt{3}} = 69,39 \text{ A}$$

Por tanto, el cable deberá soportar hasta 86,7 A para el método de instalación tipo F. Además, se debe aplicar un factor de corrección del 0,7.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
A1												
A2	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
B1			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
B2			3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE						
C					3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE				
E						3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE			
F							3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE		
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	60	64	70	77	84	88	95	103	110	116	133	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efectos de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 33. Tabla A.52 Ibis de la ITC BT 19 para el cálculo del cableado de alterna del primer tramo.

De acuerdo con la norma, UNE 20460-5-523:2004, se escoge una sección de cable de 356 mm² para tres fases recubiertas por aislante XLPE capaz de transportar hasta 144 A, 100,8 A después de aplicar el factor de corrección.

- Criterio de máxima caída de tensión admisible,

El factor de potencia del inversor es de 1. Por lo que si se impone una caída de tensión máxima de 1% en el circuito:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{\text{tramo}} \cdot I_{ac} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{ac} \cdot V_{ac} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80 \cdot 69,39 \cdot 1}{0,01 \cdot 400 \cdot 56} = 42,93 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión real para el circuito con un conductor de 50 mm² es de:

$$\Delta V_{ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{\text{tramo}} \cdot I_{ac} \cdot \cos \varphi}{S \cdot V_{ac} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80 \cdot 69,39 \cdot 1}{50 \cdot 400 \cdot 56} = 0,856\%$$

La sección del neutro será de la mitad de la sección del conductor, 50 mm², 25 mm².

Caída de tensión total del tramo de continua

Tramo	Sección (mm ²)	Caída de Tensión (%)
Inversor-Cuadro AC	16	0,335
Cuadro AC- CGP	50	0,856
Total		1,191 < 1,5 ✓

Tabla 34. Caída de tensión en alterna.

Protecciones

Para el dimensionado de la protecciones se cumplirá con la normativa vigente. A la salida de la instalación se instalará un cuadro de protección y se equipará con las correspondientes protecciones contra cortocircuitos, derivaciones de corriente continua, sobretensiones, subtensiones, sobrefrecuencias, subfrecuencias y contactos directos e indirectos.

Cumpliendo con los Reales Decretos 842/2002 y 337/2014 se instalará una puesta a tierra independiente para la instalación de autoconsumo.

Protección contra contactos directos

En la protección contra contactos directos es primordial la aplicación de medidas preventivas para evitar el contacto directo entre las personas y las partes metálicas activas de la instalación de autoconsumo. Estas partes activas de la instalación se recubrirán con materiales aislantes, también se establecerán barreras, indicaciones y obstáculos para evitar que se produzcan los contactos directos. Se instalará una puesta fuera de alcance.

De manera auxiliar para la parte de corriente continua se dispondrá de un controlador de aislamiento en el inversor que compruebe que la resistencia de aislamiento de la instalación cumple en todo momento los valores de seguridad, esta debe ser mayor a 10 veces la tensión en circuito abierto (Voc) del generador, y en caso de emergencia desconectará el inversor. Para la parte de corriente alterna se tendrá una protección de corriente diferencial residual 30mA asociado al interruptor general de salida AC del inversor.

Protección contra contactos indirectos

Toda la instalación de autoconsumo utilizará materiales de clase II, aislamiento equivalente. También se instalará una protección de corte de alimentación automático tanto para la parte de corriente continua como para la de alterna.

Para la parte de corriente continua, el generador renovable deber cumplir que la resistencia de la toma de tierra por la intensidad de defecto sea menor que la tensión límite de seguridad en entornos mojados para DC. Se mantendrá, por tanto, la resistencia de aislamiento 10 veces la tensión de generación en vacío. La instalación debe disponer de un controlador de aislamiento para el inversor que desconectará este en caso de emergencia.

Para la parte de corriente alterna, empleará el corte automático por corriente diferencial residual regulable de 0 a 30mA asociado a la salida general de AC del inversor. Debe cumplir que la resistencia de la toma de tierra por la intensidad de defecto sea menor o igual que la tensión límite de seguridad en entornos secos para AC.

La Guía BT-26 en referencia al REBT recomienda que para edificios sin pararrayos la resistencia de puesta a tierra sea menor de 37Ω . En el caso de la instalación de este proyecto en concreto la resistencia de puesta a tierra será de menos de 37Ω .

Tras realizar diversos cálculos hemos decidido colocar una puesta a tierra, mediante pica más cable desnudo de cobre 50mm^2 enterrado, de $2,68\Omega$, cuyo cálculo se detalla más adelante.

Protecciones contra cortocircuitos y derivaciones CC

El inversor cuenta con un dispositivo de vigilancia de aislamiento en el sistema fotovoltaico al que está conectado. Como ya se comentó anteriormente si falla el aislamiento será el inversor el que desconectará la conexión del generador.

Protección contra Sobretensiones y Subtensiones

El inversor ya dispone de protecciones contra sobretensiones exigidas por el reglamento. En caso de necesidad, el inversor desconectará el generador fotovoltaico o las baterías, hasta que las condiciones vuelvan a ser adecuadas.

El inversor debe cumplir con la norma UNE-EN 6100-4-5:2015 sobre protección contra sobretensiones. Además, las protecciones del inversor desconectarán la instalación, según lo especificado en la ITC-BT-40 punto 7, por tensión siendo:

- El relé de mínima tensión desconectará en un tiempo inferior a 0,5 segundos, en cuanto la tensión pase el 85% de su valor nominal.
- El relé de máxima tensión desconectará en un tiempo inferior a 0,5 segundos, en cuanto la tensión pase el 110% de su valor nominal.

Además, el inversor desconectará la instalación generadora en caso de ausencia de tensión.

Protección contra Sobrefrecuencias y Subfrecuencias

El inversor dispondrá de protecciones para estos casos según lo exigido en el reglamento. En caso de necesidad el inversor desconectará el generador fotovoltaico o las baterías hasta que se restablezcan las condiciones adecuadas.

Las protecciones del inversor por frecuencia deben cumplir con lo especificado en la ITC-BT-40.7 para proceder a la desconexión de la instalación.

PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación de autoconsumo debe ser independiente de cualquier otra toma de tierras. Además, debe asegurar que la diferencia de tensión que pueda ocasionar en las otras puestas a tierra será inferior a 50 V en caso de defecto a tierra. La distancia mínima que debe mantener con las otras tierras será de 15 m.

Siguiendo la ITC-BT 18 la puesta a tierra se dimensionará para que durante toda la vida útil de la instalación no se produzca una tensión de contacto, U_C , superior a los 50 V en las partes metálicas de la instalación accesibles.

El esquema escogido para la conexión de la puesta a tierra es el TT, mostrado a continuación.

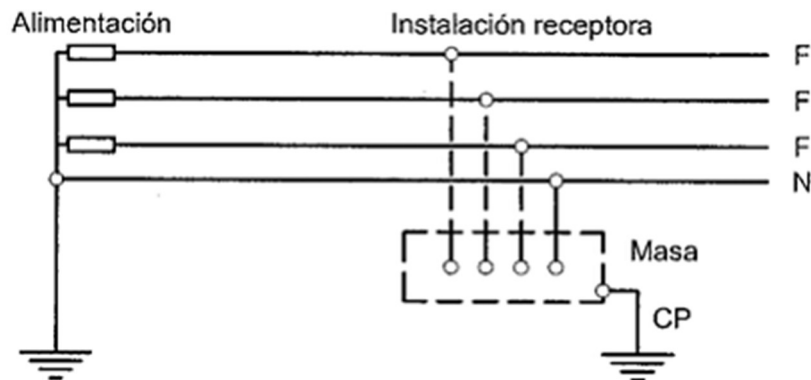


Figura 82. Esquema TT para la puesta a tierra.

Los conductores a los que se unirán los electrodos de la puesta a tierra serán de sección 16 mm² con cubierta verde-amarillo como indica la ITC-BT 18 sobre la puesta a tierra.

$$R_A \leq \frac{50V * 10\Omega}{230V - 50V} \leq 2,78 \Omega$$

La resistencia del electrodo escogidos, picas verticales enterradas en paralelo de 3m de longitud unidad por un conductor, se calculará como:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L * N} = \frac{200 \Omega m}{3 m * 12} = 5,55 \Omega$$

Siendo:

L , la longitud de la pica enterrada, 3 m.
 N , es el número de picas enterradas en paralelo en paralelos, 12.
 ρ , es la resistividad del terreno, 200 Ωm .

La distancia mínima entre picas paralelas debe ser de al menos dos veces la longitud de cada pica. Las picas se separarán 7 m entre sí. La resistencia del cable enterrado que unirá las picas enteradas formando un perímetro se calcula como:

$$R_{\text{cable}} = \frac{2 * \rho}{D * (N - 1)} = \frac{2 * 200 \Omega\text{m}}{7 \text{ m} * 11} = 5,19 \Omega$$

Siendo:

D , la distancia de separación de las picas enterradas.
 N , es el número de picas enterradas en paralelo en paralelos, 12.
 ρ , es la resistividad del terreno, 200 Ωm .

La resistencia del electrodo de puesta a tierra se calcula como el paralelo entre estas dos resistencias.

$$R_A = \frac{R_{\text{picas}} * R_{\text{cable}}}{R_{\text{picas}} + R_{\text{cable}}} = 2,68 \Omega < 2,78 \Omega \quad \checkmark$$

El electrodo de puesta a tierra de la instalación de autoconsumo se compondrá de 12 picas enterradas verticalmente de 3 m de longitud separadas 7 m entre sí y unidas por un conductor enterrado de 50 mm² de sección.

MANTENIMIENTO

El mantenimiento de las instalaciones de autoconsumo es clave para asegurar el correcto funcionamiento de todos los componentes de la instalación. Por ello se deben tomar medidas tanto preventivas como correctivas para evitar que se ocasionen averías.

Mantenimiento Correctivo

El plan de ,mantenimiento correctivo se aplicará solo en circunstancias excepcionales sen las que por averías en la instalación sea imperativo corregir el problema en la instalación.

El mantenimiento correctivo de la instalación debe correr a cargo de la empresa responsable del mantenimiento y esta quedará además al cargo de suministrar los repuestos necesarios. La empresa habrá de estar homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, en caso contrario puede dar lugar a la anulación de la garantía legal de dichos equipos, por negligencias en las labores de mantenimiento.

La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

- Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma. Dicha visita a la instalación tras llamada del usuario se atenderá en el plazo máximo de 48 h.
- Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.
- Subsanar correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 5 días, excepto cuando no se pueda atender por causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Mantenimiento Preventivo

Generador fotovoltaico

Dadas la propiedades y características físicas de los módulos fotovoltaicos requieren de un escaso mantenimiento al no poseer partes móviles. De la misma manera los controles de calidad de los fabricantes de módulos fotovoltaicos son rigurosos y no suelen presentar problemática alguna. Los dos aspectos claves a la hora del mantenimiento preventivo de los módulos son evitar la generación de sombras sobre estos y mantener limpia la parte de los módulos sobre la que inciden los rayos solares. La suciedad en los módulos puede llegar a producir hasta un 5% de pérdidas fácilmente evitables con una limpieza adecuada.

Se aplicará cada año el siguiente mantenimiento preventivo:

- Limpieza de los módulos. La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa. La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).
- Inspección visual de posibles degradaciones. Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas). Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).
- Control de la temperatura de los módulos. Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante.
- Control de las características eléctricas de los módulos. Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:
 - Ausencia de sulfatación de contactos.
 - Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
 - Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
 - Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
 - Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de esta, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte de los módulos requieren de la aplicación de un mantenimiento anticorrosión pues están compuestas por componentes de aluminio y acero inoxidable.

Se aplicará cada año el siguiente mantenimiento preventivo:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

Circuitos eléctricos

Un buen funcionamiento de los circuitos y cableados eléctricos es fundamental para el apropiado funcionamiento de la instalación.

Se aplicará cada año el siguiente mantenimiento preventivo:

- Comprobación del aislamiento de los cables.
- Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores del cuadro de mando y protección, verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.

Inversor

El inversor es uno de los equipos más delicados y que podrían presentar algún defecto de funcionamiento en la instalación. Requiere por tanto un ,mantenimiento constante y minuciosos. Las condiciones e intervalos del mantenimiento dependerán en gran medida de las condiciones climatológicas del emplazamiento de la instalación(polvo, humedad, temperatura, ...).

Se aplicará cada año el siguiente mantenimiento preventivo, para emplazamientos en el interior de edificios con rangos de temperatura de entre 0°C y 40°C:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Baterías

Las baterías de acumulación de energía eléctrica son el elemento más delicado de toda la instalación y requieren de un mantenimiento meticuloso y prolongado en el tiempo.

Se debe monitorizar el comportamiento de los bancos de baterías y de cada una de la baterías individualmente. De esta forma se pretende realizar un mantenimiento de rutina y mantener el funcionamiento óptimo de las baterías previniendo el fallo antes de que ocurra. De esta monitorización se obtendrá un historial de registro del comportamiento de las baterías que facilitará las labores de mantenimiento en el futuro

Aerogeneradores

El mantenimiento preventivo de los aerogeneradores se lleva a cabo mediante la medida, registros y análisis de distintos parámetros como los niveles de vibración y tiene como objeto reducir los costes de ,mantenimiento, las averías imprevistas y mejorar el rendimiento y disponibilidad de los equipos.

Se aplicará cada año el siguiente mantenimiento preventivo:

- Inspección de los equipos para detectar posibles:
 - Presencia de Pitting en grado avanzado.
 - Contenido en partículas metálicas en suspensión en el aceite.
 - Depósito de partículas en los cárteres de las cajas multiplicadoras.
 - Deterioro de rodamientos.
- Medición de vibraciones.
- Se analizarán los resultados obtenidos y se emitirá un diagnóstico.
- Análisis del aceite. El aceite circula por casi todas las zonas del aerogenerador por lo que es clave para detectar posibles fallos en el funcionamiento de esta.

Reguladores de carga

El correcto funcionamiento de los reguladores de carga es vital para el correcto funcionamiento de los ciclos de carga y descarga de las baterías por los que cobra una más que marcada relevancia en el cumplimiento de la vida útil de los bancos de baterías. Por tanto, se monitorizará su funcionamiento de la misma forma que para las baterías y se revisará su correcto montaje en la instalación.

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

PRESUPUESTO

El presupuesto total del proyecto será de 118.102,3 € y queda detallado en el documento “Proyecto” presentado más adelante.

La instalación presenta una potencia de generación fotovoltaica instalada de 28,8 kWp y es capaz de almacenar la energía correspondiente a tres días consecutivos de generación fotovoltaica media anual estimada. En total se espera una producción de 41,155 MWh anuales.

AHORRO PREVISTO

Económico

Con el sistema actual de facturación de la energía en España el centro encontraría el grueso de sus consumos centrados en las franjas de mayor precio tarifa de facturación (días de diario de 9.00h-17.00h).

En el pasado mes de Junio los precio en la tarifa PVP[26] fueron los siguientes, para cada una de las franjas horarias.

- Valle: 0,1174 €/kWh

- Llano: 0,1564 €/kWh
- Punta: 0,2518 €/kWh

Si se considera que el centro consumirá tan solo en los tamos punta y llano y se aplica una distribución al igualitaria en estos tramos se obtiene un precio medio de 0,204 €/kWh.

Dado que la instalación se conectará a la red de distribución eléctrica en el formato de compensación por vertido de excedentes a la red se asumirá que toda la energía producida en la instalación fotovoltaica será capitalizada a estos precios.

	Nº días	Producción [kWh/mes]	Ahorro [€]
Enero	31	2.677,00	546,11
Febrero	28	2.767,00	564,47
Marzo	31	3.622,00	738,89
Abril	30	3.597,00	733,79
Mayo	31	4.089,00	834,16
Junio	30	3.989,00	813,76
Julio	31	4.242,00	865,37
Agosto	31	4.092,00	834,77
Septiembre	30	3.668,00	748,27
Octubre	31	3.357,00	684,83
Noviembre	30	2.681,00	546,92
Diciembre	31	2.375,00	484,50
Anual	365	41.155,00	8.395,62

El ahorro económico que se generará anualmente será de 8.395,62 € lo que supondrá, idealmente, un ahorro de 209.890,5 € en los 25 años de vida útil estimados para la instalación, sin aplicar ninguna tasa de descuento.

Contaminación

Además del ahorro económico las instalaciones de generación mediante energías renovables permiten reducir la generación de gases de efecto invernadero, contaminantes para el medio ambiente.

En la siguiente tabla se recoge la emisión de estos gases en base a la tecnología de generación eléctrica empleada.

	Carbón		Ciclo Combinado	
	<i>g/kWh</i>	<i>kg</i>	<i>g/kWh</i>	<i>kg</i>
CO ₂	952	130.598,3	345	47.328,2
SO ₂	21,0	2.880,8	0,0	0,0
NO _x	3,2	439,0	0,1	13,7

El autoconsumo diseñado en este proyecto generará unos 41,155 MWh anuales. La carga en el mix eléctrico nacional en 2020 de las centrales de carbón y de los ciclos combinados fue del 3,8% y 17% respectivamente. Lo que resultaría en una producción anual en carbón y ciclo combinado de 1,564 MWh y 6,996 MWh respectivamente.

Por lo tanto, el proyecto evitará la generación anual de 3,9 TonCO₂, 32,84 kgSO₂ y 5,7 kgNO_x.

GASTO DE EXPLOTACIÓN ANUAL

Los costes de explotación anuales en la instalación son los referentes al conjunto de actividades o acciones que persiguen el objetivo de mantener los equipos en funcionamiento adecuado y con un alto rendimiento eléctrico. Por ende, estos gastos operativos serán ,os correspondientes a las labores de mantenimiento de los equipos en la instalación.

El cálculo de los costes de operación anuales es poco preciso pues depende de diversos factores, se han recogido en la siguiente tabla los costes estimados para los primeros 25 años de la instalación.

Año	Costes operativos [€]
0	0
1	180
2	189
3	198
4	208
5	219
6	230
7	241
8	253
9	266
10	279
11	293
12	308
13	323
14	339
15	356
16	374
17	393
18	413
19	433
20	455
21	478
22	501

23	527
24	553
25	581

Los costes de operación totales en la instalación durante sus 25 años de vida útil estimados serán de 8.591 €.

RENTABILIDAD

Durante los primeros 25 años de vida de la instalación el ahorro económico previsto es de 209.890,5 € frente a los 118.102,3 € presupuestados para realizar la instalación y a los 8.591 € de costes de explotación de este periodo. Así pues, la instalación será rentable económicamente para el centro una vez cumplido su ciclo vital, pero para medir mejor la rentabilidad esperada de la instalación es necesario aplicar una tasa de corrección económica para la cual se calculará el VAN.

VAN

La rentabilidad de la instalación se va a calcular mediante el Valor Actual Neto(VAN). El VAN es un indicador de rentabilidad que tiene en cuenta tanto la inversión inicial, como los flujos de caja estimados y los corrige aplicando una tasa de descuento. Su cálculo se realiza como:

$$VAN = \sum_{j=1}^N \frac{FC_j}{(1 + WACC)^j} - I$$

N: número de años

FC_j: flujo de caja en el año *j*

I: inversión inicial en el proyecto, 135.022,4€

WACC: tasa de descuento, 4,5%

El flujo de caja de cada año se calculará como el restante entre los costes operativos y el ahorro económico que produce la instalación para cada año.

Año	Inversión [€]	Ahorro [€]	Costes [€]	Flujo de caja [€]	Flujo de caja descontado [€]
0	-118.102,3	0,00		-118.102,3	
1	0	8.395,6	-180	8.575,6	8.206,3
2	0	8.395,6	-189	8.584,6	7.861,2
3	0	8.395,6	-198	8.593,6	7.530,6
4	0	8.395,6	-208	8.603,6	7.214,7
5	0	8.395,6	-219	8.614,6	6.912,8
6	0	8.395,6	-230	8.625,6	6.623,6
7	0	8.395,6	-241	8.636,6	6.346,4
8	0	8.395,6	-253	8.648,6	6.081,6
9	0	8.395,6	-266	8.661,6	5.828,4
10	0	8.395,6	-279	8.674,6	5.585,8
11	0	8.395,6	-293	8.688,6	5.353,9
12	0	8.395,6	-308	8.703,6	5.132,2
13	0	8.395,6	-323	8.718,6	4.919,7
14	0	8.395,6	-339	8.734,6	4.716,5
15	0	8.395,6	-356	8.751,6	4.522,1
16	0	8.395,6	-374	8.769,6	4.336,3
17	0	8.395,6	-393	8.788,6	4.158,6
18	0	8.395,6	-413	8.808,6	3.988,5
19	0	8.395,6	-433	8.828,6	3.825,5
20	0	8.395,6	-455	8.850,6	3.669,8
21	0	8.395,6	-478	8.873,6	3.520,9
22	0	8.395,6	-501	8.896,6	3.378,1

23	0	8.395,6	-527	8.922,6	3.242,0
24	0	8.395,6	-553	8.948,6	3.111,5
25	0	8.395,6	-581	8.976,6	2.986,8

Por tanto, la instalación presenta un VAN a los 25 años de 10.951,5 €, comenzando a ser rentable en el año 22 desde su instalación.

1.1.1.1 Conclusiones

La instalación de autoconsumo diseñada en este proyecto presenta un VAN a los 25 años de 10.951,5€. Pese a ser una instalación rentable a partir del 22º año no presenta la rentabilidad característica de las instalaciones de autoconsumo, que suelen quedar amortizadas a los 8-12 años desde su instalación.

El sistema de acumulación eléctrica formado por bancos de baterías de litio otorga a la instalación una mayor autonomía y una mejor independencia eléctrica, pero el elevado coste de estos equipos (63.700€) compromete la rentabilidad de la instalación pues supone un 54% del total del presupuesto del proyecto.

Por lo tanto, dada la posibilidad de realizar una instalación conectada a la red, sin necesidad de acumular los excedentes de energía para aprovecharlos en los valles de generación eléctrica, resulta más conveniente para el proyecto.

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

OBJETO

La empresa, al afrontar la tarea de redactar el Estudio de Seguridad y Salud para la obra “ALMACENAMIENTO EN AUTOCONSUMOS ELÉCTRICOS. ESTUDIO DE MERCADO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO. PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA AHORRO DE CONSUMOS EN LOS CONSUMOS DE

ELECTRICIDAD EN UN CENTRO DE ENSEÑANZA” se enfrenta con el problema de prever, con relación al proceso constructivo, los riesgos previsibles, los cuales, dado el carácter dinámico de la obra, pueden modificarse. Intenta prever, además, aquellos riesgos reales, que en su día presente la realización material de la obra, en medio de todo un conjunto de circunstancias de difícil concreción, que en sí mismas, pueden lograr desvirtuar el objetivo fundamental de este trabajo.

Se pretende, en síntesis, sobre un proyecto, crear los procedimientos concretos para conseguir una realización de obra sin accidentes.

Por lo expuesto, es necesaria la concreción de los objetivos de este trabajo técnico, que se definen según los siguientes apartados, cuyo ordinal de transcripción es indiferente pues se consideran todos de un mismo rango:

1. Conocer el proyecto a construir y si es posible, definir la tecnología adecuada para la realización técnica y económica de la obra, con el fin de poder analizar y conocer en consecuencia, los posibles riesgos de seguridad y salud en el trabajo.
2. Analizar todas las unidades de obra contenidas en el proyecto a construir, en función de sus factores: formal y de ubicación, coherentemente con la tecnología y métodos viables de construcción para poner en práctica.
3. Definir todos los riesgos, humanamente detectables, que pueden aparecer a lo largo de la realización de los trabajos.
4. Diseñar las líneas preventivas a poner en práctica, como consecuencia de la tecnología que va a utilizar; es decir: la protección colectiva y equipos de protección individual, a implantar durante todo el proceso de esta construcción.
5. Divulgar la prevención decidida para esta obra, en concreto en este Estudio de Seguridad y Salud. Esta divulgación se efectuará entre todos los que intervienen en el proceso de construcción y esperamos que sea capaz por sí misma de animar a los trabajadores a ponerla en práctica, con el fin de lograr

su mejor y más razonable colaboración. Sin esta colaboración inexcusable, de nada servirá este trabajo. Por ello, este conjunto documental se proyecta hacia la empresa constructora y los trabajadores; debe llegar a todos: de plantilla, subcontratistas y autónomos, mediante los mecanismos previstos en la normativa vigente y en aquellas partes que les afecten directamente y en su medida.

6. Crear un ambiente de salud laboral en la obra, mediante el cual, la prevención de las enfermedades profesionales sea eficaz.
7. Definir las actuaciones a seguir en el caso de que fracase esta intención técnico-preventiva y se produzca el accidente; de tal forma, que la asistencia al accidentado sea la adecuada a su caso concreto y aplicado con la máxima celeridad y atención posibles.
8. Hacer llegar la prevención de riesgos a cada empresa o autónomos que trabajen en la obra, de tal forma, que se eviten prácticas contrarias a la seguridad y salud con los resultados y tópicos ampliamente conocidos.
9. Diseñar la metodología necesaria para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento. Esto se realizará una vez conocidas las acciones necesarias para las operaciones de mantenimiento y conservación tanto de la obra en sí como de sus instalaciones.

Esta autoría del Estudio de Seguridad y Salud declara:

Que ha sido su voluntad la de analizar primero los riesgos sobre el proyecto y en su consecuencia, el diseño de cuantos mecanismos preventivos se pueda idear a su buen saber y entender técnico, dentro de las posibilidades que el mercado de la construcción y los límites económicos permiten.

Que se confía en que, si surgiese alguna laguna preventiva, los trabajadores afectados, serán capaces de detectarla y presentarla para que se la analice en toda su importancia, dándole la mejor solución posible.

NORMATIVA

- *Sistema de protección contra contactos indirectos.*

Para la prevención de posibles contactos eléctricos indirectos, el sistema de protección elegido, y dispuesto en la nave, es el de puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de 30 mA).

- *Normas de prevención tipo para los cables.*

El calibre o sección del cableado será el especificado y de acuerdo a la carga eléctrica que ha de soportar en función de la maquinaria e iluminación prevista.

- Todos los conductores utilizados serán aislados de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo y sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos en este sentido.
- La distribución desde el cuadro general de la nave a las herramientas de la obra se efectuará mediante tendido de cables y mangueras. Si se realiza aérea, éste se realizará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento. Si se realiza a ras de suelo, éste se efectuará pegado a los paramentos de fachada.
- El tendido de los cables para cruzar viales, como ya se ha indicado anteriormente, se efectuará a ras de suelo o aéreo. Si se efectúa a ras de suelo, se colocará, en la zona de paso, entre tablones a modo de protección por reparto de cargas y señalización de "paso del cable".

Caso de tener que efectuar empalmes entre mangueras se tendrá en cuenta:

- a) Siempre estarán elevados. Se prohíbe mantenerlos en el suelo.
- b) Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancos antihumedad.

- c) Los empalmes definitivos se ejecutarán utilizando cajas de empalmes normalizados estancos de seguridad.
- El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no coincidirá con el de suministro provisional de agua a las plantas.
 - Las mangueras de "alargadera".
 - Si son para cortos periodos de tiempo, podrán llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los parámetros verticales.
 - Se empalmarán mediante conexiones normalizadas estancos antihumedad o fundas aislantes termorretráctiles, con protección mínima contra chorros de agua (protección recomendable IP. 45 IK 08).
 - *Normas de prevención tipo para los interruptores.*
 - Se ajustarán expresamente, a los especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.D. 842/2002).
 - Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada, con cerradura de seguridad.
 - Las cajas de interruptores poseerán adherida sobre su puerta una señal normalizada de "peligro, electricidad".
 - Las cajas de interruptores serán colgadas, bien de los paramentos verticales, bien de "pies derechos" estables.
 - *Normas de prevención tipo para los cuadros eléctricos.*

Si se instalan:

- Serán de material plásticos, de tipo para la intemperie, con puerta y cerraja de seguridad (con llave), según norma UNE-20324 y grado de protección IP 55.
- Poseerán adherida sobre la puerta una señal normalizada de "peligro, electricidad".

- Se colgarán, si procede, por sus anclajes propios a fachada o pendientes de tableros de madera recibidos a los parámetros verticales o bien, a "pies derechos" firmes.
- Poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie, en número determinado según el cálculo realizado. (Grado de protección recomendable IP. 45 IK 08).
- *Normas de prevención tipo para las tomas de energía.*
 - Las tomas de corriente irán provistas de interruptores de corte omnipolar que permita dejarlas sin tensión cuando no hayan de ser utilizadas.
 - Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas blindadas (protegidas contra contactos directos) y siempre que sea posible, con enclavamiento.
 - La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos.
- *Normas de prevención tipo para la protección de los circuitos.*
 - La instalación poseerá todos los interruptores automáticos.
 - Los interruptores automáticos se hallarán instalados en todas las líneas de toma de corriente de los cuadros de distribución, así como en las de alimentación a las máquinas, aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico.
 - Los circuitos generales estarán igualmente protegidos con interruptores automáticos o magnetotérmicos.
 - Todos los circuitos eléctricos se protegerán a sí mismo mediante disyuntores diferenciales. Los disyuntores diferenciales se instalarán de acuerdo con la siguiente sensibilidad: 30 mA.- (según R.E.B.T.).
- *Normas de prevención tipo para las tomas de tierra.*
 - La red general de tierra deberá ajustarse a las especificaciones detalladas en la Instrucción ITC BT.018 del vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

- Caso de tener que disponer de un transformador en la obra, será dotado de una toma de tierra ajustada a los Reglamentos vigentes y a las normas propias de la compañía eléctrica suministradora en la zona.
- Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.
- El neutro de la instalación estará puesto a tierra.
- La toma de tierra en una primera fase se efectuará a través de una pica o placa a ubicar junto al cuadro general, desde el que se distribuirá a la totalidad de los receptores de la instalación. Cuando la toma general de tierra definitiva del edificio se halle realizada, será ésta la que se utilice para la protección de la instalación eléctrica provisional de obra.
- El hilo de toma de tierra estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos. Únicamente podrá utilizarse conductor o cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección como mínimo en los tramos enterrados horizontalmente y que serán considerados como electrodo artificial de la instalación.
- La red general de tierra será única para la totalidad de la instalación incluida las uniones a tierra de los carriles para estancia o desplazamiento de las grúas.
- Los receptores eléctricos dotados de sistema de protección por doble aislamiento y los alimentados mediante transformador de separación de circuitos, carecerán de conductor de protección, a fin de evitar su referenciación a tierra. El resto de las carcasas de motores o máquinas se conectarán debidamente a la red general de tierra.
- Las tomas de tierra estarán situadas en el terreno de tal forma, que su funcionamiento y eficacia sea el requerido por la instalación.
- La conductividad del terreno se aumentará vertiendo en el lugar de hincado de la pica (placa o conductor) agua de forma periódica.
- El punto de conexión de la pica (placa o conductor), estará protegido en el interior de una arqueta practicable.
- *Normas de prevención tipo para la instalación de alumbrado.*

- Las masas de los receptores fijos de alumbrado se conectarán a la red general de tierra mediante el correspondiente conductor de protección. Los aparatos de alumbrado portátiles, excepto los utilizados con pequeñas tensiones, serán de tipo protegido contra los chorros de agua (Grado de protección recomendable IP.45).
 - Normas de seguridad tipo, de aplicación durante el mantenimiento y reparaciones de la instalación eléctrica provisional de obra.
- El personal de mantenimiento de la instalación será electricista, y preferentemente en posesión de carnet profesional correspondiente. (ITC-BT 03)
- Toda la maquinaria eléctrica se revisará periódicamente, y en especial, en el momento en el que se detecte un fallo, momento en el que se la declarará "fuera de servicio" mediante desconexión eléctrica y el cuelgue del rótulo correspondiente en el cuadro de gobierno.
- La maquinaria eléctrica, será mantenida por personal especialista en cada tipo de máquina.
- Se prohíben las revisiones o reparaciones bajo corriente. Antes de iniciar una reparación se desconectará la máquina de la red eléctrica, instalando en el lugar de conexión un letrero visible, en el que se lea: "NO CONECTAR, HOMBRES TRABAJANDO EN LA RED".
- La ampliación o modificación de líneas, cuadros y asimilables sólo la efectuarán los electricistas.

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La obra objeto del presente Estudio se refiera a la Instalación de energía renovable que combina solar fotovoltaica y micro eólica con un sistema de acumulación de energía eléctrica por baterías de litio de 28,8 kWp conectada a red de baja tensión en un centro educativo en la provincia de Granada, cuyos datos generales son:

Datos del Emplazamiento	
ACCESOS A LA OBRA	POR ESCALERAS INTERIOR Y/O DE SERVICIO
EDIFICACIONES COLINDANTES	No

SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Si
SUMINISTRO DE AGUA	Si
SISTEMA DE SANEAMIENTO	Si
SERVIDUMBRES Y CONDICIONANTES	No
Datos generales del Proyecto y Obra	
PROYECTO DE EJECUCIÓN	Proyecto de Obra Civil
AUTOR DE LOS PROYECTOS	Sergio Rodríguez Ballesteros
EMPLAZAMIENTO	Granada
PRESUPUESTO PROYECTO	--
PRESUPUESTO SEGURIDAD Y SALUD	--
PLAZO DE EJECUCIÓN PREVISTO	2 meses
TOTAL, APROXIMADO DE JORNADAS	35
NÚMERO DE OPERARIOS	1-7

DEFINICIONES

Según el artículo 2 del Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, en todo lo que afecte a esta obra se entenderá por:

- a) Trabajos con riesgos especiales: Trabajos cuya realización exponga a los trabajadores a riesgos de especial gravedad para su seguridad y salud, tales como los que pueden darse en esta obra:
 - Caída de altura de objetos
 - Caída de operarios a distinto nivel
 - Proximidad de fuentes de alta y baja tensión que pudieran causar electrocución
 - Etc
- b) Promotor: Cualquier persona física o jurídica por cuenta de la cual se realice una obra.
- c) Proyectista: El autor o autores, por encargo del promotor, de la totalidad o parte del proyecto de la obra.

- d) Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la fase del proyecto de obra: El técnico competente designado por el promotor para coordinar durante la fase del proyecto de obra, la aplicación de los principios generales de prevención en materia de seguridad y salud que a continuación mencionaremos. Serán sus misiones las siguientes:
- i. De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, aplicar los principios generales de prevención en materia de seguridad y de salud previstos en su artículo 15, y en particular:
 1. Al tomar las decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultánea o sucesivamente.
 2. Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases del trabajo.
 - ii. Tener en cuenta cualquier estudio de seguridad y salud o estudio básico, así como las previsiones e informaciones útiles a que se refieren el apartado 6 del artículo 5 y el apartado 3 del artículo 6 del mencionado Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre.
 - iii. Coordinar la aplicación de lo dispuesto en los apartados anteriores.
- e) Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra: el técnico competente integrado en la dirección facultativa, designado por el promotor para llevar a cabo las siguientes tareas:
- iv. Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad:
 1. Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
 2. Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

- v. Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades que mencionaremos en el siguiente apartado del presente documento.
 - vi. Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.
 - vii. Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
 - viii. Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
 - ix. Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.
- f) Dirección facultativa: El técnico o técnicos competentes designados por el promotor, encargado de la dirección y del control de la ejecución de la obra.
 - g) Contratista: La persona física o jurídica que asume contractualmente ante el promotor con medios propios o ajenos, el compromiso de ejecutar la totalidad o parte de las obras con sujeción al proyecto y al contrato.
 - h) Subcontratista. La persona física o jurídica que asume contractualmente ante el contratista, empresario principal, el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra, con sujeción al proyecto por el que se rige su ejecución.
 - i) Trabajador autónomo: La persona física distinta del contratista, que realiza de forma personal directa una actividad profesional, sin sujeción a un contrato de trabajo, y que asume contractualmente ante el promotor, el contratista o el

subcontratista el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra.

Cuando el trabajador autónomo emplee en la obra a trabajadores por cuenta ajena tendrá la consideración de contratista o subcontratista. El contratista y el subcontratista tendrán la consideración de empresario los efectos previstos en la normativa sobre prevención de riesgos laborales. Cuando el promotor contrate directamente trabajadores autónomos para la realización de la obra o de determinados trabajos de esta, tendrá la consideración de contratista respecto de aquellos.

MEDIDAS

Normas o medidas de protección tipo.

- Los cuadros eléctricos de distribución se ubicarán siempre en lugares de fácil acceso.
- Los cuadros eléctricos, en servicio, permanecerán cerrados con las cerraduras de seguridad de triángulo, (o de llave) en servicio.

Protección

I. Protección colectiva que utilizar en la obra

Del análisis de riesgos laborales que se ha realizado y de los problemas específicos que plantea la construcción de la obra, se prevé utilizar las contenidas en el siguiente listado:

- Anclajes especiales para amarre de arnés de seguridad clase C evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 795
- Cables fiadores para arnés de seguridad, evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 353
- Amarres y conectores para arnés de seguridad, evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 362
- Torres acceso evaluada la seguridad conforme norma UNE EN 1004.
- Sistemas provisionales de protección de borde clase A o B, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 13374 y UNE EN 1263

- Extintores de incendios polivalente eficacia 21 A 113 B C
- Interruptor diferencial calibrado selectivo de 30 mA.
- Pasarelas de seguridad sobre cubierta, ya sean de madera o tramex.

II. Equipos de protección individual a utilizar en la obra

Del análisis de riesgos efectuado, se desprende que existe una serie de ellos que no se han podido resolver con la instalación de la protección colectiva. Son riesgos intrínsecos de las actividades individuales a realizar por los trabajadores y por el resto de las personas que intervienen en la obra. Consecuentemente se ha decidido utilizar las contenidas en el siguiente listado:

- Cascos de seguridad, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 397.
- Chaleco reflectante, en conformidad UNE EN 471: 2004.
- Protección auditiva.
- Arnés de seguridad, clase C tipo 2, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 361.
- Cinturones porta herramientas.
- Gafas de seguridad contra proyecciones y los impactos, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 166.
- Guantes de cuero flor y loneta, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 388.
- Mascarilla de papel filtrante contra el polvo, , evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 1827 y UNE EN 140.
- Ropa de trabajo a base de chaquetilla y pantalón de algodón, y si procede, traje impermeable a base de chaquetilla y pantalón de material plástico sintético, todo ello en conformidad UNE EN 340 y siguientes.
- Zapatos de seguridad y botas de seguridad loneta reforzada y serraje con suela de material plástico sintético, evaluada la seguridad en conformidad norma UNE EN 344, UNE EN 345 y UNE EN 346.

III. Paralización de los Trabajos

- I. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 21 y en el artículo 44 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, cuando el coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o cualquier otra persona integrada en la dirección facultativa observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista de ello, dejando constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, y quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y la salud de los trabajadores, disponer la paralización de los tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.
- II. En el supuesto considerado en el apartado anterior, la persona que hubiera ordenado la paralización deberá dar cuenta a los efectos oportunos a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social correspondiente, a los contratistas y, en su caso, a los subcontratistas afectados por la paralización, así como a los representantes de los trabajadores de éstos.

IV. *Señalización de los riesgos*

La prevención diseñada, para mejorar su eficacia, requiere el empleo del siguiente listado de señalización como complemento de la protección colectiva y de los equipos de protección individual previstos, se decide el empleo, entre otra y de manera no exhaustiva ya que deberá adecuarse a las condiciones expresas de la obra, de una señalización normalizada, que recuerde en todo momento los riesgos existentes a todos los que trabajan en la obra. La señalización elegida es la del listado que se ofrece a continuación, a modo informativo.

- Advertencia cargas suspendidas.
- Advertencia de peligro indeterminado.
- Advertencia del riesgo eléctrico.
- Advertencia incendios, materias inflamables.
- Banda de advertencia de peligro.
- Protección obligatoria cabeza, en conformidad a la norma EN 397.
- Protección obligatoria manos, en conformidad a la norma UNE EN 388.
- Protección obligatoria oídos, en conformidad a la norma EN 352, en sus partes 1, 2 y 3.
- Protección obligatoria pies.

- Protección obligatoria vista.
- Uso obligatorio arnés de seguridad.
- Equipo primeros auxilios.

Prevención

I. Prevención de riesgos de daños a terceros.

Viandantes: el paso de los posibles viandantes, trabajadores de otras naves, y de los propios operarios debe estar protegido ante la posible caída de objetos desde la obra.

- a) El propio cerramiento del solar de la obra servirá para impedir el acceso a ésta por parte de personal ajeno a la obra, evitando accidentes.
- b) Existirá señalización en los accesos a la obra tanto en el peatonal como en el acceso para maquinaria.
- c) Durante la entrada y salida de camiones (u otros equipos) se controlará el tráfico (tanto peatonal como automovilístico) en prevención de posibles accidentes o atropellos.

II. Fases críticas para la prevención

A la vista de las características técnicas de la obra, y de las fases de esta se definen los riesgos específicos tal y como queda reflejado en el apartado correspondiente. Cuando dos o más actividades de obra coinciden, los riesgos potenciales que se generan son distintos, se agravan por coincidir vertical y temporalmente, alcanzando valores superiores a la suma de los riesgos de las fases coincidentes.

Teniendo presente esto y que todo el proceso de producción es peligroso en sí mismo, se destacan las siguientes fases globales posibles y especialmente peligrosas, EN LAS QUE SE REQUERIRÍA LA PRECEPTIVA PRESENCIA DE RECURSO PREVENTIVO, en sí mismas y más aún cuando coinciden entre sí como es el caso de esta obra:

- Trabajos en Cubierta por riesgo de caída en altura.

III. Presencia de los recursos preventivos

En cumplimiento de las prescripciones reglamentarias establecidas en la D.A. 1ª del R.D. 171/2004, que desarrolla el art. 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, y con el fin de cumplir con las obligaciones legislativas, el/los Empresario/s Principal/es (D.A. 14ª de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales) nombrará, al menos, a un trabajador en conformidad art. 32 bis, apartado 4, como Presencia de Recurso Preventivo, a saber:

Si dicha circunstancia no fuese posible, y con el fin de cumplir la Presencia de Recursos Preventivos establecida en el artículo 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, el empresario, asignará su presencia de forma expresa, quienes deberán ser trabajadores de la empresa y que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a que se refiere el presente escrito. Contando, para ello, con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones Todo ello con el fin de garantizar el cumplimiento de las especificaciones reglamentarias establecidas, para dichos recursos, tanto en el artículo 32 bis (D.A. 14ª) de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, como en el art. 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, modificado por las prescripciones reglamentarias establecidas en el Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo. Además de dicho trabajador, dicha presencia podrá llevarse a cabo según lo establecido en el Artículo 22 bis. R.D. 39/1997, de 17 de enero. Presencia de los Recursos Preventivos:

1.- De conformidad con el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención

de Riesgos Laborales, la presencia en el centro de trabajo de los recursos preventivos, cualquiera que sea la modalidad de organización de dichos recursos, será necesaria en los siguientes casos:

- a) Cuando los riesgos puedan verse agravados o modificados, en el desarrollo del proceso o la actividad, por la concurrencia de operaciones diversas que se desarrollan sucesiva o simultáneamente y que hagan preciso el control de la correcta aplicación de los métodos de trabajo.
- b) Cuando se realicen las siguientes actividades o procesos peligrosos o con riesgos especiales:

- Trabajos con riesgos especialmente graves de caída desde altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados, o el entorno del puesto de trabajo.
 - Trabajos con riesgo de sepultamiento o hundimiento.
 - Actividades en las que se utilicen máquinas que carezcan de declaración CE de conformidad por ser su fecha de comercialización anterior a la exigencia de tal declaración con carácter obligatorio, que sean del mismo tipo que aquellas para las que la normativa sobre comercialización de máquinas requiere la intervención de un organismo notificado en el procedimiento de certificación, cuando la protección del trabajador no esté suficientemente garantizada no obstante haberse adoptado las medidas reglamentarias de aplicación.
 - Trabajos en espacios confinados. A estos efectos, se entiende por espacio confinado el recinto con aberturas limitadas de entrada y salida y ventilación natural desfavorable, en el que pueden acumularse contaminantes tóxicos o inflamables o puede haber una atmósfera del nivel básico. deficiente en oxígeno, y que no está concebido para su ocupación continuada por los trabajadores.
 - Trabajos con riesgo de ahogamiento por inmersión, salvo lo dispuesto en el apartado 8.a) de este artículo, referido a los trabajos en inmersión con equipo subacuático.
 - Cuando la necesidad de dicha presencia sea requerida por la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, si las circunstancias del caso así lo exigieran debido a las condiciones de trabajo detectadas.
- c) La presencia se llevará a cabo por cualesquiera de las personas previstas en los apartados 2 y 4 del artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, debiendo el empresario facilitar a sus trabajadores los datos necesarios para permitir la identificación de tales personas.

La ubicación en el centro de trabajo de las personas a las que se asigne la presencia deberá

permitirles el cumplimiento de sus funciones propias, debiendo tratarse de un emplazamiento seguro que no suponga un factor adicional de riesgo, ni para tales personas ni para los trabajadores de la empresa, debiendo permanecer en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia.

Acta de NOMBRAMIENTO DE PRESENCIA DE RECURSO PREVENTIVO.

El Empresario Principal, (Nombre de la Empresa) y su representante legal (Ley 38/1999, L.O.E.), D. (Datos del Jefe de Obra) en el centro de trabajo (identificación de la obra), habrá de hacer saber a los firmantes y miembros de la empresa, su consideración y consecuente asunción de las funciones y responsabilidades establecidas tanto en el artículo 32 bis de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, como en el art. 22 bis del R.D. 39/1997.

Considerándose ya sea como:

Recursos Preventivos a los que el empresario podrá asignar la presencia, si cumplen ser:

- 1.-Uno o varios trabajadores designados de la empresa.
- 2.-Uno o varios miembros del servicio de prevención propio de la empresa.
- 3.-Uno o varios miembros del o los servicios de prevención ajenos concertados por la empresa. E informando, los recursos preventivos a que se refiere el apartado anterior, poseer la capacidad suficiente, disponer de los medios necesarios y ser suficientes en número para vigilar el cumplimiento de las actividades preventivas, permaneciendo en el centro de trabajo durante el tiempo en que se mantenga la situación que determine su presencia.

Ya sea como:

Presencia de Recursos Preventivos:

Si dicha circunstancia no fuese posible, y con el fin de cumplir la Presencia de Recursos Preventivos establecida en el artículo 22 bis del R.D. 39/1997, de 17 de enero, el empresario, asignará su presencia de forma expresa, quienes deberán ser trabajadores de la empresa y que, sin formar parte del servicio de prevención propio ni ser trabajadores designados, reúnan los conocimientos, la cualificación y la experiencia necesarios en las actividades o procesos a que se refiere el presente escrito. Contando, para ello, con la formación preventiva correspondiente, como mínimo, a las funciones del nivel básico.

En este supuesto, tales trabajadores habrán de mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del empresario.

Trabajos posteriores

Los trabajos por realizar a posteriori son los de mantenimiento periódico (limpieza, reglaje o reparación) de los paneles solares o de la estructura soporte. Es por ello que, los mismos, requieren el acceso y permanencia de trabajadores en cubierta con riesgo de caída de altura. Las medidas preventivas o de protección a disponer serán, salvo para la protección de borde, las mismas que se han contemplado en este documento para la fase de instalación, sirviendo el presente Estudio de documento base de seguridad y salud para la ejecución de dichos trabajos.

El mismo quedará en manos de la Propiedad, quien custodiará este documento y se lo entregará a los empresarios concurrentes en su centro de trabajo a fin de satisfacer lo dispuesto en el artículo 4 del R.D. 171/2004. Si procede, estos deberán revisar su documentación preventiva a fin de adecuarla a las condiciones de la instalación.

Entre otras actividades y conforme a los niveles de riesgo siguientes, cabe destacar:

Riesgos y nivel de riesgo presente

RIESGO	NIVEL DE RIESGO
Caídas al mismo nivel	MEDIO
Caídas a distinto nivel	ALTO
Pisadas sobre objetos	BAJO
Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
Contacto eléctrico	ALTO

Tabla de nivel de riesgo de la tarea específica a desarrollar.

TAREA	RIESGO	NIVEL
Limpieza de módulos	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
	Contacto eléctrico	MEDIO
Operación en inversores	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Revisión mantenimiento	Caídas al mismo nivel	ALTO
	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO

	Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Averías monitorización	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Contacto eléctrico	MEDIO
Operación en módulos	Caídas al mismo nivel	MEDIO
	Caídas a distinto nivel	ALTO
	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	MEDIO
	Contacto eléctrico	ALTO
Operación en CT / CGP	Pisadas sobre objetos	BAJO
	Choques contra objetos inmóviles	BAJO
	Contacto eléctrico	MUY ALTO

Normas e instrucciones.

Limpieza de módulos:

- Durante la operación de limpieza de módulos FV se ha de prestar atención al riesgo de deslizamiento debido al agua derramada. Para reducir tal riesgo se recuerda la obligación del uso de calzado de seguridad con suela antideslizante.
- En épocas del año con mayor índice de radiación solar se utilizarán guantes de protección para las manos y crema solar para la cara y derivados con el fin de evitar quemaduras solares. El agua realiza función lupa de las radiaciones solares.
- Se prestará una especial atención a evitar el contacto del agua con partes accesibles puestas en tensión.
- Durante la operación de limpieza NUNCA manipularemos elementos en tensión (conectores, Strings...), puesto que tanto en estos como en nosotros y/o el suelo hay una elevada concentración de humedad.

Operación en inversores:

- Durante la operación que vayamos a realizar en los inversores estamos altamente expuestos a riesgos eléctricos, por lo tanto, siempre que sea posible cortaremos la/s entrada/s de tensión a dicho inversor. Por la naturaleza de funcionamiento de los inversores (condensadores) es necesario esperar un tiempo, denominado tiempo de

descarga (60 seg. Aprox.), antes de actuar sobre él. SIEMPRE, mediante el uso de un polímetro, verificaremos la ausencia de tensión.

- Los inversores tienen dos entradas de tensión, una D.C. y otra A.C. SIEMPRE nos aseguraremos de haber cortado ambas entradas.
- El corte de tensión se realizará SIEMPRE de todo el inversor (todas las etapas de potencia).
- Si el elemento de corte de tensión no se encuentra en nuestro radio frontal de trabajo, procederemos a bloquearlo mediante enclavamiento mecánico y señalizaremos la realización de trabajos en dicho circuito. Si existe un responsable en el lugar de trabajo le informaremos del seccionamiento de dicho circuito.
- En caso de que no sea posible realizar el trabajo sin tensión utilizaremos guantes aislados adecuados a la tensión nominal con guantes de trabajo sobre estos, herramienta aislada, máscara anti-proyecciones y efectuaremos el trabajo sobre una superficie plana, limpia y seca.
- En caso de encontrarnos con un interruptor magnetotérmico caído, verificaremos que no hay nadie trabajando aguas abajo del mismo y mediante un polímetro comprobaremos a la salida de dicho interruptor la ausencia de cortocircuito, tanto entre fase y neutro como entre fases.

Averías monitorización:

- La monitorización está concentrada en un punto por lo que la necesidad de desplazamiento por la cubierta es bastante escasa.
- El sistema de monitorización funciona a pequeña tensión por lo que no es necesario el uso de sistemas de protección frente a contactos eléctricos.
- Cuando se trabaje con soldador de estaño será sobre una superficie plana y limpia para evitar resbalones que conlleven a poder quemarnos con el mismo. Prestaremos principal atención al lugar donde lo dejemos, evitando contactos accidentales por nuestra parte o por cualquier otra persona. SIEMPRE que terminemos de usarlo lo desconectaremos inmediatamente NO dejándolo apoyado en cualquier sitio.

Operaciones en módulos FV:

- Los módulos FV son una fuente de energía eléctrica, por lo que el riesgo de contacto

eléctrico siempre está presente.

- Cuando vayamos a trabajar con un módulo SIEMPRE lo desconectaremos de la serie en que se encuentre.
- NUNCA tocaremos el interior de los conectores del módulo FV encontrándose éste bajo radiación solar, en caso de necesitar actuar sobre los conectores SIEMPRE aislaremos el módulo FV con anterioridad y si es posible procederíamos a voltearlo o en su defecto a cubrirlo con un elemento opaco.
- Igualmente tomaríamos estas medidas de seguridad en caso de tener que actuar en la caja de diodos del módulo FV
- SIEMPRE que actuemos sobre los conectores y/o caja de diodos será sobre un suelo firme y principalmente seco.
- A la hora de transportar un módulo FV por la cubierta prestaremos atención al viento puesto que el módulo FV puede hacer en caso de viento elevado función de vela.
- La temperatura del módulo FV puede en ocasiones ser elevada por ello es necesario la utilización de guantes para el manejo de estos, siendo imprescindible su uso en época de verano.
- Debido a la radiación solar reflejada en la cubierta es necesario la utilización de cremas protectoras de protección 50 en las épocas de mayor índice de radiación.

Operaciones en CT / CGP:

- Estas instalaciones cuentan con CGP no con CT. Frente a trabajos a realizar en CGP existe un alto riesgo de contacto eléctrico.
- SIEMPRE que se proceda a retirar/sustituir un fusible se realizara mediante el uso
- SIEMPRE retiraremos toda la tapa de protección de la CGP y se depositara en un lugar que no conlleve la posibilidad de provocar tropiezos con ella.
- NUNCA retiraremos únicamente un lateral de la tapa de protección de la CGP accediendo por el hueco al interior de la misma.
- SIEMPRE que sea posible pondremos o retiraremos, según proceda, los fusibles con la instalación sin carga.

- Si vamos a realizar una actuación en la CGP SIEMPRE retiraremos TODOS los fusibles de la misma. Si esto no fuera posible debido a la tarea a realizar (por ejemplo, medición de intensidades) usaríamos guantes aislados adecuados a la tensión nominal y guantes de trabajo colocados encima de estos.

Herramientas:

- Las máquinas-herramientas eléctricas a utilizar en esta obra, estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento.
- Las herramientas manuales se utilizarán en aquellas tareas para las que han sido concebidas.
- Antes de su uso se revisarán, desechándose las que no se encuentren en buen estado de conservación.
- Se mantendrán limpias de aceites, grasas y otras sustancias deslizantes.
- Para evitar caídas, cortes o riesgos análogos, se colocarán en portaherramientas o estantes adecuados.
- Durante su uso se evitará su depósito arbitrario por los suelos.
- Los trabajadores recibirán instrucciones concretas sobre el uso correcto de las herramientas que hayan de utilizar.
- El trabajador adoptará las medidas necesarias para la utilización de la maquinaria que corresponda (máscaras protectoras, guantes, gafas, etc...).

Revisión mantenimiento:

- En los trabajos de mantenimiento en inversores se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en inversores).
- En los trabajos de mantenimiento en CT se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en CT / CGP).
- En los trabajos de mantenimiento para módulos se cumplirá lo descrito en el punto anterior (operación en módulos fotovoltaicos).
- de maneta de extracción de fusibles.
- El mantenimiento del campo fotovoltaico será, posiblemente, la operación en la que más expuestos estemos a sufrir un accidente debido a la necesidad de desplazarnos por toda la instalación.

- Para revisión de apriete de estructura utilizaremos herramienta adecuada para tal efecto.

Otras consideraciones:

- Se prohíbe en esta obra transportar pesos a mano (o a hombro), iguales o superiores a 25 Kgs. sobre las escaleras de mano.
- Se prohíbe andar sobre los lucernarios.
- Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de las clavijas macho-hembra.
- Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo "tijera", dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.
- Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro, abandonadas en el suelo, o en marcha, aunque sea con movimiento residual en evitación de accidentes.

Tabla resumen de medidas mínimas de seguridad necesarias a adoptar

RIESGO	MEDIDA A ADOPTAR
Caídas al mismo nivel	Debido a la naturaleza de la cubierta, ya sea por inclinación, crestas del suelo, zorra en cubiertas pesada o bandeja por suelo, existe un riesgo medio de posibilidad de caída.

Caídas a distinto nivel	Además de lo descrito en el punto anterior, por la presencia de lucernarios (tapados o descubiertos) y ausencia de petos, resulta obligatorio el uso de la línea de vida existente en la instalación. También cabe la posibilidad de ser necesario el uso de la línea de vida en algunos casos para el acceso a cubierta.
Pisadas sobre objetos	No es necesario adoptar ninguna medida de seguridad puesto que no existen objetos fijos en el suelo y la posibilidad de objetos no fijos es escasa. Aún así está la obligación del uso de calzado de seguridad.
Choques contra objetos inmóviles	No es necesario adoptar ninguna medida aparte del EPI designado para tal caso. Los objetos inmóviles existentes son altamente visibles.
Contacto eléctrico	Debido a la naturaleza de una instalación FV el riesgo de contacto eléctrico siempre se encuentra presente, aunque las partes activas se encuentren inaccesibles y se disponga de medios contra contactos indirectos, siempre que exista el mínimo riesgo de contacto eléctrico se utilizaran los EPI's apropiados, tales como guantes

	aislantes, herramienta aislada, calzado adecuado, máscara anti-proyecciones ... etc.)
--	---

Procedimiento de Comunicación de nuevas actuaciones a realizar no contempladas en el Plan de Seguridad para realizar el correspondiente anexo al mismo.

El contratista queda obligado a comunicar al coordinador de seguridad y salud en fase de ejecución, con la suficiente antelación, aquellos trabajos no contemplados en el Estudio de Seguridad y Salud y por lo tanto hacerle llegar un anexo al Estudio de Seguridad y Salud para su posterior aprobación.

Los trabajos relativos a dicho anexo al ESS no se podrán iniciar hasta que no se disponga de dicha acta de aprobación

Emergencia

I. Medidas emergencia. Prevención asistencial en caso de accidente laboral

Primeros Auxilios

Aunque el objetivo global de este Estudio de Seguridad y Salud es evitar los accidentes laborales, hay que reconocer que existen causas de difícil control que pueden hacerlos presentes. En consecuencia, es necesario prever la existencia de primeros auxilios para atender a los posibles accidentados.

Heridas y pequeños cortes en la piel.

Aunque aparentemente no revistan gravedad, al romper la piel, hacen que se altere la función de barrera protectora de esta. Como consecuencia, crean una vía de entrada para una posible infección, lo cual puede convertirse en una complicación importante.

Cuando se produce este tipo de heridas, a simple vista podemos ver su extensión, pero no se ha de confiar en el caso de que no sea muy extensa ya que puede ser profunda, p.ej: producida por un clavo o un trozo de metal.

a) Prevención: Despuntar todos los tableros y elementos metálicos y mantener limpios los tajos.

b) Primeros auxilios: En todos los casos hay que:

- Limpiar la herida con agua y jabón o con un producto antiséptico, para prevenir el riesgo de infección.
- Secar bien la herida y protegerla con una tirita o gasas.
- Consultar al médico sobre la conveniencia de la vacunación contra el tétanos.
- No aplicar encima de la herida alcohol, pomadas o polvos que contengan antibióticos. No utilizar algodón (se deshilacha fácilmente). En particular, y por su elevada incidencia, mencionaremos aquellas heridas que sangran por la nariz. En estos casos:

- Hay que taponar la nariz con los dedos, inclinando hacia delante (si lo hacemos hacia atrás, la víctima se tragará la sangre), durante unos 10 minutos.
- Si la herida no deja de sangrar, introducir un tapón de gasa empapada en agua oxigenada, y procurar la asistencia médica al herido.

Cuerpos extraños:

A) Ojos:

- Si el cuerpo es pequeño y está libre (mota de polvo, serrín, etc..) intentar arrastrarlo con una gasa haciendo que el paciente parpadee con frecuencia. En cualquier caso no hay que frotar el ojo.
- Si no conseguimos arrastrarlo, no insistir, acudir a un centro de urgencias.

B) Oídos:

- No intentar nunca la extracción de un cuerpo extraño alojado en el oído, con alfileres u otros objetos punzantes.

- No echar agua, y menos agua fría.
- Poner al paciente en manos expertas si vemos la menor dificultad para la extracción del cuerpo extraño.

C) Nariz:

- Intentar su expulsión con una expiración forzada ("sonarse"), apretando la fosa nasal que no está obstruida contra el tabique nasal.
- No introducir agua.
- No manipular con objetos puntiagudos.
- Si no sale, recurrir a un médico.

D) Piel:

En el caso de que un cuerpo extraño quede alojado en la piel (astilla, punta metálica, etc.), intentaremos su extracción cuidadosa. Si notamos la más mínima resistencia, cesaremos en el intento.

Lesiones en los huesos y en las articulaciones.

Normalmente producidas en caída, malos apoyos en los desplazamientos, etc.

A) Lesiones en las articulaciones:

Son frecuentes las lesiones articulares en especial el tobillo, los síntomas por los que podemos reconocer una torcedura (esguinces) o luxación (salida de un hueso de su sitio), son:

- Dolor localizado en la articulación dañada.
- Inflamación o hinchazón en la zona (deformidad en el caso de luxación)
- Dificultad para realizar movimientos, más o menos acusada en el caso de los esguinces y muy notoria en el caso de luxaciones.

Estos síntomas se observan mejor si comparamos la articulación afectada con la articulación sana.

Primeros auxilios:

- Mantener en reposo la zona dañada y aplicar frío (hielo) sobre la misma.
- Inmovilizarla mediante un vendaje o con la ayuda de un pañuelo triangular.

- Trasladar al paciente, para su valoración al Centro Sanitario y tratamiento definitivo.

B) Lesiones en los huesos: fracturas.

Tipos:

- Abiertas: cuando hay herida en la piel.
- Cerradas: cuando no hay heridas en la piel.

La fractura abierta es la más peligrosa de ambas, ya que por la herida puede originarse una infección del hueso.

Primeros auxilios:

- No mover al accidentado, ni permitirle que mueva la zona supuestamente lesionada. Esto ayudará a controlar el dolor.
- Manipular, si fuese necesario y lo imprescindible, la zona lesionada con sumo cuidado.
- Inmovilizar la zona donde se sospecha la existencia de fractura; de esta manera, evitaremos que se agraven las lesiones existentes o se produzcan nuevos daños.
- Utilizar para la inmovilización pañuelos, tiras de tela, palos y tablillas almohadilladas, etc.
- Procurar el traslado de la víctima al Centro Sanitario, para su tratamiento definitivo.

Quemaduras.

Las quemaduras pueden ser de:

- 1er grado: provocan el enrojecimiento de la piel.
- 2º grado: aparición de ampollas con un líquido de color claro en su interior.
- 3er grado: aparición de costra de color negruzco o castaño oscuro.

Primeros auxilios:

- Enfriar la zona afectada inmediatamente con agua fría durante 10-20 minutos.
- Cubrir la quemadura con paños limpios.
- Como norma general, No quitar la ropa cercana a la quemadura, ya que puede estar adherida a la piel. Sólo quitaremos la ropa en caso de que esté impregnada en líquidos muy calientes o productos cáusticos (lejía, sulfúrico, amoníaco, etc.) para evitar que

sigan quemando.

- No pinchar las ampollas en caso de quemaduras de 2º grado, se pueden infectar.
- Si la persona está ardiendo, impedir que corra; apagar las llamas con una manta o similar, o haciéndola rodar por el suelo.
- Procurar de forma sistemática que cualquier persona que haya sufrido una quemadura sea reconocida por un médico, para que indique el tratamiento más adecuado para cada tipo de lesión.
- Evitar utilizar sobre las quemaduras, aceite, vinagre, pasta de dientes, barro, etc..., que, aunque logren aliviar momentáneamente el dolor, pueden repercutir negativamente en la curación de la zona dañada. Lo mejor es utilizar agua.

Accidentes producidos por la electricidad: electrocución.

En primer lugar, es imprescindible asegurarnos de que la víctima no está en contacto con la corriente, antes de tocarla. En el caso de que todavía esté en contacto con la electricidad:

a) Si se trata de baja tensión, lo primero es cortar el suministro eléctrico, si por cualquier circunstancia no puede cortarse el suministro actuar de la siguiente forma:

- Aislarse del suelo (con tablones de madera) e intentar separar a la víctima de la corriente, con la ayuda de un palo de madera (escoba). No utilizar nunca objetos metálicos.
- Una vez fuera de peligro, valorar el estado de la víctima e iniciar las maniobras de reanimación cardiopulmonar en caso necesario.

b) Si se trata de media o alta tensión, no intentar separar a la víctima del cable eléctrico, ya que un trozo de madera no sería suficiente aislamiento. Avisar a la compañía eléctrica y al mismo tiempo al/los Servicios de Socorro.

Reanimación cardiopulmonar ("boca a boca" y masaje cardiaco).

- Situar a la víctima en posición horizontal con la cabeza inclinada hacia atrás y ver si respira. Si la víctima no respira iniciar el "boca a boca", efectuando 2 insuflaciones

seguidas, y tomarle el pulso carotideo (a ambos lados de la "nuez de Adán")

- Si tiene pulso, continuar con la respiración artificial a una frecuencia de 12 insuflaciones por minuto aproximadamente.
- Si, por el contrario, no tiene pulso, iniciar la reanimación cardiopulmonar básica (respiración artificial + masaje cardíaco externo), a un ritmo de 2 insuflaciones cada 15 compresiones, manteniendo una frecuencia de 80-100 compresiones por minuto.

La técnica del masaje cardíaco deberá hacerse sobre una superficie firme.

Periódicamente comprobar el retorno del pulso espontáneo, lo que significaría que la reanimación ha sido exitosa. El masaje cardíaco se efectuará sobre el tercio inferior del esternón; para que sea eficaz, tiene que hundir la caja torácica 4-5 cm y ha de ser rítmico.

Maletín botiquín de primeros auxilios

Las características de la obra no recomiendan la dotación de un local botiquín de primeros auxilios, por ello, se prevé la atención primaria a los accidentados mediante el uso de maletines de botiquín de primeros auxilios manejados por personas competentes y que se dispondrán en los vehículos de empresa.

Botiquín fijo conteniendo como mínimo el material especificado en la Guía Técnica del INSHT: Medicina Preventiva Con el fin de lograr evitar en lo posible las enfermedades profesionales en esta obra, así como los accidentes derivados de trastornos físicos, síquicos, alcoholismo y resto de las toxicomanías peligrosas, se prevé que el Contratista adjudicatario, en cumplimiento de la legislación laboral vigente, realice o compruebe que se han efectuado tanto la vigilancia de la salud previa a la contratación de los trabajadores de esta obra como los preceptivos periódicos. Y que así mismo, exija puntualmente este cumplimiento, al resto de las empresas que sean subcontratadas por él para esta obra.

Evacuación de accidentados.

La evacuación de accidentados, que por sus lesiones así lo requieran, está prevista mediante el servicio de ambulancias avisado a través del 112.

- Medidas de emergencia.

A continuación, se redactan algunas recomendaciones útiles en caso de accidente:

PRIMERA:

En caso de accidente, mantener la calma y tener en un lugar visible desde el teléfono, el número de urgencias que a continuación se dicta: 112

SEGUNDA:

En lugar fácilmente localizable y conocido por todos los operarios de la obra, se ubicará el botiquín y se tendrá acceso al mismo.

TERCERA

Se establecen las siguientes recomendaciones ante posibles accidentes, a saber, en el caso de que ocurra algún accidente en la obra, hay que seguir las siguientes normas:

- 1) Avisar y pedir ayuda.
- 2) Hablar con la víctima y preguntar lo que ha ocurrido.
- 3) No mover al accidentado si no es estrictamente necesario, de esta manera se conseguirá agravar las posibles lesiones que se hayan producido.
- 4) Valorar el alcance de la lesión.
- 5) Tranquilizar al herido.
- 6) Llamar al servicio de ambulancias, si fuese necesario (teléfonos indicados anteriormente) y explicar lo ocurrido.
- 7) Esperar la llegada de personal especializado, que procederá a la correcta inmovilización de la víctima y su posterior traslado al Centro Sanitario.
- 8) Actuar sólo en caso necesario, quemaduras, electrocución, o cuando la valoración de la lesión así lo aconsejara.
- 9) Avisar a la Dirección Técnica.

Procedimiento de comunicación de accidentes.

El contratista comunicará al coordinador de Seguridad y salud en fase de ejecución, si existiera, de forma inmediata cualquier accidente independientemente de su gravedad a fin de que éste tenga constancia de este.

De igual forma queda obligado a realizar un Informe de Investigación del Accidente cuando así se lo requiera el Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución; siendo obligatoria su redacción en caso de accidentes graves, muy graves o mortales.

Formación e información en seguridad y salud

La formación e información de los trabajadores en los riesgos laborales y en los métodos de trabajo seguro a utilizar, son fundamentales para el éxito de la prevención de los riesgos laborales y realizar la obra sin accidentes, es por tanto que en función de los métodos de trabajo seguro, estos serán informados a los trabajadores (art. 18 LPRL) quienes recibirán del empresario la pertinente formación, teórica y práctica, suficiente y adecuada y acorde a lo requerido en el vigente Convenio General del Sector de la Construcción 2007/2011 a fin de satisfacer artículo 12 del R.D. 1109/2007.

El Contratista adjudicatario estará legalmente obligado a formar en el método de trabajo seguro a todo el personal a su cargo, de tal forma, que todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos propios de su actividad laboral, de las conductas a observar en determinadas maniobras, del uso correcto de las protecciones colectivas y del de los equipos de protección individual necesarios para su protección.

Documentos de nombramientos para el control del nivel de la seguridad y salud, aplicables durante la realización de la obra adjudicada

Se preverá usar los mismos documentos que utilice normalmente para esta función, el Contratista adjudicatario, con el fin de no interferir en su propia organización de la prevención de riesgos. No obstante, estos documentos deben cumplir una serie de formalidades recogidas en el pliego de condiciones técnicas y particulares y ser conocidos y aprobados por la Dirección Facultativa de Seguridad y Salud como partes integrantes del Estudio de Seguridad y salud.

Como mínimo, se prevé utilizar los contenidos en el siguiente listado:

- Documento de nombramiento de la Presencia del Recurso Preventivo de ser necesario.

- Documentos de autorización de manejo de diversas máquinas.

Control de accesos a la obra

El Contratista considerará personal autorizado, tanto de sus subcontratas y trabajadores autónomos, si existieran, como de sus trabajadores propios a todos aquellos que dispongan de la siguiente documentación en regla:

- Documentación identificativa
- Curso PRL
- Apto médico

Esta documentación será solicitada y comprobada por personal del contratista previamente a la entrada de dicho personal en obra.

En este supuesto, tales trabajadores habrán de mantener la necesaria colaboración con los recursos preventivos del empresario.

CONCLUSIONES

Considerando suficientes los datos que se aportan para su estudio por parte de los Organismos Oficiales y estando dispuestos a aclararlos o complementarlos, si la Administración del Estado lo estimara conveniente, se espera que este proyecto merezca servir para su construcción autorizándose la aprobación de este para su ejecución.

ESTUDIO DEL IMPACTO MEDIO AMBIENTAL

El objeto del actual estudio de impacto medioambiental es prevenir y disminuir los daños en el medio ambiente que la ejecución del proyecto ocasionar, así como regular las actividades en la obra con afán de mitigar los efectos negativos sobre el medio natural.

IMPACTO AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN

Localización y área de estudio

La instalación de autoconsumo renovable se localiza en la provincia andaluza de Granada en el término municipal de Maracena, afectando las infraestructuras previstas íntegramente en dicho término municipal.

La superficie que ocupa la instalación de autoconsumo es de unos 900 m² integrados en edificio.

Para el estudio del impacto sobre el medio ambiente ocasionado por la instalación se ha considerado el área de afección directa del autoconsumo híbrido, así como su posible influencia sobre su zona de emplazamiento geográfico, es decir a menos de 1 km. Las afecciones paisajísticas se han desestimado para el estudio pues la instalación se realizará en un entorno previamente edificado.

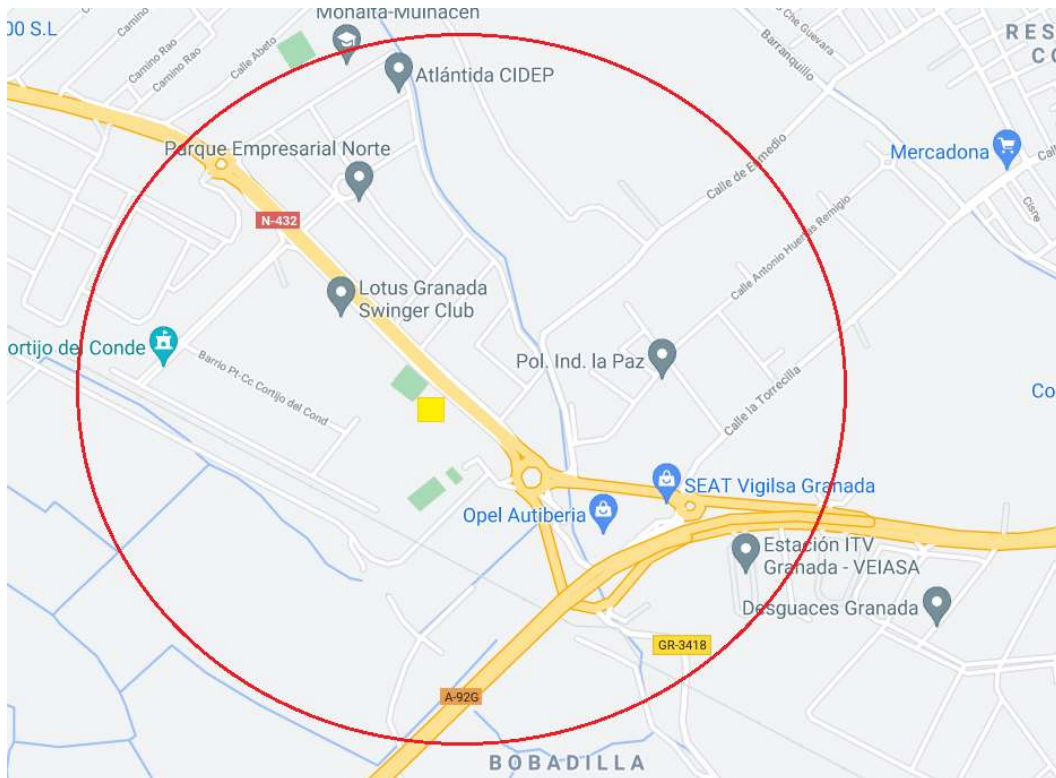


Figura 83. Localización y ámbito de estudio medioambiental.

Características de la instalación

La instalación de autoconsumo renovable hibridado de fotovoltaica y microeólica con sistema de acumulación energía en el colegio Mulhacén consiste en un generador fotovoltaico de 28,8 kWp instalados sobre cubierta, un sistema de almacenamiento de 7.041 Ah de capacidad y 160 W, conectada a la red de distribución a 220 V.

Superficie afectadas

El autoconsumo se realizará sobre dos de las cubiertas accesibles de las que dispone las instalaciones del centro.

Para la instalación solar fotovoltaica se empleará la cubierta del pabellón deportivo con 950 m² de superficie para disponibles.

Para la instalación micro eólica se empleará la cubierta de los comedores donde se dispone de hasta 250 m² de superficie.

El resto de la instalación se realizará en estancias pertenecientes al edificio central del centro.

Identificación y valoración del impacto medioambiental

MATRIZ DE IMPACTOS ⁸					
ELEMENTO DEL MEDIO	TIPO DE AFECCIÓN	VALORACIÓN DEL IMPACTO			
		COMPATIBLE	MODERADO	SEVERO	CRÍTICO
Áreas protegidas	-----	-----	-----	-----	-----
Medio abiótico: aguas y condicionantes geotécnicos	Las afecciones al medio hídrico superficial que pudieran producirse, se limitarían a la posibilidad de que se produzcan pequeños vertidos de hidrocarburos causados por la utilización de maquinaria de obra civil durante la fase de construcción. Estas afecciones, de producirse serían compatibles con el medio hídrico. No hay probabilidad de causar impacto a las aguas subterráneas.		-----	-----	-----
Medio biótico: vegetación, fauna y corredores ecológicos	Podría existir la posibilidad de que durante las obras se llegase a causar afección a la especie <i>Circus pygargus</i> (catalogada como vulnerable), sobre todo si éstas se produjeran durante la época de nidificación. Sin embargo, adoptando medidas de prevención adecuadas, como por ejemplo eligiendo adecuadamente la época de ejecución de las obras, cualquier afección causada por el proyecto sobre esta especie se considera que sería compatible. Asimismo, cualquier posible afección causada sobre la especie <i>Lacerta lepida</i> (catalogada de interés especial) a consecuencia de la ejecución del proyecto, también se consideraría compatible considerando la premisa de que las poblaciones de esta especie parecen ser estables, las condiciones presentadas por el proyecto y que se adoptarán medidas preventivas adecuadas. Por otro lado, considerando que el proyecto se desarrolla en una "zona de amortiguación" entre dos espacios Natura 2000, se cree necesario establecer las medidas preventivas que sean adecuadas para causar el mínimo impacto posible a la conectividad ecológica de ese entorno.		-----	-----	-----
Patrimonio	-----	-----	-----	-----	-----
Paisaje	Las afecciones al paisaje que se originarían a consecuencia de la ejecución del proyecto se consideran moderadas. Los seguidores fotovoltaicos se ubicarán en un valle de gran calidad paisajística y serán ampliamente visibles desde los núcleos cercanos de Ullibarri-Arana y Alda, por tener una altura importante y estar dispuestos a media ladera. No obstante, la poca población que habita estos núcleos y la baja densidad de vehículos que circula por la carretera A-2128 favorecen la menor accesibilidad visual de la instalación. Se considera necesaria la adopción de medidas correctoras que minimicen los efectos producidos sobre el paisaje.	-----		-----	-----
Medio socioeconómico	Por un lado, en la actualidad la finca se encuentra en barbecho, por otro, cuenta en parte con la calificación de "zona agrícola de uso limitado sobre sustrato frágil" y por último, está enmarcada en un valle con abundancia de parcelas agrarias. Por estos motivos, el impacto debido a la pérdida de productividad agraria en la parcela no parece alcanzar una magnitud significativa. Tras el cese de la actividad, se prevé el reacondicionamiento de la finca para su dedicación a los usos agrarios. No se espera causar ningún tipo de afección a las canalizaciones de regadío cercanas. No obstante en caso de que resultaran afectadas éstas serían adecuadamente repuestas.		-----	-----	-----

⁸ No se incluyen los impactos positivos sobre el medio ambiente que se derivan de la utilización de fuentes de energías renovables.

Tabla 35. Matriz de impactos[25].

EMISIONES EVITADAS CON EL USO DE LA INSTALACIÓN

En España la emisión media del mix energético en el año 2017 fue de 392 gCO₂ por cada kWh, en 2018 bajó a los 321 gCO₂/kWh y en 2019 se redujo hasta los 241 gCO₂/kWh. Pese a la continua reducción en la emisión de CO₂ en la producción energética en España anualmente para la estimación de las emisiones evitadas por el autoconsumo se va a fijar en 200 gCO₂/kWh.

La instalación de autoconsumo del presente proyecto presenta una generación estimada anual de al menos 41.155 kWh de energía renovable, sin emisiones directas de CO₂.

El total de emisiones evitadas de CO₂ en un año es de 8.231.000 gCO₂ es decir de 8,231 toneladas de CO₂. Si la instalación presenta una vida útil de 20 años, evitará la emisión de 164,62 toneladas de CO₂ a la atmósfera derivadas directamente de la generación de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] José A. Roca “España entra en el Top 10 mundial de capacidad renovables con un total de 54.593 MW“. El periódico de la energía. Abril, 2020.
<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-entra-en-el-top-10-mundial-de-capacidad-renovable-con-un-total-de-54-592-mw/>.
- [2] International Renewable Energy Agency. IRENA. <https://www.irena.org/>
- [3] Agencia Internacional de la Energía, Revista National Geographic. 10 argumentos a favor de las energías renovables - Sostenibilidad para todos.
- [4] APPA renovables. ¿Qué es el autoconsumo? <https://www.appa.es/appa-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo/>
- [5] UNEF. Autoconsumo. Genera y consume tu propia energía. <https://autoconsumo.unef.es/>
- [6] Autoconsumo. Real Decreto 244/2019. <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/>
- [7] Energía, Innovación y Desarrollo Fotovoltaico. EIDEF.
<https://www.edfsolar.es/autoconsumo-energetico-aislado/>.
- [8] Energía solar fotovoltaica. Energía solar. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>
- [9] Renewable Energy Magazine. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/espana-acaparoen2019el90de20201109#:~:text=Dentro%20de%20ese%20creciente%20mercado,europeos%20%20n%C3%BAmero%20de%20instalaciones>.
- [10] Energía solar. Energía eólica. <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-eolica/ventajas-desventajas>
- [11] Iberdrola. <https://www.iberdrola.es/>
- [12] Renewable Energy Magazine. <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-eolica-crece-un-7-en-2020-20210224>

- [13] El periódico de la energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-de-almacenamiento-de-energia-de-las-electricas-impulsa-la-investigacion-avanzada-sobre-baterias/>
- [14] Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>
- [15] Cultura científica. Así Funciona una batería de litio.
<https://culturacientifica.com/2020/02/20/asi-funcionan-las-baterias-de-litio/>
- [16] Cuánto cuesta producir y utilizar el hidrógeno. <https://www.autofacil.es/coches-electricos-ehibridos/2019/10/16/cuestaproducirutilizarhidrogenocoches/52811.html#:~:text=Actualmente%2C%20el%20hidr%C3%B3geno%20se%20vende,su%20precio%20a%20la%20mitad.>
- [17] Comparación Baterías de Plomo Ácido y Litio para Energía Solar.
<https://www.cambioenergetico.com/>
- [18] Renewable Energy Magazine. Almacenamiento. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/como-avanza-el-almacenamiento-energetico-20200422>
- [19] Centro Nacional del Hidrógeno. <https://www.cnh2.es/>
- [20] Google Maps. <https://www.google.com/maps/>
- [21] Datos del clima en Granada. <https://www.climate-data.org>
- [22] Photovoltaic Geographical Information System.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR
- [23] Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/>
- [24] Contrato de mantenimiento preventivo y correctivo.
<https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/ce027277-2fde-44cd-87dd-f5346b1fe82e/DOC20190205092739Anexo+1+plan+de+mantenimiento.pdf?MOD=AJPERES>
- [25] Estudio de impacto medioambiental.
https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/esia_inst_fotovolt_valledearana/es_doc/adjuntos/esia_instalaci%C3%B3n_fotovoltaiica_valledearana.pdf
- [26] Precio de la luz. <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>

ANEXOS

ANEXO I. ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Los 17 objetivos de desarrollo sostenible u objetivos mundiales fueron consensuados por los estado miembros en la cumbre mundial de 2015. Dichos objetivos conforman un llamado universal al contribuir al fin de la pobreza, la protección del planeta y garantizar la prosperidad y la paz en las sociedades humanas.

Los 17 objetivos de desarrollo sostenible están interrelacionados entre si y su fecha objetivo de cumplimentación es el año 2030.



Producto en colaboración con TROLLBÄCK + COMPANY | TheGlobalGoalBook.com | +1 212 698 1019
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: discom@trollback.org

Figura 84. Objetivos de desarrollo sostenible.

Para alcanzar las metas fijadas el 25 de septiembre de 2015 es necesaria la participación de: los gobiernos, sectores privados, sociedades civiles e individuos anónimos como cada uno de nosotros.

Alineación del proyecto con los ODS

El actual proyecto se alinea de forma clara con varios de los objetivos de desarrollo sostenible, pero como ya se comentó anteriormente todos los ODS están integrados y la intervención en un área afectará directamente a las otras áreas, ya sean de sostenibilidad ambiental, social o económica.

ODS 4. Educación de calidad.

El cuarto objetivo de desarrollo sostenible tiene como misión Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos.

La educación es vital para abandonar estados de pobreza en la sociedad. Permite una movilidad hacia arriba socioeconómica básica para el desarrollo de las comunidades.

En 2018 cerca de una quinta parte de la población, mundial infantil se encuentra en un estado de no escolarización. Es vital avanzar en esta materia para terminar con las desigualdades entre personas, países y comunidades.



Figura 85. Objetivo de desarrollo sostenible 4, Educación de calidad.

El proyecto pretende diseñar una instalación de autoconsumo renovable en un centro de educación que comprende desde la educación primaria hasta el bachillerato, en España. Uno de los principales objetivos del proyecto es reducir el consumo de energía del centro permitiendo a este un ahorro económico que bien podría destinarse a programas de becas o

reforzar ciertas plantillas o instalaciones que permitan mejorar en la calidad y profundidad de la enseñanza que en este se imparte.

ODS 7. Energía asequible y no contaminante.

La accesibilidad a la energía en países no desarrollados o de grupos en riesgo de exclusión social es otro de los problemas a los que hay que prestar especial atención. Así mismo el, bajo mi humilde punto de vista, mayor problema al que se enfrenta nuestra generación es la preservación y sostenibilidad del planeta tierra. Para poder cumplir con este objetivo es necesario poner especial hincapié en mejorar la eficiencia energética, la accesibilidad a la energía y el uso de las renovables.



Figura 86. Objetivo de desarrollo sostenible 7, Energía asequible y no contaminante.

El proyecto pretende diseñar una instalación de autoconsumo renovable en un centro de educación, en España. El uso de energía renovable para sustituir más del 60% de la energía que antes consumía el centro en energías de predominante origen contaminante se alinea con este objetivo. Además, puede contribuir a formar a los alumnos del centro en esta materia ya que hay que predicar con el ejemplo.

ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.

La urbanización es un fenómeno cada vez más consolidado en un crecimiento descontrolado en nuestras sociedades. Es por eso que uno de los grandes objetivos de la cumbre mundial de 2015 fue el contribuir a construir y cambiar las ciudades y comunidades tal y como estaban concebidas hasta el momento, para tornarlas en zonas urbanas sostenibles.



Figura 87. Objetivo de desarrollo sostenible 11, Ciudades y comunidades sostenibles.

El proyecto pretende diseñar una instalación de autoconsumo renovable en un centro de educación. Además, el centro se ubica cerca de una zona industrial en la provincia de Granada y podría significar un impulso para mejorar la sostenibilidad de la industria de la zona.

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

OBJETO

1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
2. Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas, PCT, se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
4. En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de estos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

GENERALIDADES

1. Este Pliego se aplica a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
2. Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
3. En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

DEFINICIONES

RADIACIÓN SOLAR

Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m² , o bien en MJ/m² .

INSTALACIÓN

Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

MÓDULOS

Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

La colocación de módulos fotovoltaicos

Paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

DISEÑO

DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Generalidades

- El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.
- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación y sombras

- La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración

arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

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

- Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

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

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

COMPONENTES Y MATERIALES

GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a

materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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

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

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

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

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

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

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

SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico

destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. 12 Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

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

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

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

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

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

ESTRUCTURAS DE SOPORTE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

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

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

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

INVERSORES

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado. La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente. 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

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

CABLEADO

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

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

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

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

CONEXIÓN A RED

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

MEDIDAS

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

PROTECCIONES

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

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

PUESTA A TIERRA

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

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

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

ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

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

MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de

distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones

RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

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

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

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

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

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL MANTENIMIENTO

GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

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

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

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

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

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto anterior y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

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

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

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

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

GARANTÍAS

Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de

montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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

Plazos

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

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

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador

de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía

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

Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² · día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
 - Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

$G_{dm}()$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m² · día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro " representa el azimut y ϕ la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

PRESUPUESTO

El presupuesto del proyecto se realiza sobre el conjunto hibridado de la instalación de generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento de la energía eléctrica a través de baterías de litio cargadas mediante generación micro eólica.

Se contemplarán los siguientes puntos de partida para su elaboración:

- Recursos Materiales
 - Equipos
 - Cableado
 - Protecciones
 - Seguridad en la obra
 - Eléctricas
- Recursos Humanos
 - Ingenieros
 - Mano de obra
 - Labores de mantenimiento

Los costes de la instalación se limitan a la compra de los equipos y materiales certificados, así como su entrega en la ubicación. Se aprovecharán al máximo los recursos disponibles en el centro.

El tiempo estimado de duración de la obra para el proyecto es de 23 días hábiles. Se realizarán áreas de mantenimiento una vez al año durante los primeros 25 años de la instalación.

RECURSOS

RECURSOS MATERIALES

Los recursos materiales empleados en la instalación perduraran durante la vida útil de esta, en caso de que se prevea el reemplazo de alguno de estos recursos se incluirá por duplicado en el presupuesto.

Recursos Materiales	Cantidad
Equipos	
Módulo Fotovoltaico	72
Inversor	1
Estructura de soporte	48
Aerogenerador	4
Batería de litio	7
Regulador de carga	2
Caja de conexión	1
Protecciones	
Cuadro de protecciones AC	1
Cuadro de protecciones DC	1
Protecciones generales y contadores	1
Toma de tierra	1

Líneas de Vida + Arnés de Seguridad	2
Protección Auditiva	8
Mascarillas de Filtrado	8
Ropa apta para Trabajo	8
Cascos de Seguridad	8
Calzado de Seguridad (aislante)	8
Gafas/Máscaras de Protección	8
Gantes de Protección	8
Equipos para Construcciones Metálicas	10
Barandillas de Señalización	16
Extintores	4
Escaleras de obra	2
Señalizaciones	4
Plan de Seguridad y Salud	1
Equipo de Primeros Auxilios	1
Reconocimiento Médico Anual	8
Formación en Seguridad y Salud	1
Medidas para Evacuación en Accidentes	1
Cableado	

Cable 2,5 mm ² [m]	300
Cable 25 mm ² [m]	50
Cable 50 mm ² [m]	120
Cable 2x16 mm ² [m]	20
Cable 2x50 mm ² [m]	80

RECURSOS HUMANOS

Recursos Humanos	Cantidad
Mano de obra	
Operarios*día	8*23
Mantenimiento	
Operarios*día	25*1
Ingeniería	
Ingenieros	1

PRECIOS UNITARIOS

RECURSOS MATERIALES

Los recursos materiales empleados en la instalación perduraran durante la vida útil de esta, en caso de que se prevea el reemplazo de alguno de estos recursos se incluirá por duplicado en el presupuesto.

Recursos Materiales	Precio/unidad [€/ud]
Equipos	
Módulo Fotovoltaico	149,9
Inversor	4.583,9
Estructura de soporte	96,9
Aerogenerador	1.189
Batería de litio	10.350
Regulador de carga	134,8
Caja de conexión	750
Protecciones	
Cuadro de protecciones AC	959,9
Cuadro de protecciones DC	889
Protecciones generales y contadores	560
Toma de tierra	455

Líneas de Vida + Arnés de Seguridad	145
Protección Auditiva	20
Mascarillas de Filtrado	7,5
Ropa apta para Trabajo	60
Cascos de Seguridad	30
Calzado de Seguridad (aislante)	75
Gafas/Máscaras de Protección	35
Guantes de Protección	10
Equipos para Construcciones Metálicas	400
Barandillas de Señalización	7,5
Extintores	97.5
Escaleras de obra	300
Señalizaciones	15
Plan de Seguridad y Salud	425
Equipo de Primeros Auxilios	395
Reconocimiento Médico Anual	300
Formación en Seguridad y Salud	170
Medidas para Evacuación en Accidentes	250
Cableado	

Cable 2,5 mm ² [m]	1,8
Cable 25 mm ² [m]	5,2
Cable 50 mm ² [m]	9,3
Cable 2x16 mm ² [m]	6,7
Cable 2x50 mm ² [m]	13,5

RECURSOS HUMANOS

Recursos Humanos	Precio/unidad [€/ud]
Mano de obra	
Operario/día	100
Mantenimiento	
Operario/día	105
Ingeniería	
Ingenieros	0

SUMAS PARCIALES

RECURSOS MATERIALES

Recursos Materiales	Cantidad	Precio/unidad	Precio
---------------------	----------	---------------	--------

		[€/ud]	[€]
Equipos			
Módulo Fotovoltaico	72	120,9	8704,8
Inversor	1	4.083,90	4083,9
Estructura de soporte	48	80	3840
Aerogenerador	4	1.089	4356
Batería de litio	7	9.100	63700
Regulador de carga	2	135	269,6
Caja de conexión	1	550	550
Protecciones			
Cuadro de protecciones AC	1	910	910
Cuadro de protecciones DC	1	803	803
Protecciones generales y contadores	1	530	530
Toma de tierra	1	400	400
Líneas de Vida + Arnés de Seguridad	2	140	280
Protección Auditiva	8	20	160
Mascarillas de Filtrado	8	7,5	60

Ropa apta para Trabajo	8	55	440
Cascos de Seguridad	8	30	240
Calzado de Seguridad (aislante)	8	75	600
Gafas/Máscaras de Protección	8	35	280
Guantas de Protección	8	10	80
Equipos para Construcciones Metálicas	10	300	3000
Barandillas de Señalización	16	7,5	120
Extintores	4	85	340
Escaleras de obra	2	250	500
Señalizaciones	4	15	60
Plan de Seguridad y Salud	1	325	325
Equipo de Primeros Auxilios	1	270	270
Reconocimiento Médico Anual	8	200	1600
Formación en Seguridad y Salud	1	170	170

Medidas para Evacuación en Accidentes	1	250	250
Cableado			
Cable 2,5 mm ² [m]	300	1,8	540
Cable 25 mm ² [m]	50	5,2	260
Cable 50 mm ² [m]	120	9,3	1116
Cable 2x16 mm ² [m]	20	6,7	134
Cable 2x50 mm ² [m]	80	13,5	1080

RECURSOS HUMANOS

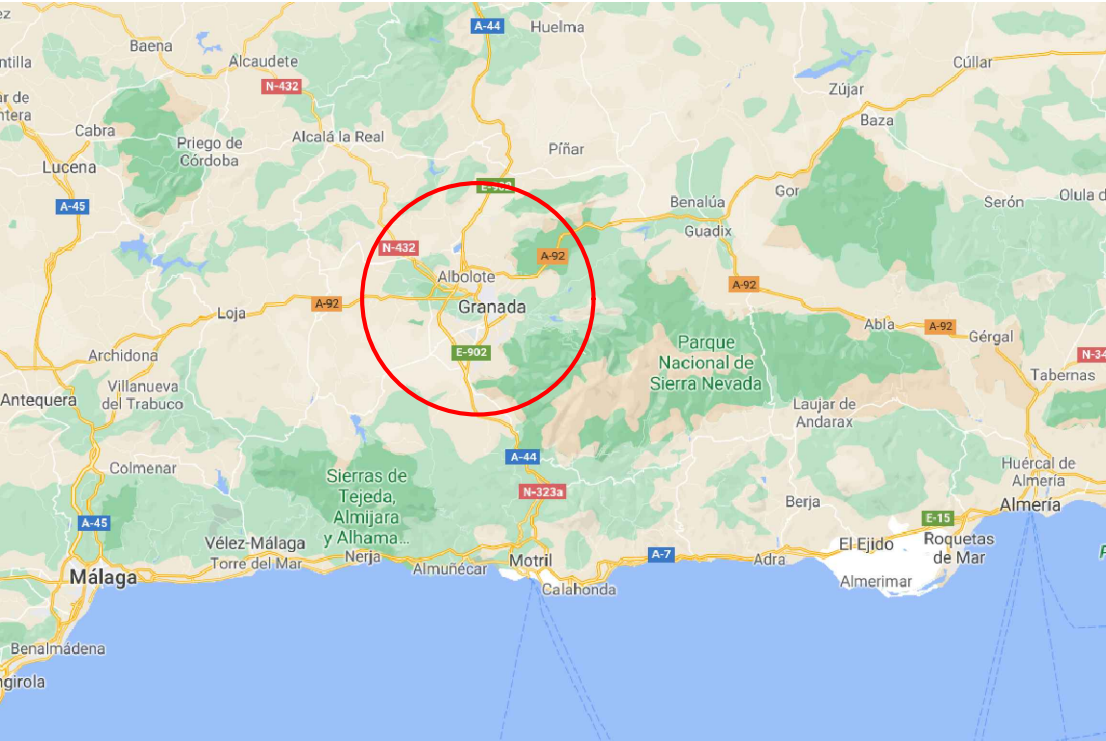
Recursos Humanos	Cantidad	Precio/unidad [€/ud]	Precio [€]
Mano de obra			
Operarios/día	8	2100	16.800
Mantenimiento			
Operarios/día	25	50	1.250
Ingeniería			
Ingenieros	1	0	0

PRESUPUESTO GENERAL

Presupuesto General	Precio [€]
Recursos Materiales	
Presupuesto de equipos	85.504,3
Presupuesto de protecciones	11.418
Presupuesto de cableado	3.130
Recursos humanos	
Presupuesto de mano de obra	16.800
Presupuesto de mantenimientos	1.250
Presupuesto de ingeniería	0
<i>Presupuesto Total</i>	118.102,3

PLANOS

SITUACIÓN



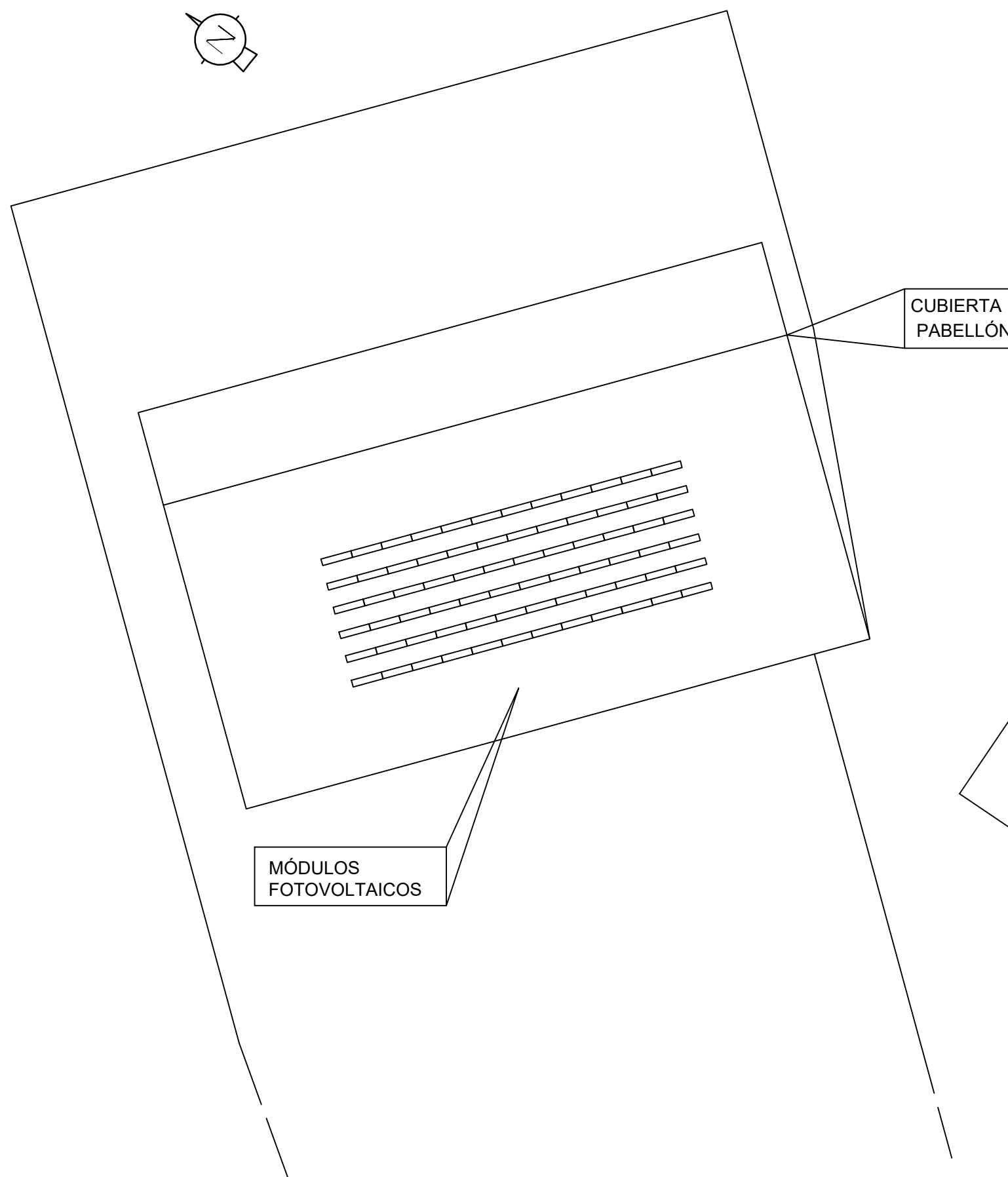
TRABAJO FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.
Plano: 01	SITUACIÓN	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: -

The map illustrates the urban layout of Chana, with the proposed layout (EMPLAZAMIENTO) shown in red and the existing layout in blue. The map includes labels for various locations such as Bobadilla, Chana, Ronda, and the surrounding municipalities of Albuñete, Atarfe, Maracena, Pulianas, and Vegas del Genil. A red circle highlights a specific area of interest near the intersection of the proposed and existing layouts.

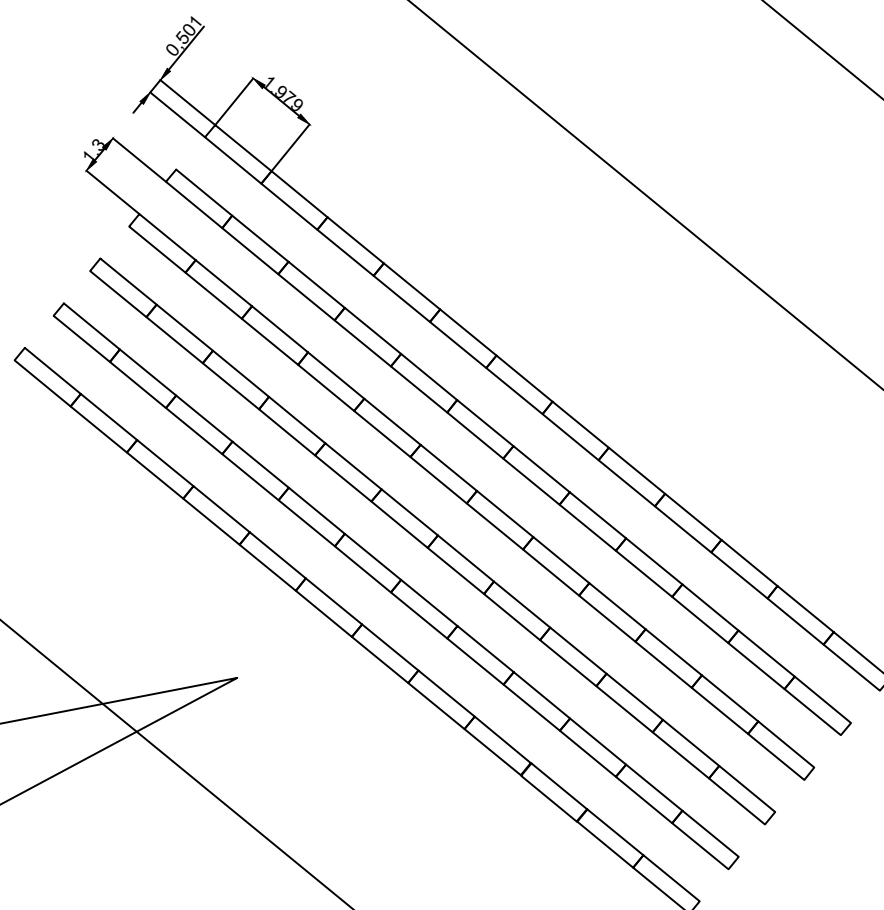
C.A.I.

EMPLAZAMIENTO

Escala: -



TRABAJO FIN DE MÁSTER		I.C.A.I
Plano: 03	DISTRIBUCIÓN	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: 1:530



MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

CUBIERTA
PABELLÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.
Plano: 03.1	DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: 1:350



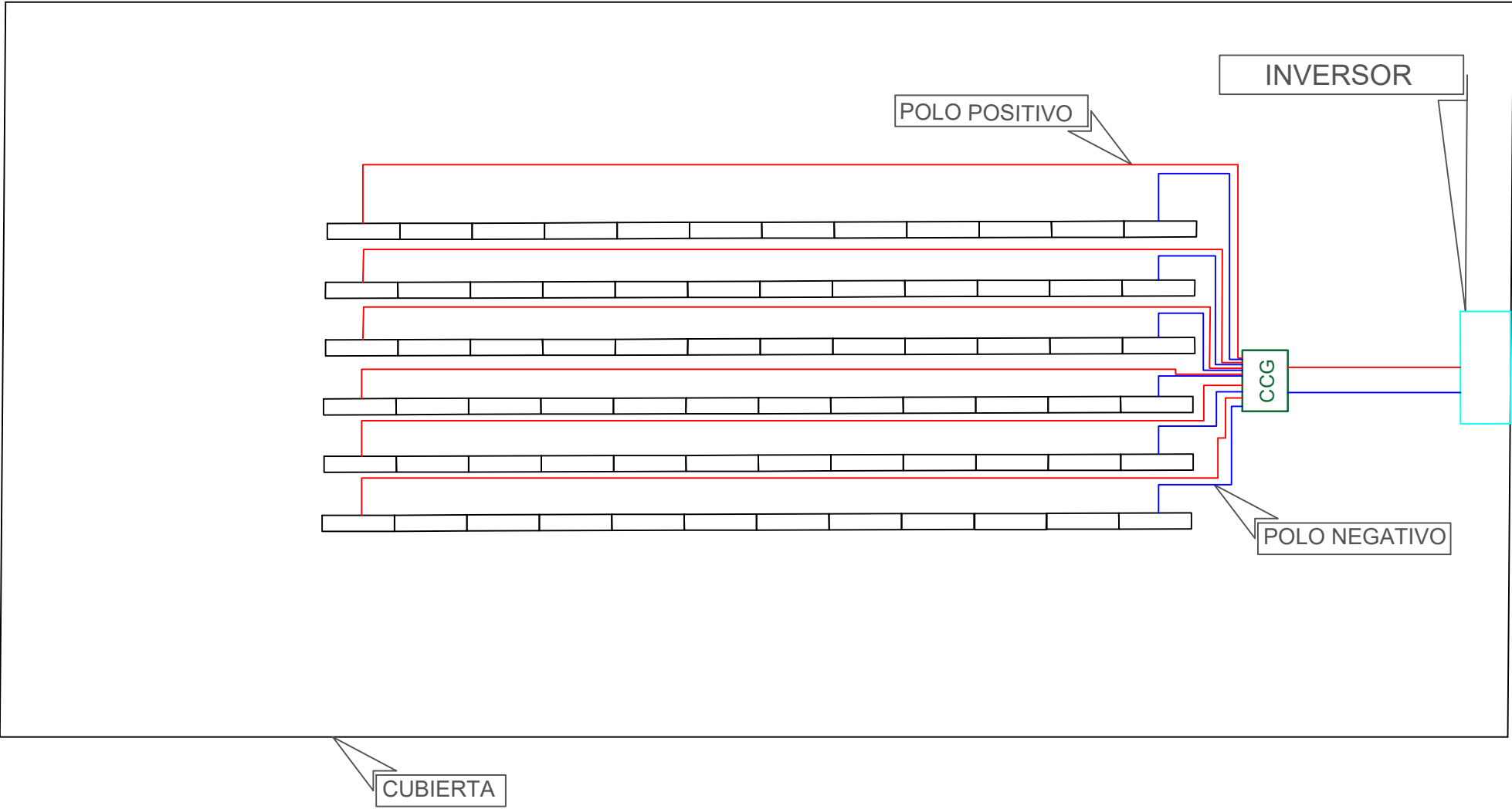
CUBIERTA
COMEDOR

8

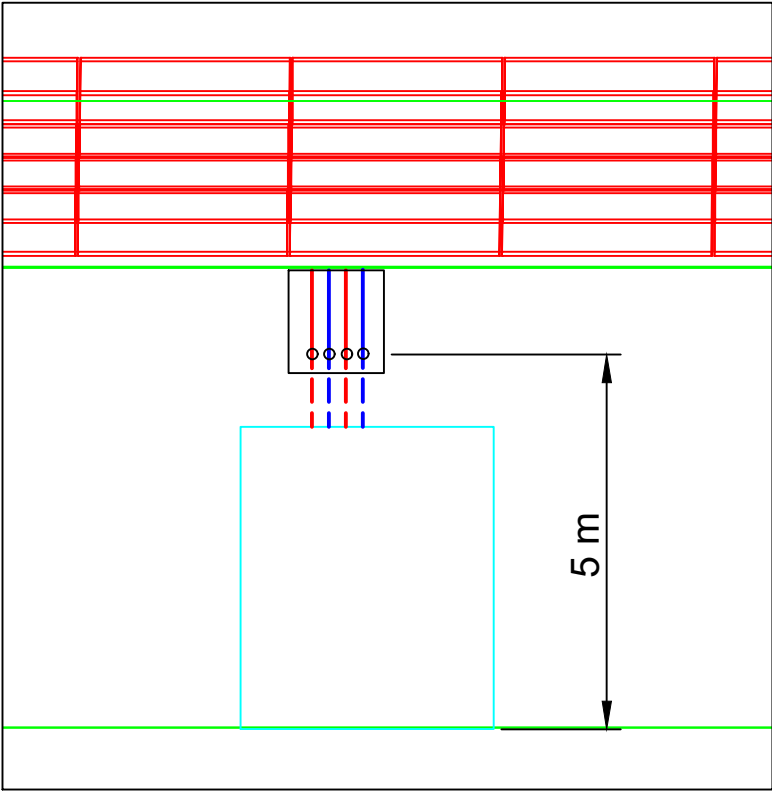
0.64

AEROGENERADORES

TRABAJO FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.
Plano: 03.2	DISTRIBUCIÓN EÓLICA	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: 1:166

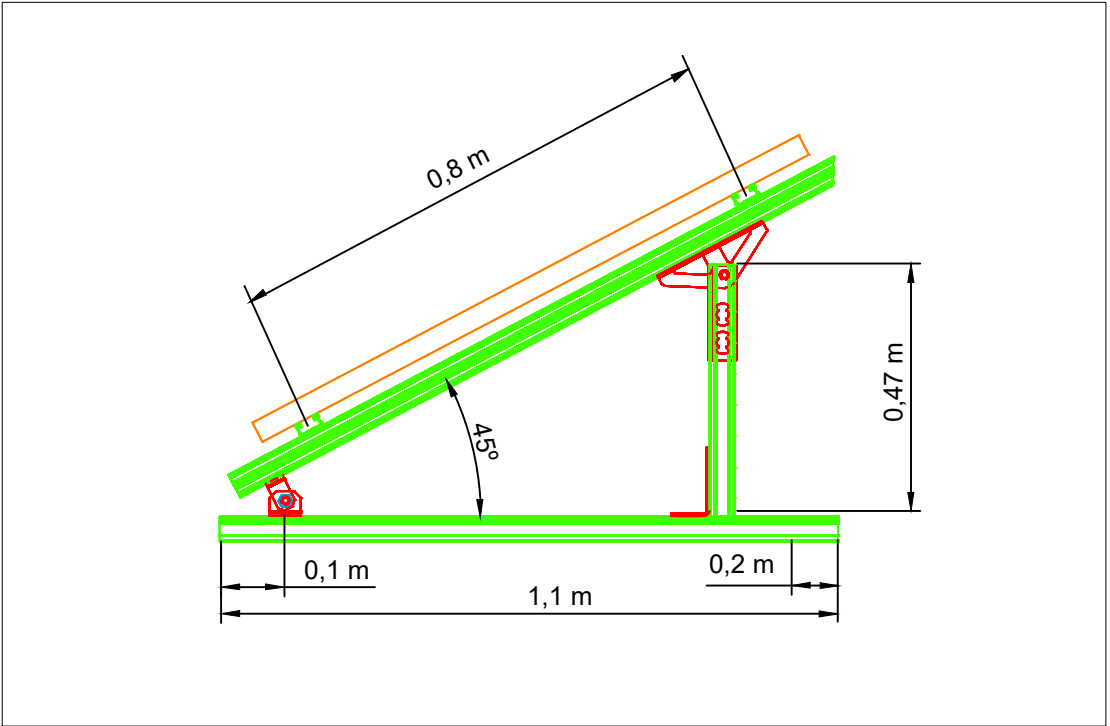
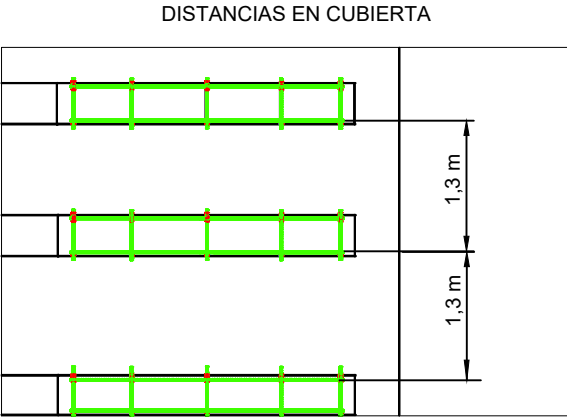
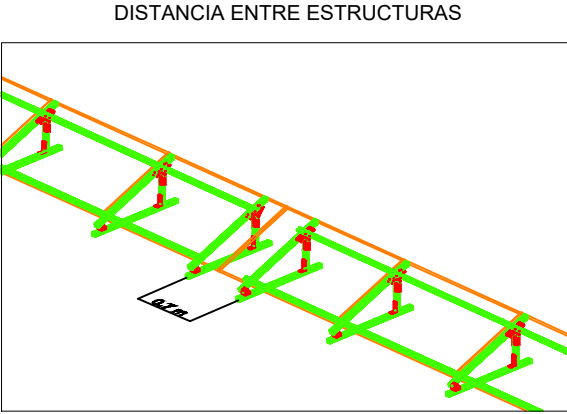
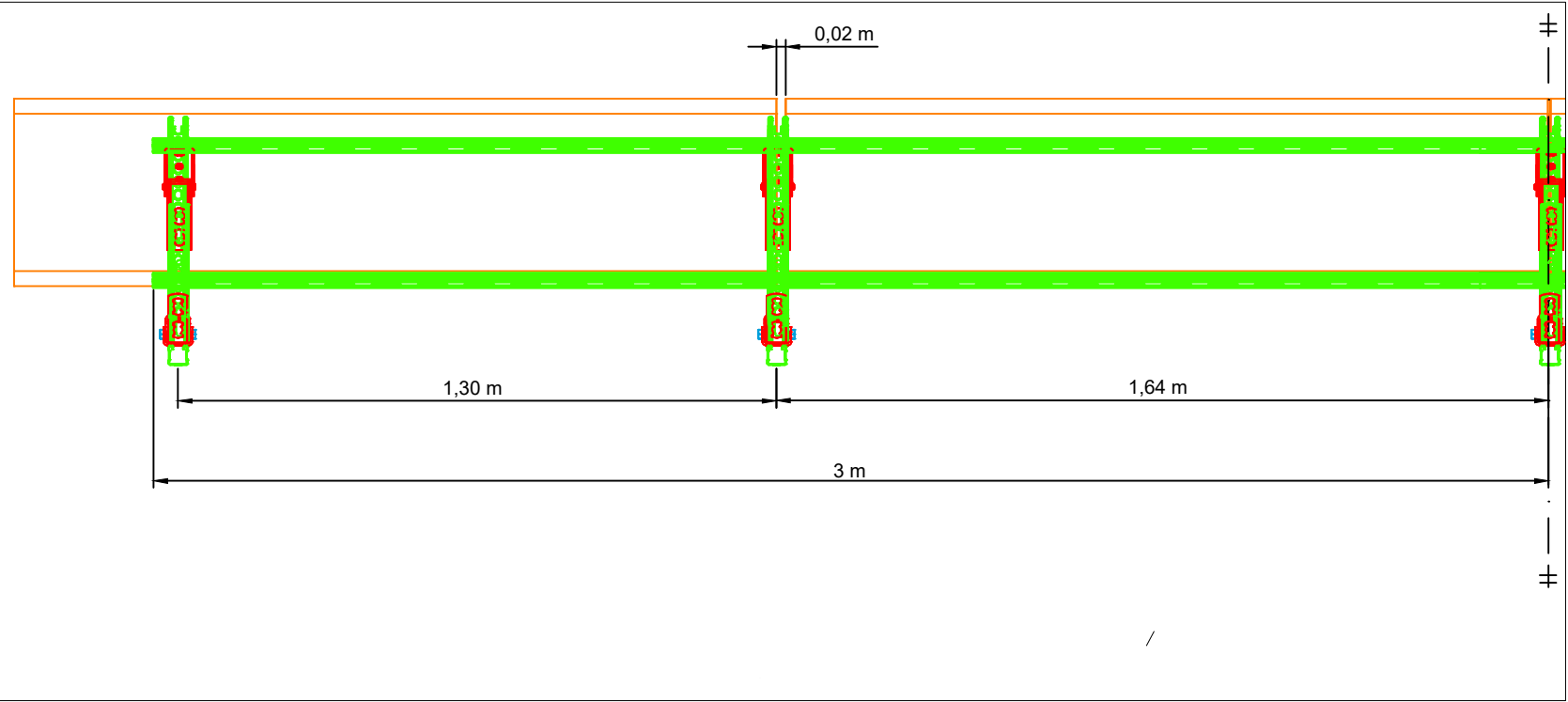


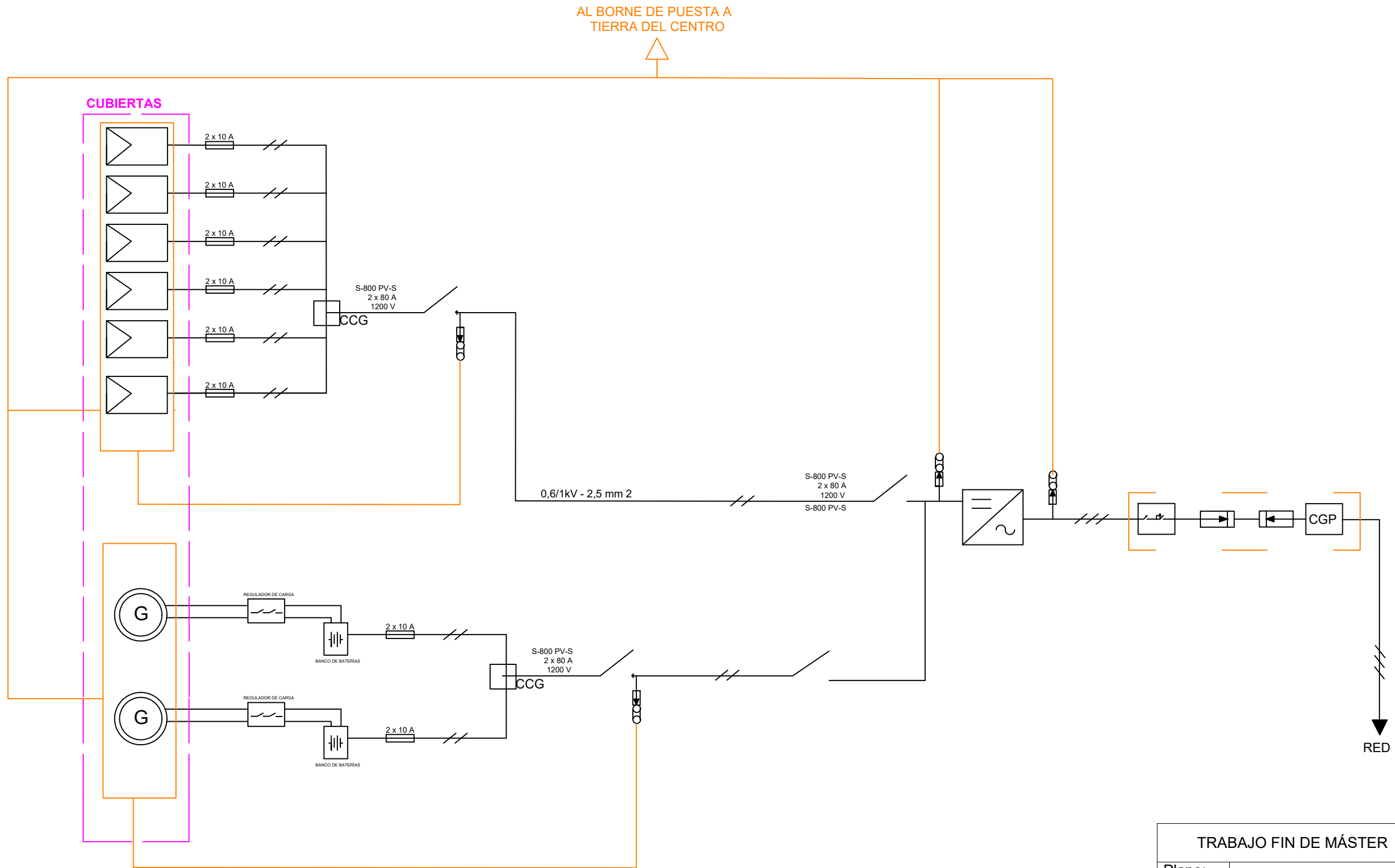
ENTRADA DEL CABLEADO
EN EL INTERIOR DEL PABELLÓN



ROJO y AZUL: Cable de 2,5mm²
Rojo polo positivo
Azul polo negativo

TRABAJO FIN DE MÁSTER		I.C.A.I.
Plano: 04	CABLEADO	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: 1:175





TRABAJO FIN DE MÁSTER		I. C. A. I.
Plano: 06	ESQUEMA UNIFILAR	
SERGIO RODRÍGUEZ BALLESTEROS		
Fecha: Agosto 2021		Escala: -