



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y ALMACENAMIENTO PARA AHORRO DE LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UNA GRANJA.

Autor: José Carlos Álvarez Bordón

Director: Luis Javier Mata García

MATA GARCIA
LUIS JAVIER -
09793455D

Firmado digitalmente
por MATA GARCIA LUIS
JAVIER - 09793455D
Fecha: 2021.06.14
11:20:26 +02'00'

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y ALMACENAMIENTO
PARA AHORRO DE LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UNA GRANJA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: José Carlos Álvarez Bordón

Fecha: 12/ 06/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

MATA GARCIA Firmado digitalmente
por MATA GARCIA LUIS
LUIS JAVIER - JAVIER - 09793455D
09793455D Fecha: 2021.06.14
11:20:26 +02'00'

Fdo.: Luis Javier Mata García

Fecha://

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. JOSÉ CARLOS ÁLVAREZ BORDÓN DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y ALMACENAMIENTO PARA AHORRO DE LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UNA GRANJA, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 12 de junio de 2021

ACEPTA



Fdo. José Carlos Álvarez Bordón



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y ALMACENAMIENTO PARA AHORRO DE LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UNA GRANJA.

Autor: José Carlos Álvarez Bordón

Director: Luis Javier Mata García

Madrid

INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y ALMACENAMIENTO PARA AHORRO DE LOS CONSUMOS DE ELECTRICIDAD EN UNA GRANJA.

Autor: Álvarez Bordón, José Carlos.

Director: Mata García, Luis Javier.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto quiere poner en valor la viabilidad de la tecnología conocida como agrovoltaica. Se trata de una instalación solar que se ubicará en el suroeste de Gran Canaria con un consumo anual de 54.493 kWh y contará con 72 paneles solares de 580 W_p y un sistema de almacenamiento de 500 kWh de capacidad, capaz de suministrar energía a la finca durante tres días consecutivos.

1. Introducción.

Debido a la transición hacia una forma de producción más ecológica y sostenible en la que se encuentra el mundo hoy en día sumergido, se ha decidido realizar un proyecto híbrido, a través del cual la energía solar y el almacenamiento de esta energía en baterías sea la base del proyecto. El objetivo es diseñar un sistema de producción de energía que sea capaz de generar un 25% más de energía diaria de lo que necesitarían los edificios que se aprovecharán de la energía producida. Este porcentaje se debe, principalmente, a la intención de tener la opción de almacenar y, en caso de estar completas las baterías, verter la energía excedentaria a la red.

A través de este proceso de producción se es capaz de conseguir una actividad totalmente sostenible y, a pesar del coste de la inversión inicial, se puede conseguir una gran rentabilidad. En España y, en concreto, en las Islas Canarias que será el lugar donde se ubicará este proyecto, las condiciones climatológicas son ideales para la producción de energía a través de energías renovables. La energía debido a las constantes mareas (mareomotriz), las instalaciones eólicas por culpa de los vientos alisios que llegan y, por su puesto, las diferentes tecnologías solares hacen de Canarias un lugar estratégico para poder avanzar hacia la sostenibilidad e independencia energética.

2. Definición del proyecto.

Se trata de una planta solar de 41,760 kW_p que cuenta con 72 módulos de 580 W_p puestos en 12 filas de 6 paneles, cada una, en serie. A través de esta instalación se podrá conseguir alrededor de 200 kWh/día, cantidad superior a los 149,3 kWh/día que se necesitan de media para autoabastecer los edificios de la instalación.

Tras estudiar los diferentes modelos posibles y las diferentes opciones que se tenían disponibles, se ha decidido por contar con paneles monofaciales monocristalinos y un sistema de soporte fijo. Esto se debe a la limitación existente de espacio, ya que un sistema de seguimiento debería contar con una mayor distancia entre los strings. Lo mismo sucede con la opción de los paneles bifaciales, además del inconveniente del alto precio, por lo que la opción escogida era en términos de rendimiento y económicos, la más viable.

Para poder utilizar la energía producida en aquellos momentos en los que las instalaciones la requieran, se empleará un sistema de almacenamiento de 500 kWh de capacidad. Por otro lado, las baterías aportan la ventaja adicional de poder emplear la energía almacenada en estos equipos en aquellas situaciones en las que, por condiciones climatológicas, los módulos fotovoltaicos no sean capaces de producir suficiente energía para cubrir la demanda.

Se ha decidido escoger una batería de 500 kWh de capacidad debido a que esta sería, aproximadamente, la energía demandada durante tres días por los edificios de la finca que se aprovechará de la instalación.

La instalación, a parte de los paneles solares y las baterías, estará compuesta por un convertidor DC/DC y un inversor DC/AC, como elementos principales de la instalación.

El convertidor DC/DC tiene como función ajustar la corriente continua de la instalación a las baterías y viceversa. Por otro lado, el inversor DC/AC trabaja para convertir, a través de un PWM, la corriente continua a alterna y ajustarla en tensión y frecuencia a la de la red de distribución.

Finalmente, el proyecto verterá la energía excedentaria a la red pero no estará acogida al plan de compensación al tratarse de una instalación que no debería necesitar absorber energía de la red, excepto en momentos puntuales, como podría ser debido a una avería en la propia instalación.

3. Descripción del modelo.

A continuación, se puede observar la conexión que tendrá la planta solar junto a las baterías de almacenamiento, el convertidor DC/DC y el inversor DC/AC.

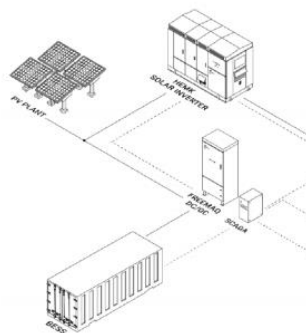


Ilustración 1. Modelo de la instalación solar.

4. Resultados.

Se realiza el correcto diseño para la orientación y el ángulo de inclinación de los paneles con el objetivo de maximizar la producción de la planta solar. Con estos valores de diseño y a través de la aplicación Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) de la Unión Europea se consigue crear una estimación de la producción media mensual de la planta solar.

Mes	I_z /mes	I_o /mes	T/mes	Días/mes	I_o /día
Enero	127	173,02	18,2	31	5,58
Febrero	128	157,38	16,4	28	5,62
Marzo	186	211,28	16	31	6,82
Abril	206	208,37	16,9	30	6,94
Mayo	249	233,97	17,9	31	7,54
Junio	232	208,43	19,6	30	6,95
Julio	255	234,73	20,4	31	7,57
Agosto	214	211,66	21,4	31	6,82
Septiembre	174	185,29	21,3	30	6,18
Octubre	136	157,63	20,7	31	5,08
Noviembre	123	162,11	19,2	30	5,4
Diciembre	122	172,74	17,6	31	5,57
PROMEDIO	179,33	193,05	18,8	-	6,26

Tabla 1. Datos sobre la irradiación y temperatura media de la instalación (PVGIS).

Donde:

- I_z : Irradiación global horizontal [kWh/m^2].
- I_o : Irradiación ángulo óptimo [kWh/m^2].
- T: Temperatura [$^{\circ}\text{C}$].

En la parte puramente económica el proyecto ha querido ser diseñado para que tenga una viabilidad de larga duración con el fin de conseguir amortizar la inversión en un periodo

corto de tiempo (antes de que se agoten las garantías de los productos). Tras realizar los cálculos correspondientes se consigue una serie de resultados que muestran la viabilidad de la instalación.

Inversión inicial	55.253,16 €
Energía producida	1.954.525 kWh
Energía vertida a la red	265.242 kWh
Tasa de descuento	10%
VAN	34.896 €
TIR	17,28%
Retorno de la inversión	6 años
Balance final (ahorro)	281.755,51 €
Balance final (beneficio)	20.927,59 €
Balance total	231.929,95 €

Tabla 2. Resumen valores económicos.

El “balance final (ahorro)” expone la cantidad de dinero que el dueño del lugar donde se instalarán los paneles se ahorrará al cabo de los 30 años que se pretende que dure la instalación, mientras que el “balance final (beneficio)” es el monto que se estima que recibirá el propietario debido a la energía excedentaria que se venderá debido a que no estará acogido al modelo de compensación de excedentes.

Finalmente, el “balance total” es la cantidad de dinero que al cabo de los 30 años se acumulará teniendo en cuenta la inversión inicial, así como el gasto por el mantenimiento de la instalación, los beneficios debido al ahorro y a la venta de energía.

5. Conclusiones.

Tras el cálculo exhaustivo de la instalación y un determinante estudio económico se puede observar un Valor Actual Neto (VAN) positivo, así como una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor que la tasa de descuento y un periodo de 6 años hasta el retorno de la inversión. Por

todos estos aspectos, así como un balance total muy superior a la inversión inicial, existe un alto grado de viabilidad del proyecto solar, siendo viable y rentable su ejecución. Además, es un proyecto que da un paso más allá, enfrentándose a un aspecto fundamental como es la independencia energética.

INSTALLATION OF PHOTOVOLTAIC SOLAR PANELS AND STORAGE TO SAVE ELECTRICITY CONSUMPTION ON A FARM.

Author: Álvarez Bordón, José Carlos.

Supervisor: Mata García, Luis Javier.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This project wants to put numbers on the viability of the technology known as agrovoltaic. It is a solar installation to be located in the southwest of Gran Canaria with an annual consumption of 54,493 kWh and will have 72 solar panels of 580 Wp and a storage system of 500 kWh capacity, capable of supplying energy to the farm for three consecutive days.

1. Introduction.

Due to the transition towards a more ecological and sustainable form of production in which the world is nowadays immersed, it has been decided to carry out a project through which solar energy and its storage in batteries will be the basis of the project. The objective is to design an energy production system that is capable of generating 25% more energy per day than is needed by the buildings that will benefit from the energy produced. This percentage is mainly to have the option of storing and, in the event of the batteries being full, discharging the surplus energy to the grid.

Through this production process it is possible to achieve a totally sustainable activity and, despite the cost of the initial investment, a great profitability can be achieved. In Spain and, specifically, in the Canary Islands, where this project will be located, the weather conditions are ideal for the production of energy through renewable energies. The energy due to the constant tides (tidal), the wind installations due to the trade winds that arrive and, of course, the different solar technologies make the Canary Islands a strategic place to move towards energy sustainability.

2. Project definition.

It is a 41,760 kWp solar plant with 72 modules of 580 Wp placed in 12 rows of 6 panels each, in series. Through this installation it will be possible to obtain around 200 kWh/day,

an amount higher than the 149.3 kWh/day needed on average to self-supply the buildings of the installation.

After studying the different possible models and the different options available, it was decided to use monocrystalline monofacial panels and a fixed support system. This is due to the existing space limitation, since a tracking system would have to have a greater distance between the strings. The same applies to the option of bifacial panels, in addition to the disadvantage of the high price, so the option chosen was, in terms of performance, the most viable.

In order to be able to use the energy produced at those times when the facilities require it, a 500 kWh capacity storage system will be used. On the other hand, the batteries provide the additional advantage of being able to use the energy stored in this equipment in those situations in which, due to weather conditions, the solar installation is not able to produce enough energy to cover the demand.

It has been decided to choose a 500 kWh battery capacity because this would be approximately the energy demanded for three days by the buildings on the farm that will be used in the installation.

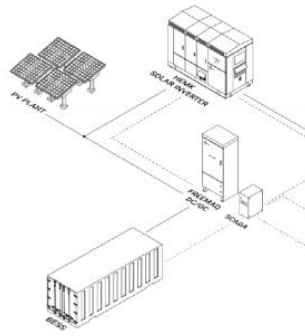
The installation, apart from the solar modules and batteries, will be composed of a DC/DC converter and a DC/AC inverter as the main elements of the installation.

The function of the DC/DC converter is to adjust the direct current from the installation to the batteries and vice versa. On the other hand, the DC/AC inverter works to convert through a PWM the direct current to alternating current and adjust it in voltage and frequency to that of the distribution network.

Finally, the project will discharge the surplus energy to the grid but it will not be included in the compensation plan as it is an installation that should not need to absorb energy from the grid, except at specific moments, as it could be due to a breakdown in the installation itself.

3. Model description.

Below, you can see the connection that the solar plant will have, together with the storage batteries, the DC/DC converter and the DC/AC inverter.



4. Results.

The correct design for the orientation and angle of inclination of the panels is made in order to maximize the production of the solar plant. With these design values and through the Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) application of the European Union, an estimate of the average monthly production of the solar plant is created.

Month	I _z /month	I _o /month	T/month	Días/month	I _o /day
January	127	173,02	18,2	31	5,58
February	128	157,38	16,4	28	5,62
Mach	186	211,28	16	31	6,82
April	206	208,37	16,9	30	6,94
May	249	233,97	17,9	31	7,54
June	232	208,43	19,6	30	6,95
July	255	234,73	20,4	31	7,57
August	214	211,66	21,4	31	6,82
September	174	185,29	21,3	30	6,18
October	136	157,63	20,7	31	5,08
November	123	162,11	19,2	30	5,4
December	122	172,74	17,6	31	5,57
AVERAGE	179,33	193,05	18,8	-	6,26

Tabla 3. Data on irradiance and average temperature of the installation (PVGIS).

Where:

- I_z: Global horizontal irradiance [kWh/m²].

- I_o : Optimal irradiation angle [kWh/m²].
- T : Temperature [°C].

In the purely economic part of the project, it has been designed to have a long term viability in order to achieve the amortization of the investment in a short period of time. After performing the corresponding calculations, a series of results are obtained that show the possible viability of the installation.

Initial investment	55.253,16
Energy produced	1.954.525 kWh
Energy fed into the grid	265.242 kWh
Discount rate	10%
VAN	34.896 €
TIR	17,28%
Return on investment	6 años
Closing balance (savings)	281.755,51 €
Closing balance (profit)	20.927,59 €
Total balance	231.929,95 €

Tabla 4. Summary of economic values.

The final balance (savings) shows the amount of money that the owner of the site where the panels will be installed will save at the end of the 30 years that the installation is expected to last, while the final balance (profit) is the estimated amount that the owner will receive due to the surplus energy that will be sold because it will not be under the surplus compensation model.

Finally, the total balance is the amount of money that will be accumulated after 30 years, taking into account the initial investment, as well as the expenses for the maintenance of the installation, the benefits due to the savings and the sale of energy.

5. Conclutions.

After the exhaustive calculation of the installation and a determinant economic study, a positive Net Present Value (NPV) can be observed, as well as an Internal Rate of Return (IRR) higher than the discount rate and a period of 6 years until the return of the investment. For all these aspects, as well as a total balance much higher than the initial investment, there is a high degree of viability of the solar project. In addition, it is a project that goes a step further, facing a fundamental aspect such as energy independence.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

<i>Índice de tablas</i>	<i>IV</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>V</i>
Capítulo 1. Normativa aplicable.....	7
1.1 Nacional	7
1.2 Autonómico.....	8
Capítulo 2. Introducción y antecedentes.....	10
Capítulo 3. Objetivos del proyecto.....	15
3.1 Objetivos de la energía solar	17
Capítulo 4. Alternativas existentes y solución adoptada	21
4.1 Net metering.....	25
4.2 Instalación conexión a red y autoabastecimiento	26
Capítulo 5. Descripción del proyecto	28
5.1 Emplazamiento.....	28
5.2 Componentes.....	33
5.2.1 Paneles solares.....	33
5.2.2 Inversores	34
5.2.3 Cableado	38
5.2.4 Conexión a la red	39
5.2.5 Convertidor DC/DC	40
5.2.6 Batería.....	41
5.3 Cálculos.....	42
5.3.1 Sistema de captación y producción.....	43
5.3.2 Pérdidas de energía	47
Capítulo 6. Instalación solar.....	51
6.1 Estructura para soporte y anclaje	51
6.2 Diseño de protecciones	53

6.2.1 Cableado	53
6.2.2 Inversor	54
6.2.3 Contador.....	56
6.2.4 Convertidor dc/dc.....	56
6.2.5 Protección corriente continua.....	57
6.2.6 Protección corriente alterna	58
6.3 Combiner box	60
6.4 Servicios auxiliares	61
Capítulo 7. Estudio viabilidad económica	63
7.1 Instalación solar	63
7.2 Instalación autoabastecimiento	64
7.3 Conjunto y conclusión.....	64
7.4 Conclusión económica	74
Capítulo 8. Fichas técnicas	76
8.1 Ficha técnica panel solar	76
8.2 Ficha técnica soporte.....	77
8.3 Ficha técnica inversor	78
8.4 Ficha técnica monitorizador.....	79
8.5 Ficha técnica convertidor dc/dc	80
8.6 Ficha técnica batería.....	82
8.7 Ficha técnica cable	83
Capítulo 9. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	84
Capítulo 10. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	85
Capítulo 11. Planos.....	86
Capítulo 12. Bibliografía.....	90
Parte II 93	
Capítulo 1. Anexo I.....	94

1.1	Estudio básico de seguridad y salud.....	94
1.1.1	Objeto.....	94
1.1.2	Contenido	95
1.1.3	Características del proyecto	95
Capítulo 2.	Anexo II.....	102
2.1	Condiciones técnicas.....	103

Índice de tablas

Tabla 1. Datos sobre la irradiación y temperatura media de la instalación (PVGIS).	11
Tabla 2. Resumen valores económicos.....	12
Tabla 3. Data on irradiance and average temperature of the installation (PVGIS).	16
Tabla 4. Summary of economic values.	17
Tabla 5. Datos sobre la irradiación y temperatura media de la instalación (PVGIS).	33
Tabla 6. Datos importantes sobre los módulos solares (fichas técnicas fabricantes).	34
Tabla 7. Disposiciones posibles de los paneles.	46
Tabla 8. Rendimiento del panel ante una temperatura diferente a la nominal.	50
Tabla 9. Tabla de elementos, unidades, cantidad y precio total de los elementos de la instalación solar.	64
Tabla 10. Tabla de elementos, unidades, cantidad y precio total de los elementos de la instalación solar.	64
Tabla 11. Precio total de la instalación solar y almacenamiento.	65
Tabla 12. Porcentaje de días despejado en la ubicación de la instalación por cada mes del año.	67
Tabla 13. Energía producida anualmente desde 2021 hasta 2051.	69
Tabla 14. Cantidad ahorrada, consumida y su total al año.	72
Tabla 15. Balance a los 30 años.	73
Tabla 16. Resumen económico.....	75
Tabla 17. Motivo Estudio Básico de Seguridad y Salud.	96

Índice de figuras

Figura 1. Combustible y energía producida ^[1] .	11
Figura 2. Gráfico del comportamiento previsto del petróleo ^[1] .	12
Figura 3. Evolución real del pico de la extracción de hidrocarburos ^[1] .	13
Figura 4 Ritmo de consumo actual de las energías ^[1] .	14
Figura 5. Promedio anual de la irradiación solar en Canarias ^[2] .	16
Figura 6. Evolución anual y valor acumulado de potencia instalada mundialmente ^[3] .	18
Figura 7. Caída del precio de las células fotovoltaicas ^[4] .	19
Figura 8. Potencia solar fotovoltaica en España durante el periodo de 2006 a 2018 ^[6] .	20
Figura 9. Origen de la potencia instalada en Canarias ^[7] .	21
Figura 10. Origen, en términos porcentuales, de la potencia instalada en Canarias.	22
Figura 11. Diferentes tecnologías fotovoltaicas ^[8] .	23
Figura 12. Tipos de irradiación en paneles bifaciales ^[9] .	24
Figura 13. Explanada de la finca (Fuente: Google Maps).	29
Figura 14. Ubicación de los paneles y las baterías.	30
Figura 15. Irradiación solar mensual (PVGIS-SARAH).	31
Figura 16. Temperatura mensual (PVGIS-SARAH).	31
Figura 17 . Irradiación solar mensual 2010-2016.	32
Figura 18. Esquema unifilar panel/batería-inversor.	36
Figura 19. Ilustración proceso de introducción de la energía en la red	36
Figura 20. Lugar donde se establecerá el contador.	40
Figura 21. Esquema de un convertidor	40
Figura 22. Conexión de la batería a través de convertidor DC/DC y el sistema de monitorización.	42
Figura 23. Perfil del módulo junto a su ángulo de inclinación óptimo (β).	44
Figura 24. Imagen para el cálculo de distancias.	45

Figura 25. Disposición de los paneles solares en el proyecto. Orientación sur y en horizontal.	47
Figura 26. Diagrama de pérdidas de un panel aleatorio monofacial con seguimiento (PVGIS).	52
Figura 27. Conexión en serie de los módulos fotovoltaicos.	54
Figura 28. Inversor solar Riello Sirio K200 HV.	55
Figura 29. Fusible Beny DC, 15 A – 1.000 V.	57
Figura 30. Protector sobretensiones.	58
Figura 31. Interruptor diferencial.	59
Figura 32. Interruptor magnetotérmico.	60
Figura 33. Gráfico sobre la evolución del beneficio.	73

Capítulo 1. NORMATIVA APLICABLE

1.1 NACIONAL

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio de 2020, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE de 27/12/2013).
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (BOE de 06/04/2019)
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (BOE de 10/06/2014).
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE de 18/09/2002).
- 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 (BOE de 27/12/2000).
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (BOE no224 de 18/09/2007).
- Orden del Ministerio de Industria y Energía, de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica (BOE de 21/04/1999).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE de 09/06/2014).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Resolución de 5 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueban especificaciones particulares y proyectos tipo de Endesa Distribución Eléctrica, SLU.

1.2 AUTONÓMICO

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

- Ley 7/2011, de 5 de abril, de actividades clasificadas y espectáculos públicos y otras medidas administrativas complementarias.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Decreto 52/2012, de 7 de junio, por el que se establece la relación de actividades clasificadas y se determinan aquellas a las que resulta de aplicación el régimen de autorización administrativa previa.
- Plan General de Ordenación y Ordenanza municipal para la incorporación de sistemas de captación y aprovechamiento de energía solar fotovoltaica del Excmo. Ayuntamiento de La Villa de Agüimes.

Capítulo 2. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

A través de este trabajo se quiere dar la importancia que tiene al autoconsumo, a intentar ser autosuficientes y poder evitar la opción de tener que necesitar a la red eléctrica, salvo ocasionalmente.

Desde hace años se viene promoviendo el autoconsumo y la producción de electricidad a través de energías renovables con el fin de descarbonizar la industria española. Asimismo, a raíz de la pandemia causada por la COVID-19 se han tomado una serie de decisiones, plasmadas en Reales Decreto, Leyes y Circulares, con el fin de impulsar este sector energético y renovar la industria eléctrica española. En concreto, el Real Decreto Ley 23/2020 del 23 de junio de 2020, el Real Decreto 1183/2020 del 29 de diciembre de 2020 y la Circular 1/2021 del 20 de enero de 2021 publicada, esta última, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) han iniciado una reestructuración del sector eléctrico, así como se han realizado modificaciones para atraer tanto la producción de energía renovable, como su hibridación.

En concreto, se ha querido resaltar la importancia del almacenamiento con el fin de poder acumular toda aquella energía producida en exceso para poder utilizarla en cualquier otro momento, en función de las prioridades del consumidor.

Por otro lado, desde el Gobierno de las comunidades autónomas se llevan lanzando desde hace años subvenciones para empresas y particulares con el fin de incentivar tanto el autoconsumo como proyectos de energía verde.

En lo que se refiere a los antecedentes y al estado de la energía actualmente, es imprescindible la energía renovable debido a que los combustibles fósiles tienen fecha de caducidad. Debido a la cantidad de combustible fósil finito, el agotamiento de este debido al

ritmo de consumo supone una inversión obligatoria en todas esas energías que no tienen fecha para acabar.

Combustible y energía producida (TWh)	1980	1990	2000	2010
Petróleo	38.400	40.000	45.500	47.400
Gas Natural	15.800	22.000	27.100	33.000
Carbón	20.500	26.100	27.400	41.600
Nuclear	2.200	6.000	7.500	8.000
Renovables	5.200	7.000	8.700	18.000
TOTALES	82.100	101.100	116.200	148.000
% Combustibles fósiles	91%	87%	86%	83%

Figura 1. Combustible y energía producida^[1].

Como se observa en la Figura 1, la producción de energía fósil ha ido aumentando desde 1980, por el contrario, la producción de energía renovable ha observado un incremento considerable hasta reducir el porcentaje de combustible fósil producido en una cantidad considerable en los últimos años. Siendo este factor, un punto a tener en cuenta para continuar en esta dinámica, la cantidad de combustible fósil empleado para la producción de energía se encuentra a una distancia más que considerable respecto a la energía renovable. Por ello, es de vital importancia invertir en energías como la fotovoltaica y anteponerse a este problema.

El geofísico Marion King Hubbert estableció un modelo matemático capaz de predecir el fin de los combustibles fósiles. Sin prestar excesiva atención a dicho modelo, es cierto que dentro de unos parámetros se están cumpliendo sus estimaciones a cerca del agotamiento de los combustibles fósiles.

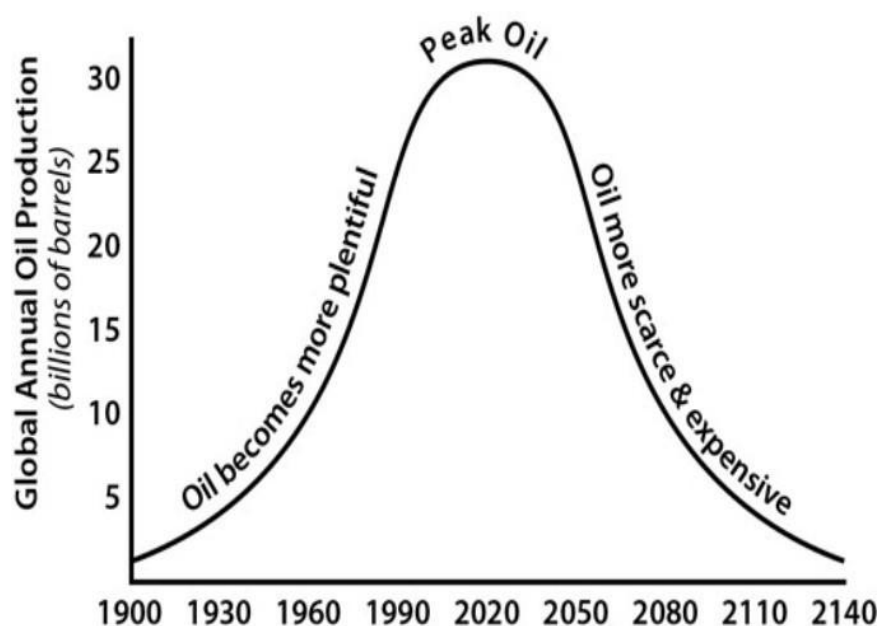


Figura 2. Gráfico del comportamiento previsto del petróleo^[1].

Realmente, no se sabe si el pico de la curva se encuentra ahora mismo en su punto más alto o no. Por el contrario, la comunidad científica avala la forma de la curva contemplando la posibilidad que la tasa de agotamiento empiece a descender, suponiendo esto un problema para la población y, en concreto, para los países subdesarrollados.

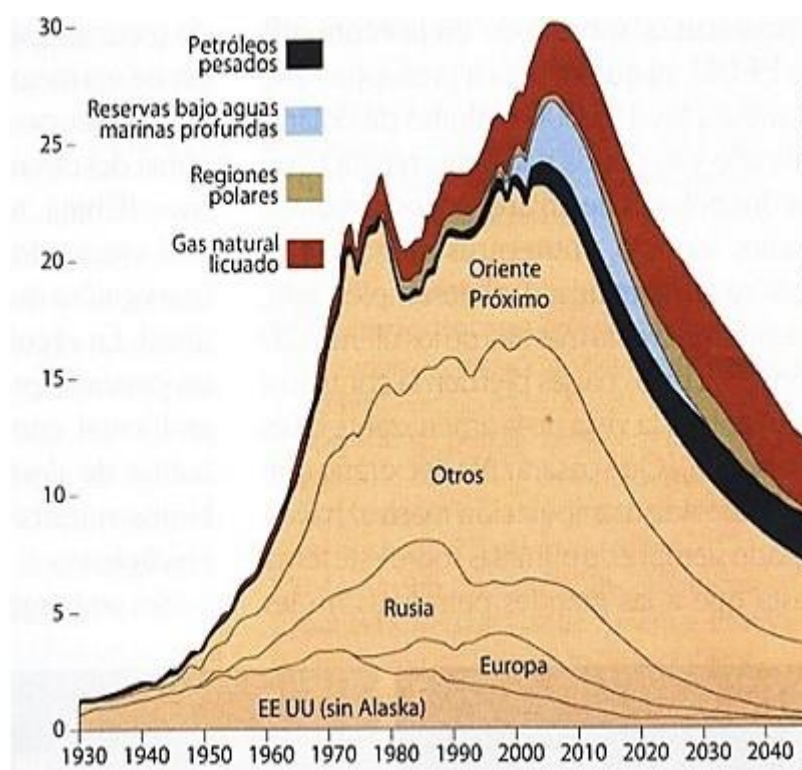


Figura 3. Evolución real del pico de la extracción de hidrocarburos^[1].

Asimismo, con el modelo de producción que se cuenta hoy en día y la dependencia de los combustibles fósiles, produce que la previsión de agotamiento de estos sea en un futuro próximo.

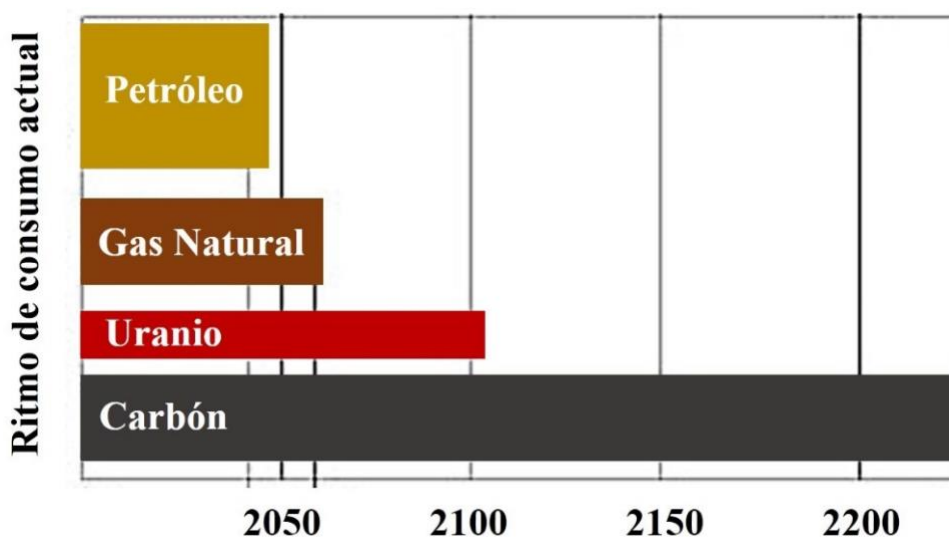


Figura 4 Ritmo de consumo actual de las energías^[1].

Por todo lo mencionado previamente, se pretende realizar un trabajo que demuestre la posibilidad de ser autosuficiente en una finca situada en el sur de Gran Canaria creando electricidad a partir de paneles fotovoltaicos y acumulando la energía en baterías. Esto último tiene como fin la posibilidad de gestionar la energía producida por los paneles y tener la opción de acudir a esta energía almacenada aquellos días de menor producción fotovoltaica. Se estudiarán los diferentes módulos para escoger la mejor opción en función del emplazamiento, así como se buscará el almacenamiento ideal para poder tener las reservas suficientes durante un periodo de entre 48 y 72 horas con el fin, mencionado previamente, de utilizar en la medida de lo posible la menor cantidad de energía de la red y poseer un mayor grado de gestionabilidad. Asimismo, debido a las subvenciones impulsadas por el Gobierno autonómico de Canarias en materia de energía renovable y, en concreto, con la energía fotovoltaica se podría prever que se trata de una opción bastante rentable al corto-medio plazo.

Capítulo 3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo poner en práctica todos los conocimientos adquiridos durante los cuatro cursos en el ICAI. Asimismo, pretende mostrar la viabilidad de ser autosuficiente en un lugar como es Gran Canaria donde la energía solar debe ser el principal instrumento hacia la independencia energética debido a las condiciones climatológicas de esta isla.

De igual modo, este trabajo trata de poner números para comprender la importancia de la hibridación de las plantas fotovoltaicas debido al almacenamiento. Esta tecnología resulta ser de tremenda importancia para poseer, como autogenerador, la capacidad de gestionar la energía producida. Por otro lado, el almacenamiento tiene un papel de vital importancia en el sistema energético ya que mejora la eficiencia del sistema eléctrico con un aplanamiento de la curva de demanda.

La transición energética hacia energías renovables es, hoy en día, un proceso de extrema dependencia de la situación económica. Por ello, el análisis, la investigación y el apoyo de las instituciones deberán ser los principales factores encargados de impulsar esta tecnología hacia un futuro más próspero, sostenible y viable. Por ello, el correcto análisis de un proyecto como este, basado en la energía fotovoltaica y el almacenamiento, se antoja bastante interesante y de vital importancia para el fomento y desarrollo en la implantación de energías renovables de cualquier tipo.

La construcción e implantación de paneles fotovoltaicos, junto a la mínima dependencia de la finca donde tendrá lugar el proyecto, harán que la huella de carbono sea insignificante, consiguiendo unos productos totalmente sostenibles.

Por ello, los principales objetivos que se desea alcanzar en este estudio son:

- Un exhaustivo análisis sobre la rentabilidad de un proyecto de autoconsumo de energía eléctrica a través de la energía fotovoltaica, así como su hibridación.
- La importancia del almacenamiento para la independencia energética.
- La eliminación, prácticamente en su totalidad, de la demanda de energía proveniente de aquellas fuentes no renovables.
- Conseguir una optimización, dentro de unos parámetros razonables, debido a las condiciones ambientales y geográficas impuestas por el emplazamiento de la finca.
- Impulsar el desarrollo de este tipo de proyectos para aumentar la producción de energía fotovoltaica, así como su hibridación, cómo vector hacia el autoconsumo total.

Estos objetivos son de gran viabilidad debido a la alta radiación solar efectiva presente en Gran Canaria durante todo el año, con un clima bastante estable durante los 365 días del año.

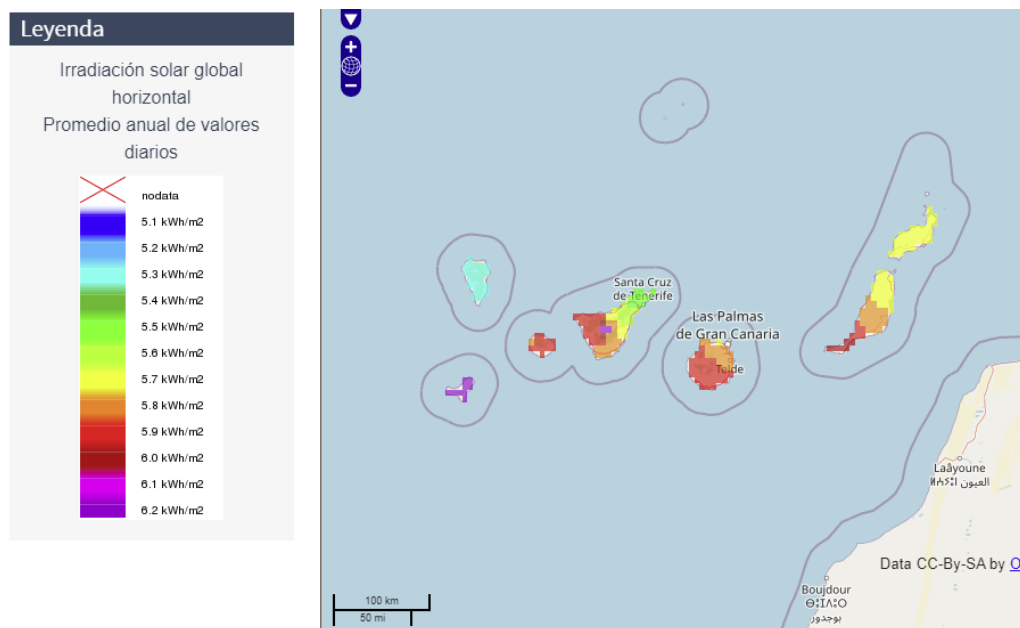


Figura 5. Promedio anual de la irradiación solar en Canarias^[2].

Como se puede observar en la Figura 5, Gran Canaria posee gran cantidad de kWh/m² durante todo el año y este proyecto, con ubicación en el sudeste de la isla, contaría con una irradiación global bastante significativa, por lo que la idoneidad de la ubicación es admirable.

3.1 OBJETIVOS DE LA ENERGÍA SOLAR

La energía solar se utiliza como fórmula para la creación de energía eléctrica. Esta energía se puede conseguir a través de paneles fotovoltaicos o fototérmicos, teniendo en común ambas tecnologías la necesidad de paneles solares para conseguir dicha energía. Sin embargo, el proceso a través del cual se obtiene es totalmente diferente, mientras las plantas fotovoltaicas producen energía solar debido a la reacción de la incidencia del Sol sobre la fina capa de silicio, los paneles fototérmicos se encargan de calentar un fluido que a través de un proceso Rankine creará una energía mecánica que posteriormente se convertirá en energía eléctrica.

A través de esta energía se encuentra un objetivo primordial que es la descarbonización del sistema eléctrico con la finalidad de conseguir energía verde, contribuyendo a la reducción de emisión de gases contaminantes y causantes del efecto invernadero, entre otros problemas.

En concreto, la energía solar fotovoltaica se encuentra entre las formas de producción energéticas más populares debido al avance tecnológico y, por consiguiente, la reducción de precios merced a su rendimiento.

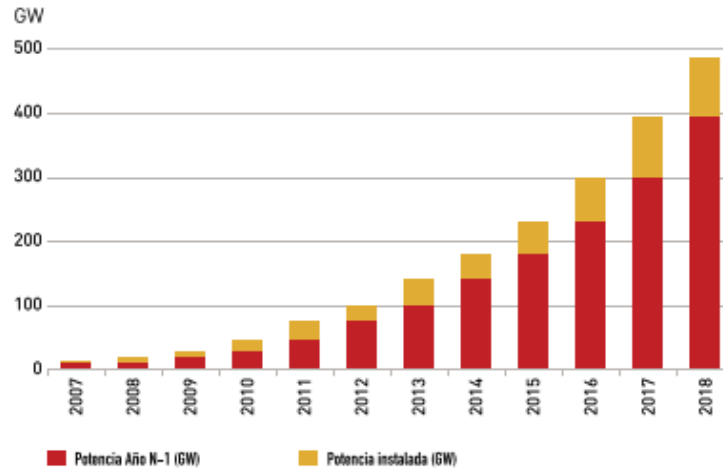


Figura 6. Evolución anual y valor acumulado de potencia instalada mundialmente^[3]

Además de la independencia energética que se puede conseguir debido a la energía solar, otro objetivo fundamental es el ahorro económico que se produce gracias a la energía proveniente del Sol, tanto a gran escala debido a grandes generadores como por el autoconsumo o la independencia energética.

Asimismo, la energía fotovoltaica, y su desarrollo, contribuye a una caída en los precios de su generación y, como consecuencia, una reducción significativa en el precio de venta al consumidor. Esto se ve reflejado en el “pool eléctrico” y de manera indirecta en los consumidores que observan como en los últimos años la factura de la luz ha disminuido ante el mismo consumo. Por otro lado, también existen otros sistemas de producción de energía que afectan a la bajada de precios, pero por motivos diferentes como pueden ser las centrales nucleares.

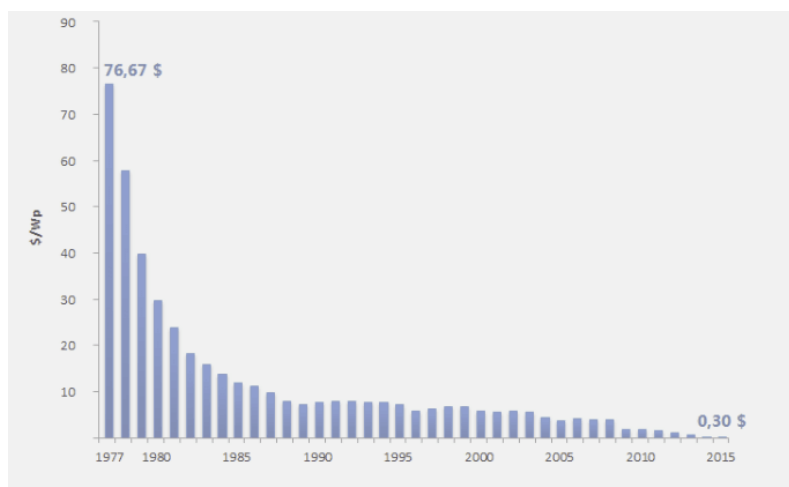


Figura 7. Caída del precio de las células fotovoltaicas^[4].

Tanta es la importancia de la energía solar que, en especial, la fotovoltaica ha visto reflejada una reducción en los precios y un gran avance en la investigación en los propios paneles fotovoltaicos con la creación de los paneles bifaciales, una mejora en los seguidores solares o la ampliación del tamaño de los propios paneles. Además, los datos avalan dicho impulso, ya que en 2020 y a pesar del COVID-19 las energías renovables representan alrededor del 54% del parque de generación de energía eléctrica y, en gran medida, es debido a la aportación de la energía solar. Esta ha aumentado en la producción en un 29,5% respecto al año 2019 ayudando a la descarbonización del sistema eléctrico español.

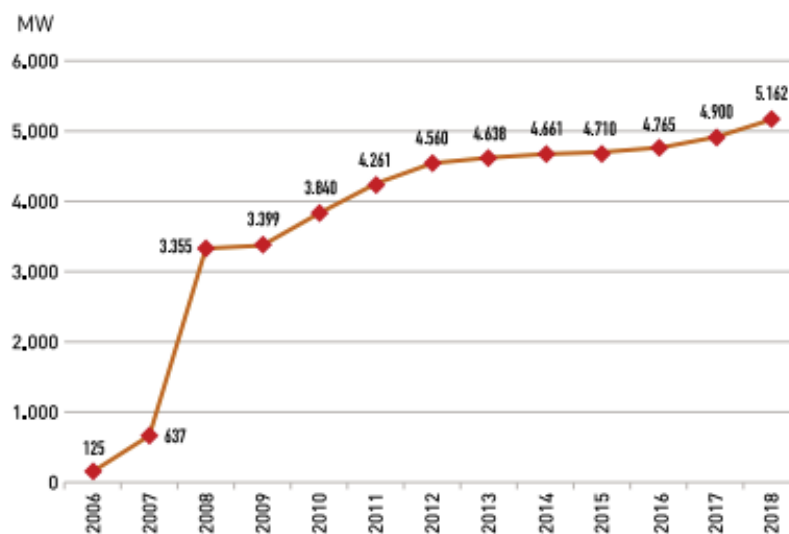


Figura 8. Potencia solar fotovoltaica en España durante el periodo de 2006 a 2018 ^[6].

Capítulo 4. ALTERNATIVAS EXISTENTES Y SOLUCIÓN ADOPTADA

Para la producción de la energía necesaria para el abastecimiento de la finca existen dos alternativas principales, la conexión a la red o el autoabastecimiento mediante energía renovable. En lo que se refiere al origen de la energía eléctrica en Canarias es, en un alto porcentaje, térmico, tal y como se muestra en la Figura 9 y 10.

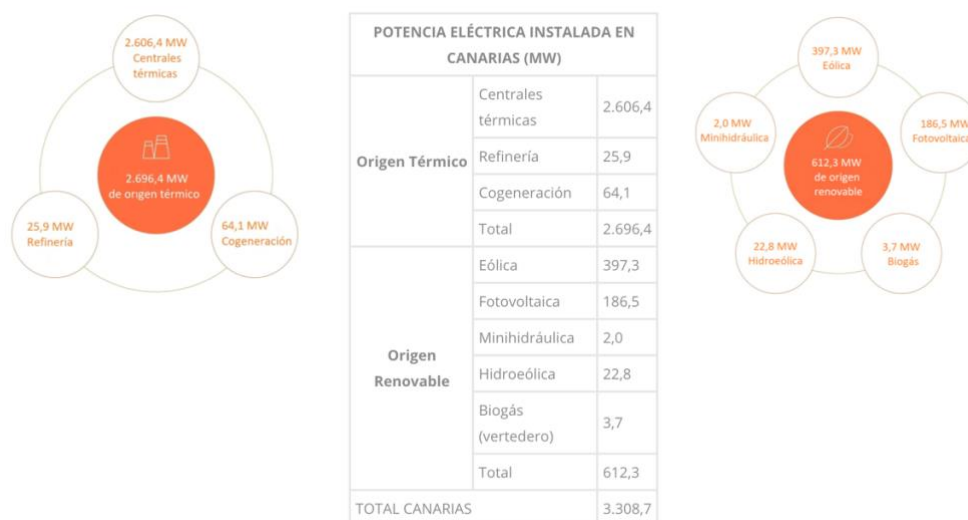


Figura 9. Origen de la potencia instalada en Canarias^[7].

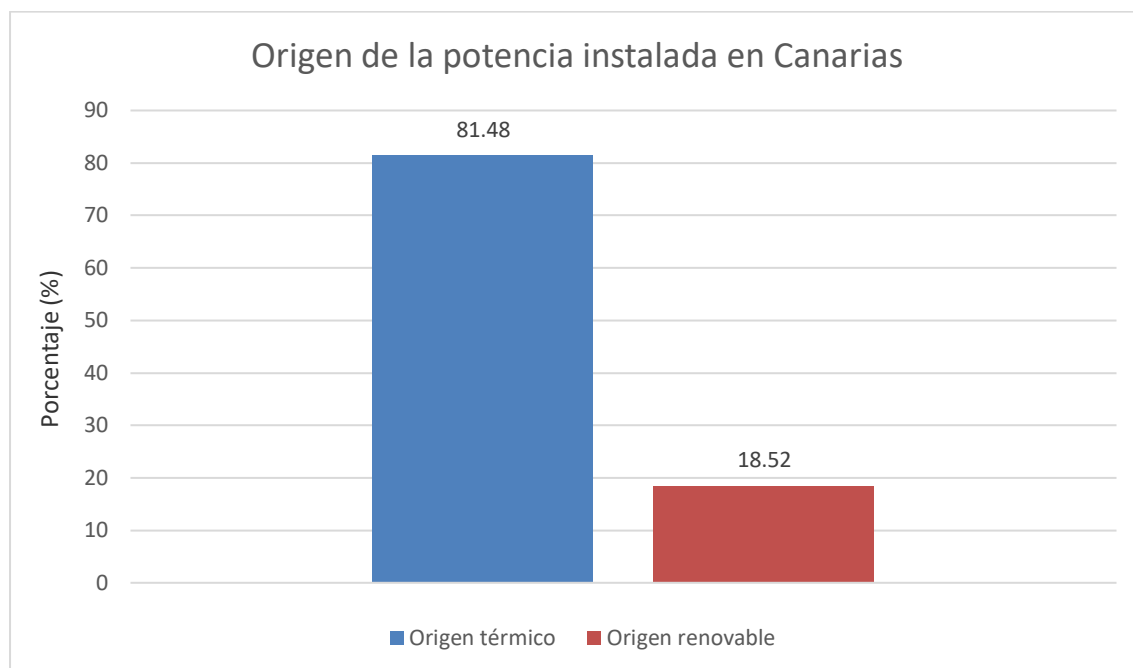


Figura 10. Origen, en términos porcentuales, de la potencia instalada en Canarias.

Con el deseo de tener en cuenta todas las alternativas posibles y la solución que más se adapta al proyecto se realiza una serie de observaciones para la correspondiente puesta en escena.

Como elemento más importante de la instalación, se valoran las diferentes posibilidades existentes de paneles fotovoltaicos. En primer lugar, existe la posibilidad de elegir entre qué tipo de tecnología de paneles se empleará; monocristalinos, policristalinos o de capa fina o amorfos.

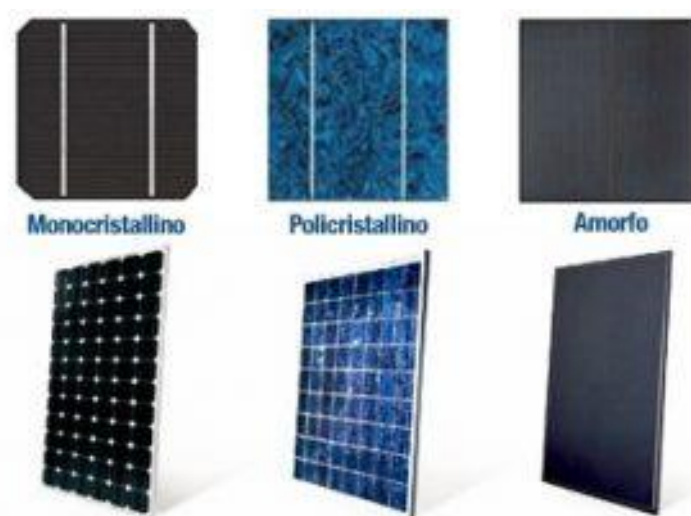


Figura 11. Diferentes tecnologías fotovoltaicas^[8].

1. Panel solar monocristalino de silicio: Estos paneles son los más eficientes que se encuentran actualmente en la industrial fotovoltaica debido a la pureza del silicio. Estos son los paneles con mayor rendimiento y eficiencia ya que cuenta con un rendimiento de entre el 13%-17%. Por el contrario, a corto plazo se trata de la tecnología más cara.
2. Panel solar policristalino de silicio: Este tipo de paneles es el más adecuado para aquellas instalaciones de bajo consumo. En caso de temperaturas elevadas, estos paneles son capaces de trabajar mejor que los monocristalinos. En lo que respecta a su eficiencia, en los paneles policristalinos ronda unos valores entre el 11% y el 15%.
3. Panel de capa fina o amorfo: En lo que se refiere a estos paneles, se ha de tener en cuenta que son menos eficientes que los paneles monocristalinos y policristalinos. La única ventaja es que son más baratos, aunque son más grandes por lo que ocupan un mayor espacio.

Además, dentro de las opciones de paneles fotovoltaicos, existe la posibilidad de elegir entre paneles bifaciales o monofaciales. Los primeros tienen como característica principal, la cual los diferencia de los monofaciales, ser sensible a la luz por ambas caras. De este modo, los paneles bifaciales son capaces de recibir por ambos lados los rayos del Sol para la producción de energía. Existen tres factores principales a tener en cuenta en estos paneles bifaciales:

1. Albedo: esto es un porcentaje de la radiación que es reflejada por un tipo de superficie. Es decir, en el supuesto que los paneles se encuentren sobre superficies

- de colores claros o brillantes, el albedo podrá llegar a superar el 60% mientras que en el caso de estar sobre tierra el albedo será de un 35%.
2. Separación entre paneles: es muy importante realizar una correcta medición entre los paneles ya que se necesita que cumplan una mínima distancia para aprovechar la radiación solar.
 3. Altura de los paneles: se ha de tener en cuenta que para aumentar la radiación captada por la parte del panel bifacial que se encuentra hacia el suelo, entre menos sombra más irradiación se reflejará y, como consecuencia, mayor irradiación captará.

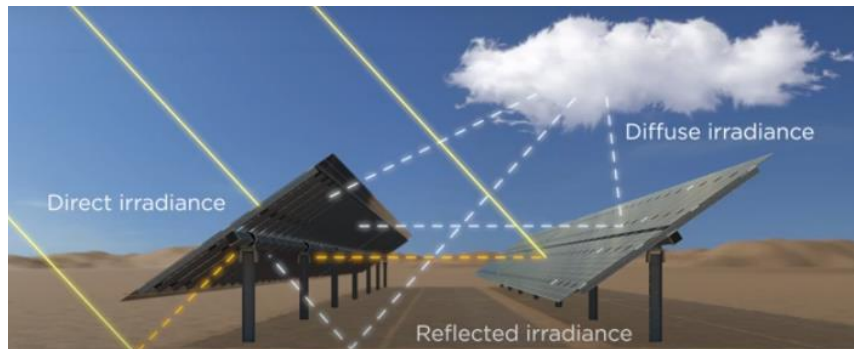


Figura 12. Tipos de irradiación en paneles bifaciales^[9].

En segundo lugar, otro elemento bastante importante de la instalación es la estructura de soporte de los paneles. En función de la estructura de soporte, se necesitará mayor o menor espacio, así como se podrá capturar más cantidad de radiación solar, lo que incrementará la producción de energía de los módulos fotovoltaicos.

En lo que respecta al tipo de panel empleado, se realizará mediante panel monofacial, ya que existen dos limitaciones de bastante importancia. En primer lugar, debido a que se trata de una finca rústica, no cuenta con espacio suficiente para optar por las placas bifaciales y supondría un gasto extra sin que se viese aumentado el rendimiento. Además, otro inconveniente es debido a la regulación de estos paneles por parte del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). Según el Ministerio, la potencia instalada total resulta ser la del sumatorio de la potencia máxima por ambas caras y esto supone incrementar la potencia que se desea que el Gobierno de Canarias subvencione. Asimismo, para el panel

monofacial adoptado se escogerá la opción de monocristalino, ya que al contar con un mayor avance resulta ser más económico y la eficiencia entre los paneles monocristalinos y policristalinos es despreciable.

En lo que respecta al soporte de la instalación, esta contará con un sistema fijo. Los paneles se montarán sobre soportes fijos que estarán regulados con la orientación adecuada y el ángulo de inclinación óptimo para obtener el mayor rendimiento posible.

4.1 NET METERING

El conocido “Net Metering” es un concepto de bastante importancia. Esto hace referencia al contador bidireccional a través del cual se es capaz de inyectar energía a la red o consumir la energía proveniente de esta misma, con el fin de compensar los gastos de consumo de energía.

En concreto, en España, este concepto fue propuesto por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) con el objetivo de incentivar la electricidad renovable como autoconsumo.

En este caso particular, en el cual se desea ser autoabastecido al 100%, este método se empleará con dos objetivos primordiales. En primer lugar, se contará con sistemas de almacenamiento que serán capaces de guardar la energía sobreproducida por los paneles fotovoltaicos, con una capacidad que rondará el suministro completo de la finca durante 72 horas. En este caso el “Net Metering” será de vital importancia para contabilizar la energía suministrada a la red, ya que aquellas semanas de mayores horas de Sol la energía producida que no se consuma y no se pueda almacenar, se verterá a la red. Por otro lado, el contador bidireccional cobra aún más importancia debido a que la instalación estará conectada a la red y preparada para conseguir energía de esta durante aquellos días que sea imposible autoabastecerse.

4.2 INSTALACIÓN CONEXIÓN A RED Y AUTOABASTECIMIENTO

Existen dos tipos de instalaciones, aquellas que se encuentran totalmente aisladas y, por lo tanto, no están conectadas a la red y aquellas que se encuentran conectadas con la propia red.

En primer lugar, las instalaciones totalmente aisladas son aquellas que deben ser suficientemente autónomas para ser capaces de autoabastecerse al 100% en todo momento. Este tipo de instalaciones deben contar con sistemas de almacenamiento para conservar la energía producida y ser capaces de optar por estas baterías, y su energía almacenada, en aquellos momentos en los que no se consigue que la generación sea igual o superior a la demanda de los edificios de la instalación.

Este tipo de instalaciones reciben el nombre de Sistemas Fotovoltaicos Aislados (SFA) y no se considera que formen parte del sistema eléctrico. Siendo, según el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:

“Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor”

Por otro lado, existen los sistemas de autoconsumo que forman parte de la red eléctrica debido a que se encuentran conectados a esta. Estos son capaces de autoabastecerse una parte mientras que necesitan a la red para verter sus excedentes o conseguir energía en aquellas situaciones que la instalación no sea capaz de cubrir la demanda.

Según el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que regula este sistema de autoconsumo:

“Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía

excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.”

Es por todo ello que este tipo de proyectos se pueden dividir en dos en función del tipo de excedentes, por lo que se divide a su vez en:

1. Excedentes que no se encuentran acogidos a compensación: está compuesto por aquellas instalaciones de más de 100 kW de potencia instalada en régimen de venta y no acogidos a compensación.
2. Excedentes que se encuentran acogidos a compensación: en este tipo de instalaciones de menos de 100 kW de potencia en los que la comercializadora eléctrica compensa todo aquel excedente vertido a la red en la factura eléctrica. Además, deben ser instalaciones que no se encuentren acogidas a ningún tipo de régimen retributivo específico.

Asimismo, desde la aplicación del RD 244/2019 no hay límite en la instalación de potencia.

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Como se ha mencionado previamente, se trata de una instalación fotovoltaica para el autoabastecimiento con almacenamiento, cuyo excedente será vertido a la red. Preparada para cubrir toda la demanda de la finca todos los días del año.

5.1 EMPLAZAMIENTO

Este proyecto se realizará en una finca rústica en Los Corralillos, localidad del pueblo de Agüimes, en Gran Canaria.

Las coordenadas exactas donde se ubicará la instalación serán:

27°52'23''N

15°28'10''O

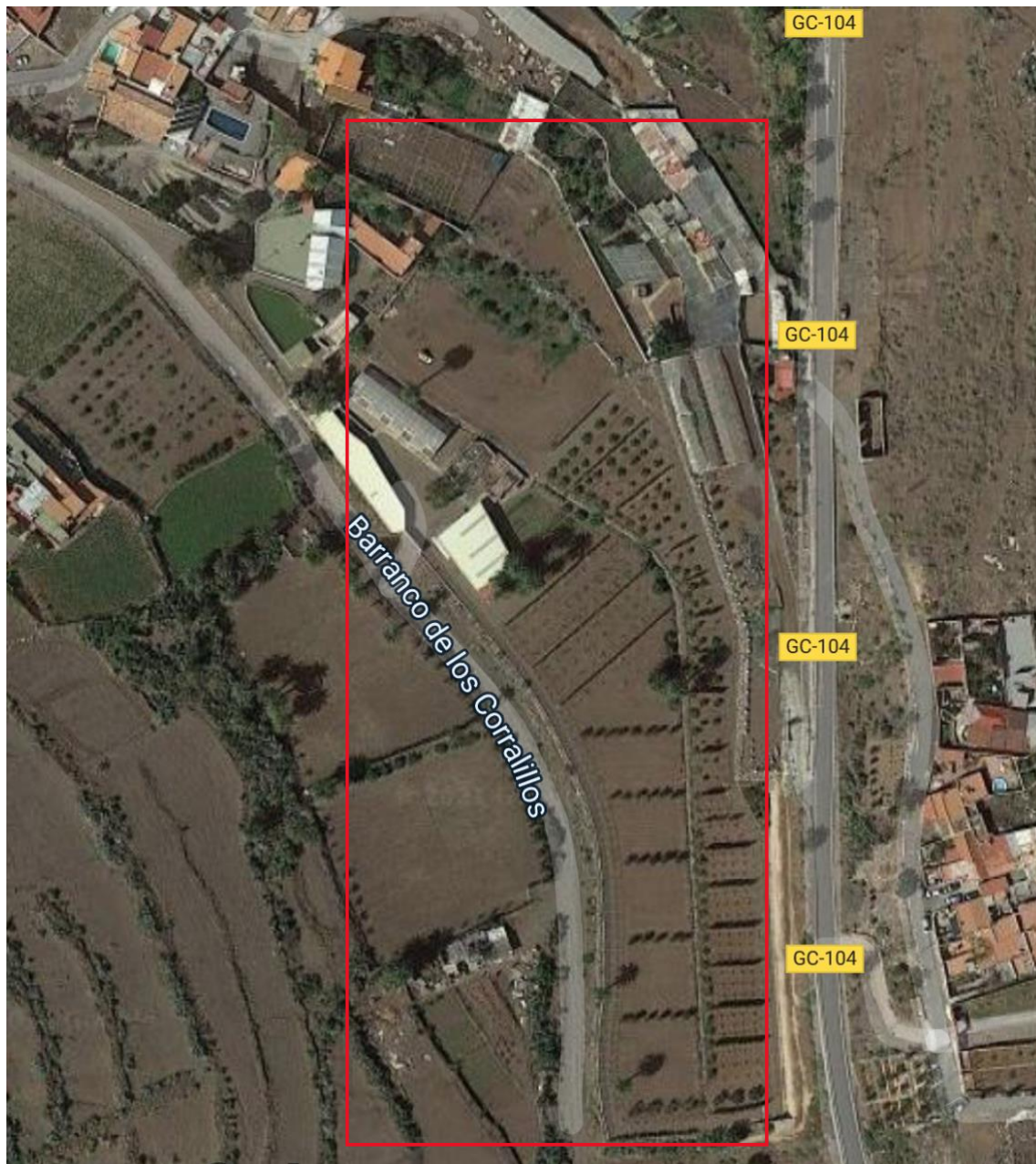


Figura 13. Explanada de la finca (Fuente: Google Maps).

Además, este sistema se incorporará sobre un suelo plano disponible en la parte urbanizada de la finca, con grandes dimensiones, que también da cabida a la incorporación en este lugar de los sistemas de almacenamiento. En concreto, se situarán sobre la cubierta de un almacén de ladrillo.



Figura 14. Ubicación de los paneles y las baterías.

Por otro lado, el sistema de baterías se situará sobre la cubierta verde, que tal y como se puede comprobar existe un espacio suficiente para ello.

Las dimensiones del lugar donde se situarán los paneles fotovoltaicos son de 200 m², aunque pueda parecer que esta cubierta tiene cierta inclinación, esto es falso ya que se han realizado modificaciones en la finca y la cubierta no presenta ningún tipo de inclinación. Mientras, las dimensiones de la cubierta verde son de 285 m².

En estos lugares se podrán situar los paneles solares junto a las baterías de almacenamiento sin ningún tipo de inconveniente.

Este lugar, en el suroeste de la isla de Gran Canaria, presenta unas características encomiables para el emplazamiento del proyecto, ya que cuenta con una temperatura media de 19°C durante los 365 días del año y no posee de ningún tipo de obstáculo alrededor que pueda difuminar la irradiación.

A continuación, se presentan los datos meteorológicos más importantes como son; la irradiación y la temperatura ambiente. Estos datos han sido obtenidos desde la plataforma que facilita la Unión Europea, Photovoltaic Geographical Information System, y son obtenidos de la base de datos PVGIS-SARAH del último año al que se tiene acceso, 2016.

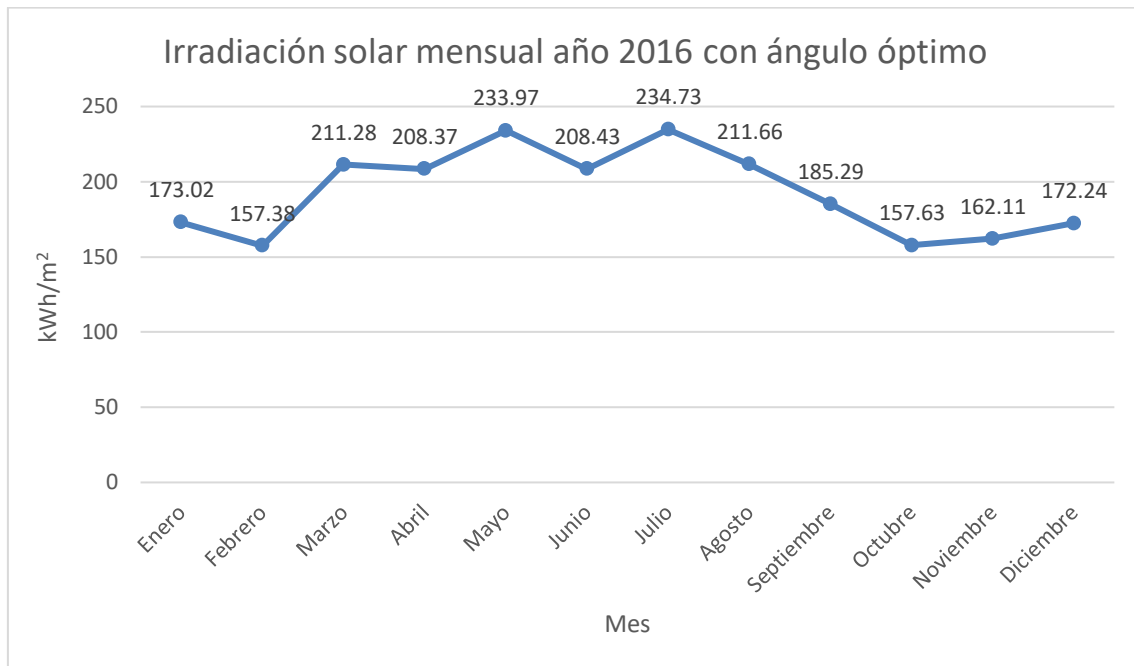


Figura 15. Irradiación solar mensual (PVGIS-SARAH).

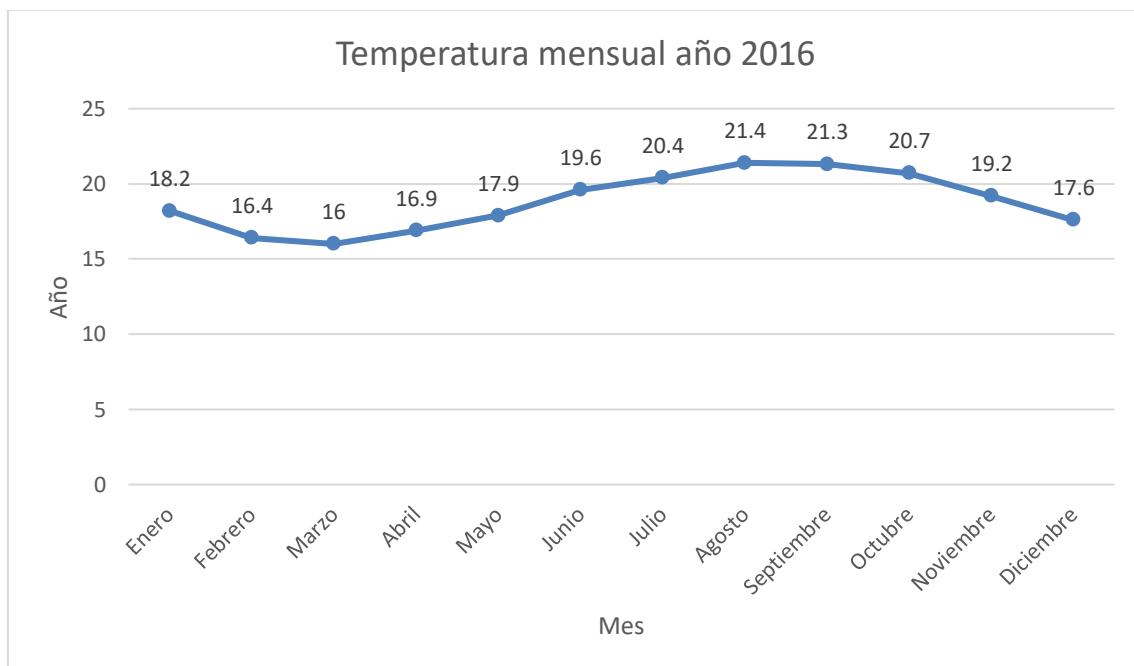


Figura 16. Temperatura mensual (PVGIS-SARAH).

Además, si se obtienen los datos de los últimos seis años de los que se tienen valores, que sería el periodo comprendido entre 2010 y 2016, se puede observar una clara tendencia. Debido a ello, se extrapolarán estos datos y se emplearán para el año en el que se elabora este proyecto, en 2021.

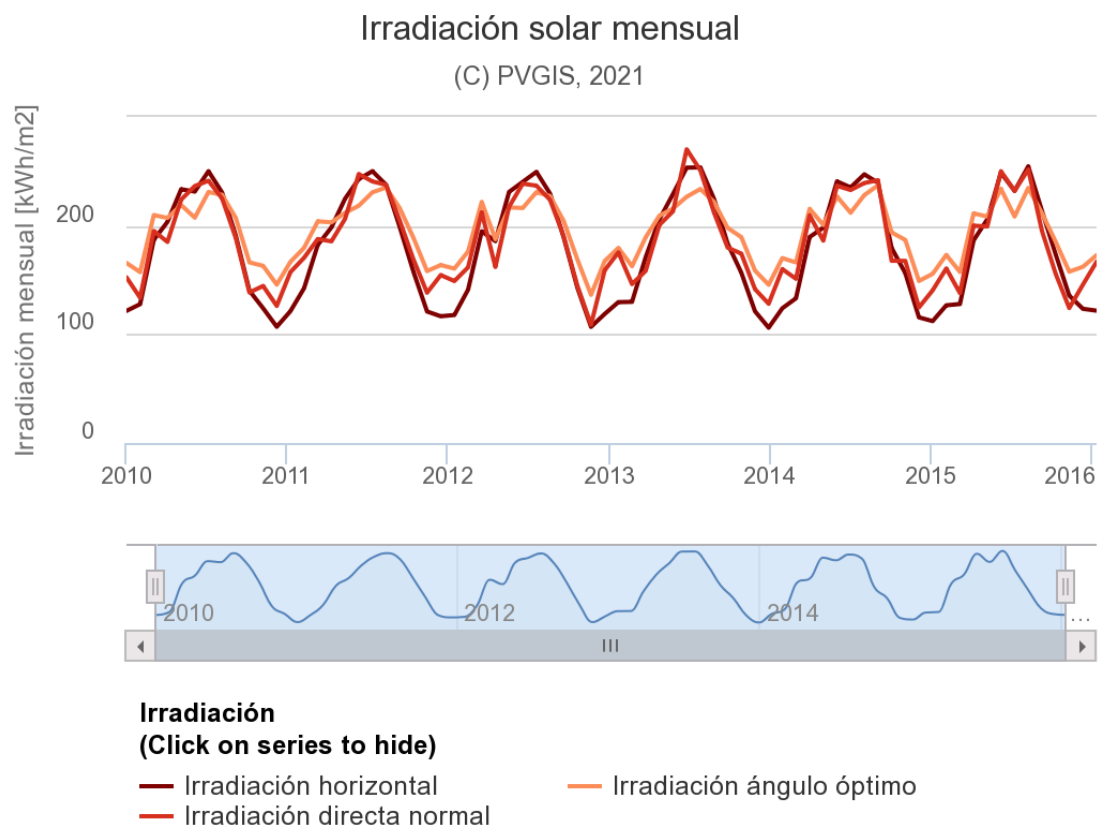


Figura 17 . Irradiación solar mensual 2010-2016.

Se recopilan los datos más relevantes sobre la irradiación solar mensual en la siguiente tabla:

Mes	I _z /mes	I _o /mes	T/mes	Días/mes	I _o /día
Enero	127	173,02	18,2	31	5,58
Febrero	128	157,38	16,4	28	5,62
Marzo	186	211,28	16	31	6,82
Abril	206	208,37	16,9	30	6,94
Mayo	249	233,97	17,9	31	7,54
Junio	232	208,43	19,6	30	6,95

Julio	255	234,73	20,4	31	7,57
Agosto	214	211,66	21,4	31	6,82
Septiembre	174	185,29	21,3	30	6,18
Octubre	136	157,63	20,7	31	5,08
Noviembre	123	162,11	19,2	30	5,4
Diciembre	122	172,74	17,6	31	5,57
PROMEDIO	179,33	193,05	18,8	-	6,26

Tabla 5. Datos sobre la irradiación y temperatura media de la instalación (PVGIS).

Donde:

- I_z : Irradiación global horizontal [kWh/m^2].
- I_o : Irradiación ángulo óptimo [kWh/m^2] (este ángulo es calculado directamente por el algoritmo de PVGIS).
- T : Temperatura [$^{\circ}\text{C}$].

5.2 COMPONENTES

5.2.1 PANELES SOLARES

Para la elección de qué tipo de panel solar seleccionar, debido al espacio limitado se decide escoger aquel panel que posea una tecnología monofacial. Además, como se puede observar en la Tabla 5, la temperatura en la localización donde se implantará este proyecto no tiene grandes variaciones y no estará sometida a temperaturas extremas, por lo que la mejor opción será una tecnología monocristalina. Como se ha mencionado en capítulos anteriores, este tipo de paneles tiene mayor eficiencia que los policristalinos y son ideales en aquellos emplazamientos donde las condiciones climatológicas son estables.

Se escoge un módulo monocristalino, con una eficiencia cercana al 21.21%; se trata de un módulo de 580 W_p y células monocristalinas configuradas en 6 cadenas de 20 células en serie, fabricado por JINKOSOLAR.

En la instalación proyectada se instalará el módulo de JINKOSOLAR, su modelo JKM580M-7TL4-V o similar que, con carácter general, cumplirá con las siguientes

especificaciones: Tolerancia de potencia máxima 0 / +3 %, certificación según IEC 61215 y garantía de producto de 15 años.

Tabla comparativa entre ambos módulos:

Característica	Módulo de PERC	Módulo de JINKOSOLAR
Potencia máxima (P_{max})	310 W _p	580 W _p
Tensión máxima (V_{mp})	33,5 V	44,78 V
Dimensiones	1675x997x38mm	2411x1134x35mm
Rendimiento	18,6%	21,21%
Precio	0,387 €/W _p	0,158 €/W _p

Tabla 6. Datos importantes sobre los módulos solares (fichas técnicas fabricantes).

Realizando un análisis de la comparativa de la Tabla 6, se decide seleccionar el módulo JINKOSOLAR debido a diferentes motivos. En primer lugar, tiene una mayor potencia pico, factor muy importante en continua. Además, su tensión máxima es mayor, como es previsible observando la potencia máxima. En lo que respecta al rendimiento de ambos módulos fotovoltaicos, el módulo JINKOSOLAR tiene 2,6 puntos por encima de mayor eficacia. Finalmente, el precio por W_p en el módulo seleccionado es menos de la mitad que en los módulos solares PERC.

Esto muestra que la mejor opción son los módulos de JINKOSOLAR.

5.2.2 INVERSORES

Como se ha expuesto previamente, la energía producida por los paneles fotovoltaicos es en corriente continua (DC), mientras que la electricidad que puede ser consumida es necesario que sea alterna (AC). El inversor es el encargado de transformar la corriente continua,

proveniente de los módulos fotovoltaicos o de las baterías, en corriente alterna y sincronizarse con la red eléctrica de la compañía distribuidora.

El objetivo de los inversores estáticos es para efectuar la conmutación, con ayuda de dispositivos semiconductores de potencia, los cuales funcionan únicamente de dos modos; *on*, que es lo mismo que el llamado modo saturación y *off*, conocido como modo corte.

Esto explica que la señal alterna de salida que es obtenida sea cuadrada para ese tipo de conversión.

Además, esta señal cuadrada puede convertirse en sinusoidal mediante filtros de potencia. Se requiere de condensadores de gran volumen para el proceso de filtrado de los armónicos más cercano al fundamental y de bobinas que reducen el rendimiento del sistema, así como dispositivos de conexión/desconexión de los mismos.

Una de las funciones que debe cumplir cualquier inversor solar es la de regular el valor de la tensión de salida para poder sincronizarse con la red. Esto se consigue básicamente de tres distintas formas:

1. Regulando a la salida del inversor (mediante un auto-transformador).
2. Regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC).
3. Regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso [PWM]).

Este último método es el más recomendado debido a su eficacia.

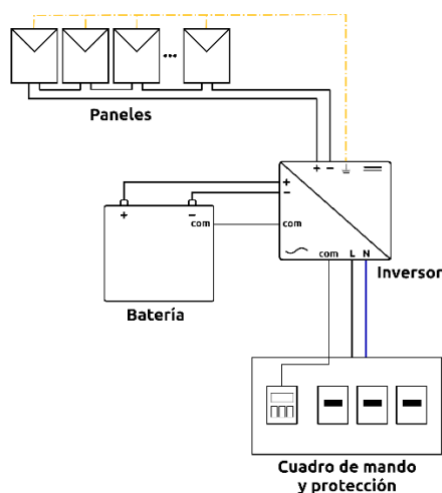


Figura 18. Esquema unifilar panel/batería-inversor.

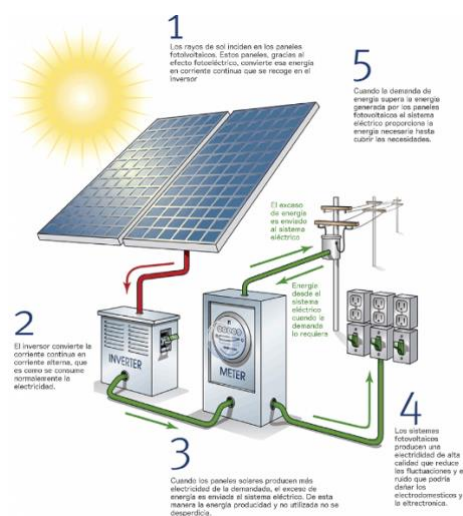


Figura 19. Ilustración proceso de introducción de la energía en la red

Los parámetros más importantes a tener en cuenta de un inversor son:

- Eficiencia o rendimiento (η): esto es la relación existente entre la potencia de entrada y la potencia de salida del inversor. Es muy importante que este valor sea lo más alto posible (siempre por encima del 90%), ya que el resto serán pérdidas.
- Tensión nominal (V_N): aquella tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.

- Tensión de arranque (V_{arranque}): tensión mínima que debe aplicarse al inversor para que funcione.
- Capacidad de sobrecarga: es la capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que puede mantener esa situación. Muy importante cuando algún receptor en el arranque necesita más potencia. Este dispositivo debe aguantar esta sobrepotencia el tiempo que dure, ya que en caso contrario se rompería. Este dato se expresa normalmente como un porcentaje de la potencia nominal (10%, 20%, etc.).
- Potencia nominal (S_N): es la potencia aparente que suministra el inversor de forma continua.
- Forma de onda: usualmente la forma de onda de los inversores a su salida es una onda sinusoidal de corriente alterna. Esta viene especificada en los terminales de salida del propio inversor.

En este caso, la elección del inversor será uno que cumpla con los requisitos de manera estándar. Se pretende que sea un convertidor que disponga de los requisitos necesarios por si se tuviese que obtener energía de la red, por lo que debe tener una tensión de 230 V de valor eficaz, junto con una onda senoidal pura de corriente alterna y una frecuencia de 50 Hz. Asimismo, como se ha especificado en los parámetros fundamentales de los inversores, es necesario que el rendimiento de este dispositivo sea como mínimo del 90%, aunque entre mayor sea este porcentaje, más beneficios para la instalación. Además, este valor será mejor cuanto más se aproxime el valor de la potencia al de la potencia nominal del inversor.

En relación con lo anterior, está el factor de potencia. Este parámetro consiste en el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente a la salida del inversor. En caso de que no se produzcan pérdidas, en una condición ideal, se tiene que este valor es uno.

Para la elección del inversor, se ha decidido decantarse por el inversor Riello Sirio K200 HV, debido a que es la empresa más competente en el mercado eléctrico que se ajusta a los requisitos necesario. Para obtener esta información se ha comparado con diferentes firmas como: Trina Solar, Tesla Blue Planet y LG Energy Solution.

5.2.3 CABLEADO

La instalación eléctrica contará con un sistema en corriente alterna para alimentación de los equipos de la granja y edificios. Por otro lado, empleará un sistema en DC de la generación de la instalación de almacenamiento y fotovoltaica. Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y sobrecalentamientos. Todo el sistema de cableado en DC estará adecuado para su uso al exterior, ya sea subterráneo o al aire, de acuerdo con la norma que lo establece.

Tal y como se ha expuesto, existirán dos sistemas de cableados; para corriente alterna y corriente continua. En el primer caso, para AC, este será trifásico a 230 V. En lo que respecta al cableado para el sistema de corriente continua, la energía producida por el campo fotovoltaico, se evacuará mediante una red exterior a través de una canalización que unirá los módulos entre sí y con el módulo inversor.

Para la sección de cableado se ha de tener en cuenta cada una de las especificaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 02/08/2002, y publicado en el B.O.E. el 18/09/2002 y el Real Decreto 1053/2014.

En la instalación se emplearán cables monopolares, estos son de un solo conductor de aluminio o cobre que se encuentran forrados con diferentes tipos de materiales aislantes que le otorgan características específicas de resistencia, haciéndolos capaces de ser instalados en aplicaciones muy específicas. Además, tal y como informa la empresa Top Cable se emplearán los siguientes tipos de cable en función del circuito:

- Circuito corriente continua: PV ZZ-F
- Circuito corriente alterna (baja tensión): PV ZZ-F

5.2.4 CONEXIÓN A LA RED

Según el artículo 2 del RD 413/2014 esta instalación pertenece a la siguiente categoría, grupo y subgrupo:

- Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles.
- Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.
- Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Como se viene mencionando a lo largo del proyecto, se desea que la instalación disponga de conexión a la red con el fin de inyectar a esta los excedentes. También existirá la posibilidad de consumir energía de la propia red. Esta posibilidad se implantará como medida de seguridad, ya que se pretende obtener energía de la red en casos muy puntuales debido a que la situación geográfica de la instalación junto a las baterías de almacenamiento da la posibilidad de no tener que depender de la red, excepto en caso de avería.

Por otro lado, este proyecto se categorizará como autoconsumo con excedentes sin compensación simplificada, ya que no cumple los requisitos necesarios para poder ser categorizada como autoconsumo con excedentes sujeta a compensación.

Esto significa que la energía excedente se verterá a la red a cambio de dinero, mientras que la energía que se consuma de la red no estará sujeta a compensación. Asimismo, esta opción es ideal ya que, aunque el proyecto es de menos de 100 kW, se consumirá menos energía de la red de la que se va a verter. La energía que se introduzca en la red se venderá al precio actual de ese momento del mercado eléctrico, que según la página de REE (esios, Sistema de Información del Operador del Sistema) tiene un precio medio de 0,0789 €/kWh.

En lo que se refiere a la conexión de la energía a la red, esta pasará por el convertidor DC/AC que se asegurará que tenga una tensión de 230 V eficaces y 50 Hz con el fin de que se pueda

acoplar a la red. Antes de verter esta energía o de que sea utilizada por los edificios de la granja, pasará por el contador eléctrico tal y como muestra la siguiente imagen.

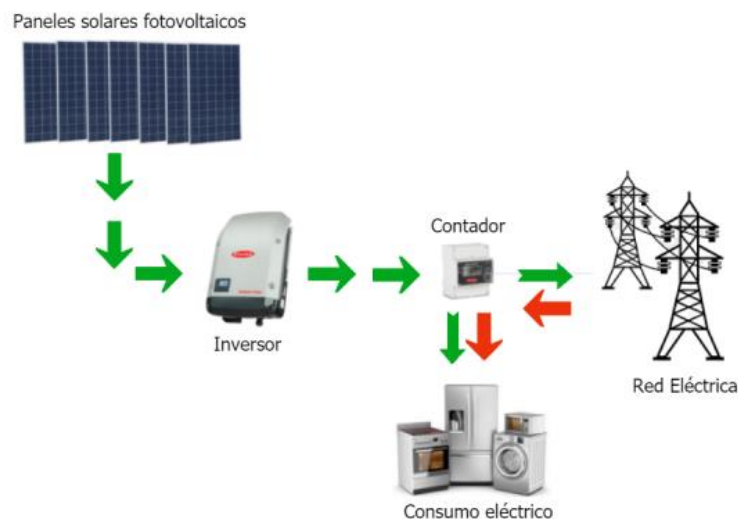


Figura 20. Lugar donde se establecerá el contador.

5.2.5 CONVERTIDOR DC/DC

Estos convertidores son circuitos capaces, usando bobinas y condensadores, de transformar niveles de tensión en otros niveles de voltaje. Los niveles de tensión deseados, que son aquellos que las baterías necesitan, se consiguen almacenando la suficiente energía en la bobina o condensador y, tras un tiempo determinado, se cambia la polaridad de dicho elemento para descargar esa misma energía acumulada en la salida.

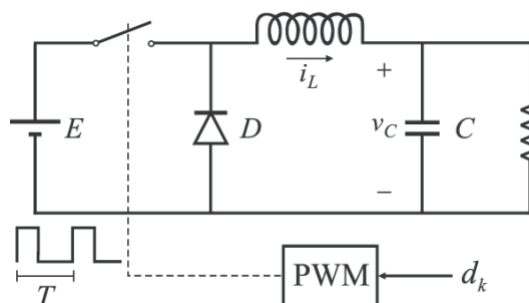


Figura 21. Esquema de un convertidor

Se instalará el convertidor DC/DC CE+T Stabiliti 30C3, o similar, para ajustar la tensión DC del lado de las baterías de 500 kWh de almacenamiento de acuerdo con la tensión DC definida por el conversor solar para facilitar la incorporación del sistema de almacenamiento a la planta solar. Este sistema cobra mayor importancia aún, ya que en función de su potencia, este convertidor indicará la “velocidad” con la que la batería se cargará o descargará, con sus consecuencias oportunas.

La principal consecuencia, es que en función de esta potencia se le será capaz de suministrar una energía específica máxima por hora, minuto o segundo a la instalación. Además, otra consecuencia será el tiempo que tardará en cargarse o descargarse dicho sistema de almacenamiento.

5.2.6 BATERÍA

El sistema de almacenamiento es un claro componente fundamental de la instalación que permitirá tener la opción de utilizar la energía acumulada en las baterías en función de la demanda, consiguiendo una total autonomía de la red eléctrica y consiguiendo ser autosuficiente.

Como se ha expuesto previamente, la batería debe ir precedida de un convertidor DC/DC que sea capaz de regular la corriente continua que se le suministra al sistema de almacenamiento o la energía máxima por un determinado tiempo que este es capaz de introducir en la granja.

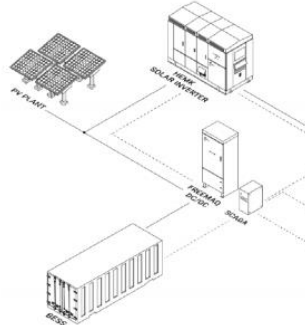


Figura 22. Conexión de la batería a través de convertidor DC/DC y el sistema de monitorización.

Como se explica en El Proyecto de Fin de Máster de María de la Candelaria Utrilla Bustamante: “*Estudio técnico-económico de la implantación de una batería en un parque eólico*”^[10] existen dos características que hacen incrementar los beneficios, en primer lugar, es el tamaño de la batería y, en segundo lugar, el ratio capacidad-potencia. El primer de ellos será incontrolable, ya que se empleará la batería que se ajuste al proyecto, ya que no se podrá dimensionar una batería con una capacidad muy elevada porque no tendría lógica. La segunda característica sí que se puede tener en cuenta, ya que como ella expone en su Proyecto de Fin de Máster, la mayor rentabilidad (mayor TIR) se conseguirá con ratio 2 de capacidad-potencia. Esto significa que lo ideal sería conseguir, por ejemplo, una batería de 2kWh/1kW.

La capacidad necesaria de la batería será calculada más adelante, mientras que la potencia del convertidor se ajustará para que cumpla ratio 2 o lo más cerca posible. Será el convertidor, y no la potencia de la batería, el que decida la velocidad de carga/descarga.

5.3 Cálculos

Para comenzar este escenario es importante informar de que se deberá realizar una instalación en serie, ya que no existe el suficiente espacio como para realizar una instalación en paralelo. Asimismo, se detalla que durante el año 2020 los edificios que se favorecerán de dicha instalación tuvieron un consumo de 54.493 kWh.

Como se pretende que la instalación cuente con almacenamiento se llega a las siguientes conclusiones sobre la energía diaria a producir por la instalación.

$$\frac{54.493 \text{ kWh}}{365 \text{ días}} = 149,3 \text{ kWh/día}$$

Además, para añadir almacenamiento se pretende introducir 50 kWh/día extra para las baterías de almacenamiento que tendrán una capacidad de 500 kWh. Esta cantidad almacenada se debe a que se realizará una instalación de almacenamiento que sea capaz de cubrir la demanda durante 72 horas sin ningún tipo de inconveniente.

En total, se deberá diseñar un proyecto que cubra la demanda total que se ha previsto, por lo que la instalación deberá contar con una capacidad de producción de 200 kWh/día.

5.3.1 SISTEMA DE CAPTACIÓN Y PRODUCCIÓN

Para el sistema de captación, que se realizará a través de los módulos solares JINKOSOLAR, se deberá disponer de todos aquellos capaces de introducir la energía media diaria que se prevé necesaria para la instalación.

Debido a la cercanía del lugar del proyecto al ecuador, no existirá mucha diferencia entre las horas de Sol durante invierno y verano por lo que para el cálculo del número de paneles fotovoltaicos se estimará un promedio de 6 horas de Sol pico equivalentes al día. En verano serán unas 7 horas, mientras que en invierno se reducirá a una media de 5 horas. Este comportamiento se puede observar reflejado en la Tabla 5, donde se especifica la irradiación mensual y diaria en kWh, que en el caso concreto de la irradiación media diaria será de 6,26 kWh/m² con el ángulo óptimo.

Debido a las horas de Sol pico que se establecerán de promedio (6 horas), los 200kWh/día que se pretenden generar y una estimación en la que se asume un rendimiento de la planta del 80%, se calculan los paneles que se deben introducir en el proyecto como:

$$\frac{\frac{200 \text{ kWh/día}}{6 \text{ h}}}{0,8} = 41,666 \text{ kW}_p$$

$$\frac{41,666 \text{ kW}_p}{580 \text{ Wp/panel}} = 71,8 = 72 \text{ paneles}$$

En lo que respecta al ángulo óptimo de los paneles solares, este será de 18°. Para hallar este ángulo se han realizado los siguientes cálculos:

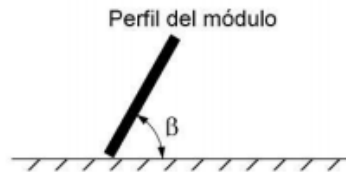


Figura 23. Perfil del módulo junto a su ángulo de inclinación óptimo (β).

El ángulo de inclinación óptima para un panel fotovoltaico viene definido como el ángulo que β que forma la superficie horizontal donde se apoyará el módulo con la superficie del propio módulo solar. Existen varias formas de hallar este ángulo en función de la época del año, ya que en función de si es verano, invierno, otoño o primavera, la Tierra se encontrará una distancia del Sol con una inclinación diferente. Sin embargo, el IDAE proporciona la manera de calcular este valor para todo el año y no tener que estar cambiando el ángulo β constantemente.

Este valor se calcula como:

$$\beta = \alpha - 10$$

- β : Ángulo óptimo de los paneles solares.
- α : Latitud donde se encuentra situada la instalación.

Este proyecto tiene:

Latitud (α): 27,891

Longitud (μ): -15,468

Por lo que:

$$\beta = 27,891 - 10 = 17,891^\circ$$

Otro factor de verdadera importancia es la separación entre las filas de los módulos para evitar que las filas creen sombras y disminuyan la energía captada por la planta. En otras palabras, que reduzca el rendimiento de la instalación.

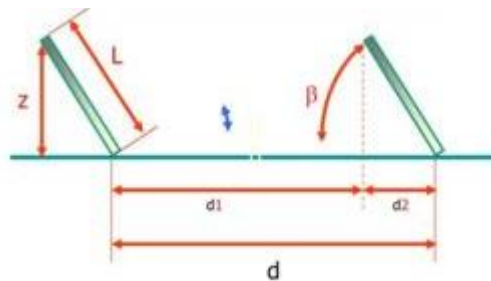


Figura 24. Imagen para el cálculo de distancias.

Para hallar el valor de “d”:

$$d_1 = z \cdot k$$

$$z = L \cdot \sin(\beta)$$

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \alpha)} = 1,53$$

Debido a que existe dos formas de colocar los paneles, ya que se pueden colocar en horizontal o vertical, se seleccionará aquella disposición que requiera menos distancia (d_1) para optimizar la instalación.

Datos	Disposición 1	Disposición 2
L (longitud)	1,134 m	2,411 m
d ₁ (distancia)	0,54 m	1,15 m

Tabla 7. Disposiciones posibles de los paneles.

Por ello se utilizará la disposición en donde $L=1,134$ m, que es lo mismo que decir que se dispondrán en horizontal.

Debido a la situación geográfica, en el hemisferio norte, los paneles deben ir orientados hacia el sur con el ángulo de inclinación deseado. Por lo que los paneles quedarían dispuestos en horizontal, con un ángulo de inclinación de 18° y una separación entre ellos de 0,55 m.

La explanada donde se situarán estos paneles es 15 m de ancho por 22 metros de largo, esto quiere decir que:

$$\frac{15 \text{ m}}{2,411 \text{ m/panel}} = 6 \text{ paneles/fila}$$

$$d=0,55 + 1.134 \cdot \cos(18)=1,63 \text{ m entre filas}$$

$$\frac{22 \text{ m}}{1,63 \text{ m/fila}} = 13 \text{ filas disponibles para la construcción de paneles}$$

Como por cada fila pueden disponerse 6 paneles y hay 13 filas disponibles para introducir paneles teniendo en cuenta la distancia de separación, se podrán instalar un máximo de 78 paneles, cantidad superior a los 72 paneles necesarios para conseguir los 200 kWh/día calculados previamente.



Figura 25. Disposición de los paneles solares en el proyecto. Orientación sur y en horizontal.

5.3.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Durante el proceso de captación existen diferentes formas de pérdidas de energía, debido a diferentes factores que se expondrán a continuación.

5.3.2.1 Pérdidas debido a la inclinación y orientación

En primer lugar, están presentes las pérdidas debido a la orientación, así como debido a la inclinación adecuada. Existe un factor, conocido como factor de irradiación, que su utilidad tiene como fin modelizar las pérdidas debido a los factores de inclinación u orientación que difieren de las óptimas indicadas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Si se hace uso de la expresión aproximada proporcionada por el IDEA para calcular el factor de irradiación previamente comentado:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$
$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{\text{opt}})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde:

- β : Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.
- α : Diferencia en ángulo entre la orientación óptima (sur) y la establecida.

Se calcula el factor de irradiación de esta planta solar:

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (18 - 17,891)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 2^2] = 0,999859$$

5.3.2.2 Pérdidas debido a sombreado

Debido a que no existirá ningún equipo adicional que influya en el sombreado, se tendrán como nulas las pérdidas debido a sombreado. Además, se han realizado los cálculos oportunos para que exista una separación suficiente entre los paneles solares y que no se produzcan pérdidas por este motivo, ya que se va a respetar dicha distancia mínima necesaria de separación.

5.3.2.3 Pérdidas debido a temperatura

En último lugar, se cuenta con las pérdidas debido a la temperatura. Estas pérdidas se deben a que las condiciones establecidas por el fabricante no siempre se dan, produciendo una disminución de la potencia absorbida por las células de los paneles solares. Las condiciones nominales que vienen establecidas por el fabricante son:

- 1000 W/m² de irradiación.
- 25°C de temperatura la célula.

Para esta última condición se debe tener en cuenta que la temperatura de la célula dependerá de la temperatura ambiente, siendo esta última normalmente 5° menos que la del panel. Por ello, la temperatura ambiente ideal serían 20°C.

Por todo ello, se procede a realizar un cálculo sobre las pérdidas de potencia de la placa debido a la temperatura exterior. Para ello es necesario realizar el cálculo según lo establecido por el IDAE:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Donde:

- T_c : Temperatura a la que trabaja la célula [°C].
- T_a : Temperatura ambiente [°C].
- G : Irradiancia [W/m^2].
- $TONC$: Temperatura de operación nominal de la célula [°C].

Para el cálculo de estos parámetros se escogerá la radiación solar con el ángulo óptimo, debido a que los paneles se posicionarán con un ángulo prácticamente igual al óptimo. El valor de la temperatura ambiente se extraerá de la Tabla 5, mientras que la irradiancia se supondrá una media de $900 W/m^2$, ya que varía entre $1000 W/m^2$ y $800 W/m^2$ según su ficha técnica. En lo que respecta a la temperatura de operación nominal de la célula, según el fabricante es de $25^\circ C$.

El resultado que se desea observar es el rendimiento que tiene el panel con una temperatura diferente a la de operación nominal. Este valor se calcula según la siguiente fórmula, también propuesto por el IDAE:

$$R = 1 - g \cdot |T_c - 25|$$

Donde:

- g : Porcentaje en el cual disminuye el valor de potencia para cada grado centígrado que aumenta la varía la temperatura respecto a su $TONC$. Según la ficha técnica del módulo JIMKOSOLAR es $0,36\%/^\circ C$.

Mes	T _a	G	TONC	T _c	R
Enero	18,2	900	25	23,825	0,99577
Febrero	16,4	900	25	22,025	0,98929
Marzo	16	900	25	21,625	0,98785
Abril	16,9	900	25	22,525	0,99109
Mayo	17,9	900	25	23,525	0,99469
Junio	19,6	900	25	25,225	0,99811
Julio	20,4	900	25	26,025	0,99631
Agosto	21,4	900	25	27,025	0,99271
Septiembre	21,3	900	25	26,925	0,99301
Octubre	20,7	900	25	26,325	0,99523
Noviembre	19,2	900	25	24,825	0,99937
Diciembre	17,6	900	25	23,225	0,99361

Tabla 8. Rendimiento del panel ante una temperatura diferente a la nominal.

Tras realizar el cálculo del rendimiento del panel afectado por la temperatura, se observa como no se verá significativamente afectada la energía producida ya que el rendimiento estará muy próximo durante todos los meses al 100%.

Capítulo 6. INSTALACIÓN SOLAR

6.1 ESTRUCTURA PARA SOPORTE Y ANCLAJE

Para el anclaje y el soporte de los paneles solares existen diferentes métodos en función de la idoneidad del terreno o lugar donde se establecerán estos módulos. Principalmente existen tres tipos de sistemas de fijación, aunque hay otros sistemas que se están introduciendo con el paso del tiempo.

- Coplanares: estos módulos que se fijan pegados al techo o cubierta del lugar donde se dispondrán. Este sistema tiene la ventaja principal de permitir el aprovechamiento del espacio debido a que se fijan de forma que no cabe la posibilidad de existir pérdidas debido a la sombra que cause un panel del string anterior. También se traduce en un aprovechamiento superior del espacio, permitiendo incorporar un número mayor de paneles.
- Estructura triangular: se emplea para corregir la orientación y/o la ángulo de los módulos en aquellas situaciones en las que la inclinación de la cubierta no es la ideal.
- Seguidores solares: estos son estructuras móviles, de uno o dos ejes, que van modificando la orientación de los módulos dependiendo de la posición del Sol, por lo que tienen un movimiento continuo durante todas las horas del día. Son instalaciones más complejas, ya que uno de sus mayores inconvenientes es la necesidad de un mayor espacio y un mantenimiento más complejo. Por el contrario, estos sistemas pueden llegar a aumentar hasta un 30% la producción eléctrica. A continuación se fija un diagrama donde se puede observar este mayor rendimiento:

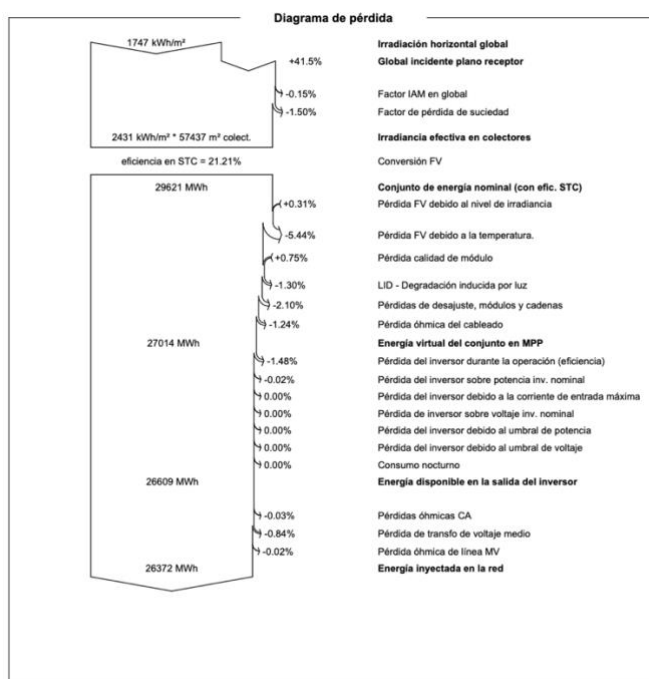


Figura 26. Diagrama de pérdidas de un panel aleatorio monofacial con seguimiento (PVGIS).

Los módulos solares de la instalación se montarán sobre estructuras fijas horizontales, ya que por temas de espacio no se podrán montar sobre un soporte con seguimiento. La estructura empleada estará construida a medida para esta instalación y dispondrá de sistemas de ajuste personalizado de la inclinación.

Esta instalación se ejecutará en mesas, formadas por un string de 6 paneles cada uno en serie (1V x 6), con lo que en cada mesa se instalará un total de 6 módulos.

Las características de esta estructura para el soporte y anclaje de los módulos son:

- Los componentes de la estructura y las juntas están galvanizados en caliente según norma UNE-EN ISO 1461.
- La vida útil de los elementos galvanizados es acorde a la norma UNE-EN ISO 14.713.
- Todas las uniones entre elementos están diseñadas para atornillarse para evitar procesos de soldaduras después del galvanizado.
- La estructura estará fijada al suelo.

- Cimentación superficial cuando se transmiten las cargas de la estructura a las capas más superficiales del tejado cementado.

Criterios para el desarrollo y diseño de la instalación:

- Minimizar movimiento altura de los postes.
- En caso de ser necesario, cimentación del terreno para reforzar la seguridad.

La garantía del seguidor se estructura de la siguiente forma:

- Estructura: 12 años.
- Protección anticorrosión: 20 años según ISO 14713 C3.
- Componentes comerciales: 3 años.

6.2 DISEÑO DE PROTECCIONES

Para el correcto funcionamiento de la instalación es imprescindible contar con una serie de protecciones en, tanto para la propia instalación como para el propio ser humano. De esta forma se podrán evitar daños, detección de faltas y, por consecuencia, un mayor nivel de seguridad en la instalación.

6.2.1 CABLEADO

Se fijarán 12 filas con 6 paneles solares por fila para conseguir los 72 módulos deseados para la instalación. Estos se conectarán entre si en serie y luego irán conectados a través del inversor al cuadro eléctrico junto a su protección

Los cables empleados para conexionar módulos entre sí irán conectados enlazando el borne positivo de cada panel con el negativo del siguiente a través del cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5/1,5 (1,8) kV DC, tal y como se observa en la imagen. Además, estos cables son capaces de soportar la corriente máxima que se producirá en caso de cortocircuito, siendo esta corriente de 12,96 A.

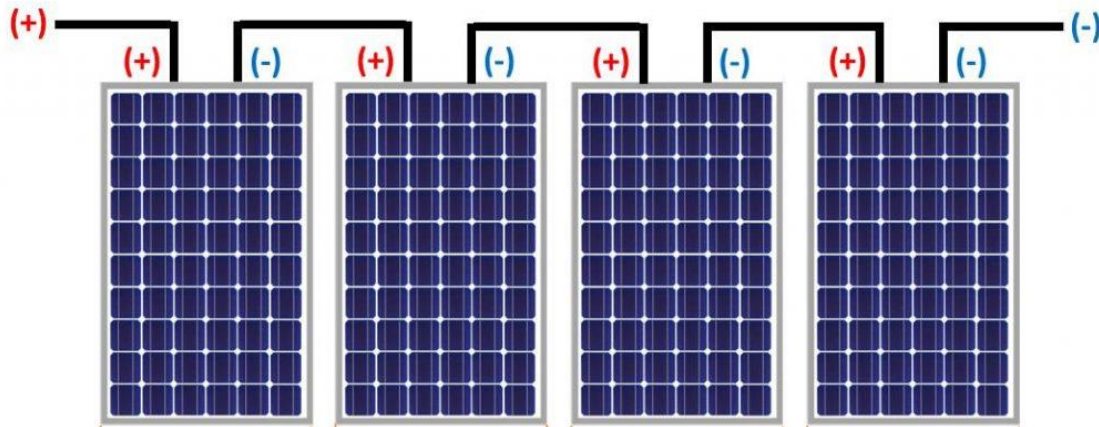


Figura 27. Conexión en serie de los módulos fotovoltaicos.

Las características que cumplirá este cable serán:

- Cable cuya sección no será menor a 4 mm² de cobre con aislamiento de 1.800 Vcc.
- Especial para intemperie y válidos para instalación enterrada.
- Vida útil de 30 años a 90°C.
- Cumpliendo con las normas: IEC 60228 (Conductores de cables aislados) IEC 60332-1-2, IEC 60754, IEC 60332-3-24, IEC 61034-2, IEC 60216 (temperatura extrema e impactos), IEC 60811-1-4 (temperatura máxima), IEC 60811-2-1 (resistencia ozono), IEC 60811-1-3 (resistencia absorción de agua).

Además, para la conexión con el inversor y las baterías se utilizará, tal y como se ha mencionado en el apartado 4.4.3. se empleará el modelo PV ZZ-F.

6.2.2 INVERSOR

El inversor es el aparato encargado de transformar la corriente continua de los módulos solares en corriente alterna y, además, deben sincronizarse con la red eléctrica de la compañía suministradora.

El elegido para la instalación es el Riello Sirio K200 HV.



Figura 28. Inversor solar Riello Sirio K200 HV.

El inversor Riello Sirio K200 HV, es compatible con todos los perfiles LVRT, ajustes de tensión en función de la red (VRT), procedimientos de regulación de frecuencia (FRS), cortes de la frecuencia en los límites (NIF, FRT), protección anti - isla, reducción rápida y precisa de la potencia activa y reactiva, como también en el control de la velocidad de rampa, configurable en los intentos y en el tiempo de reconexión.

Este inversor es capaz de adaptar la corriente a 230 V_p y 50 Hz de frecuencia, condiciones necesarias para poder conectarlo a la red.

Los inversores deben presentar valores de rendimiento elevados, mayores del 90% (96,2% en este caso), ya que este rendimiento del inversor será mejor cuanto más se aproxime la potencia de salida de los módulos a la nominal. Por ello el inversor está equipado con dispositivos electrónicos que permiten realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos MPPT (maximum peak power point) o punto de máxima potencia, adaptándose de esta manera para conseguir un mayor rendimiento en función de la potencia máxima en cada instante.

Por otro lado, debido a las condiciones de la instalación se dispondrá de un inversor de 200 kVA debido al objetivo de la instalación.

Los parámetros más importantes del inversor son los siguientes:

- Tensión nominal [V]: tensión que debe de ser aplicada en bornes del inversor.
- Potencia nominal [VA]: potencia que es suministrada por el inversor de forma continuada.
- Potencia activa [W]: potencia real que es suministrada por el inversor teniendo en cuenta el factor de potencia (cociente entre potencia activa y potencia aparente).

- Capacidad de sobrecarga: capacidad del inversor de suministrar una potencia determinada superior a la nominal del propio inversor y el tiempo total que es capaz de mantener dicha situación.
- Eficiencia: es el rendimiento que ofrece el inversor, siendo la relación de la potencia de salida entre la potencia de entrada al inversor
- Autoconsumo: Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.

6.2.3 CONTADOR

Debido a lo que se ha expuesto previamente, el contador que se empleará en esta instalación bastará con que sea unidireccional. Este contador principalmente tiene como objetivo establecer de forma correcta la energía que la instalación va a inyectar a la red.

Por otro lado, estará a cargo de la compañía distribuidora el contador bidireccional, que en este caso es Endesa. Este contador tendrá la capacidad de reconocer los momentos en los que la energía es inyectada a la red o es consumida de esta.

6.2.4 CONVERTIDOR DC/DC

Como se ha mencionado en apartados anteriores, este dispositivo es fundamental para ajustar la corriente continua de la planta solar a la de la batería de almacenamiento. Para este proyecto se empleará un convertidor DC/DC CE+T Power (Convertidor DC/DC de alta densidad de potencia Stabiliti 30C3 750/400) de entre 25kW-200kW, o similar, para ajustar la tensión DC del lado de la Battery Energy System (BES) de 500 kWh/500kW de almacenamiento. Este sistema almacenará la incorporación de las baterías a la planta fotovoltaica. Además, este sistema ha sido el seleccionado debido a que la potencia máxima que acepta es de 200 kW (potencia pico máxima de la planta) y 25 kW de potencia mínima, que se prevé que puede ser la mínima requerida para introducir en las baterías.

Este sistema facilitará de una forma bastante cómoda la incorporación del sistema de almacenamiento a la planta solar.

6.2.5 PROTECCIÓN CORRIENTE CONTINUA

Es necesario introducir una serie de protecciones en la parte de la instalación de corriente continua, es decir, entre los módulos solares y el inversor para tener una fiabilidad y seguridad adecuadas.

Fusibles

Los fusibles son dispositivos que protegen la instalación fotovoltaica, reduciendo el riesgo de incendio o destrucción de otros elementos de la instalación.

Es por ello por lo que se procederá a la instalación de fusibles a la entrada del inversor, en corriente continua. Para ello se requerirá 1 fusible por cada conductor y serie, y se emplearán aquellos fusibles para instalaciones fotovoltaicas. Debido a que todos los paneles se conectarán en serie y todas las filas contarán con seis paneles, las doce series de paneles presentarán la misma corriente de cortocircuito (I_{cc}) igual a 12,96 A, por lo que se elegirán fusibles de 15 A y 1.000 V. En total serán 12 fusibles, uno por cada serie.



Figura 29. Fusible Beny DC, 15 A – 1.000 V.

Protección para sobretensiones

El protector de sobretensiones es el encargado de derivar a tierra los picos de tensión proveniente de las diferentes series de paneles solares, que pueden ser causadas por descargas eléctricas ambientales, principalmente y de esta manera proteger al inversor de valores elevados debido a la limitación de la tensión de entrada de este último, el inversor.

El inversor que se emplea en este proyecto es el Riello Sirio K200 HV, cuya tensión máxima a su entrada es de 800 V en continua, como es lógico, por lo que el dispositivo de protección de sobretensión que se elija debe soportar hasta este valor de 800 V_{dc}.

Se escoge el protector de sobretensiones de Fanox Electronic el modelo VP C40 Series que se puede regular para que soporte tensiones de 800 V_{dc}.



Figura 30. Protector sobretensiones.

6.2.6 PROTECCIÓN CORRIENTE ALTERNA

Interruptor diferencial

Debido a temas relacionados a la seguridad de la instalación, esta requiere la protección complementaria contra contactos directos por un dispositivo de corriente diferencial.

El valor de esta corriente, asignada por el REBT, no puede ser superior a 300 mA, y el instrumento tendrá que ser de la clase A. La corriente máxima de salida del inversor es de 364 A, por lo que se seleccionará un interruptor diferencial trifásico de 400 amperios de intensidad nominal, cuya corriente residual debe ser de 30 mA, tal y como se ha especificado anteriormente.



Figura 31. Interruptor diferencial.

Interruptor magnetotérmico

Dispositivo capaz de interrumpir la corriente que pasa por este en caso de superar unos valores máximos. Consta de diferentes partes, un electroimán, una bobina y una lámina formada por dos metales de distinto coeficiente de dilatación. La intensidad de corte del magnetotérmico debe ser superior a la corriente que debe circular en ese tramo de la instalación. La intensidad máxima de salida del propio inversor es de 364 A, por lo que el interruptor que se dispondrá en el proyecto será de 400 A.



Figura 32. Interruptor magnetotérmico.

6.3 COMBINER BOX

Lo que en fotovoltaica se conoce como “Combiner Box” son cuadros eléctricos que tienen como función los diferentes ajustes que se realicen con los paneles fotovoltaicos con el fin de ajustar la tensión con el objetivo de que el inversor trabaje en los rangos de operación proporcionados por el fabricante

Las características del Combiner Box que se empleará son:

- La envolvente será de poliéster reforzado con fibra de vidrio.
- Estará protegido contra los rayos UV.
- La temperatura a la que puede trabajar estará entre -20 y +45 °C.
- Protección anticorrosión.

6.4 SERVICIOS AUXILIARES

Debido a la potencia de la instalación (200 kW_p) podría ser necesario, por Ley, una serie de servicios auxiliares que sirvan como protección para el proyecto. Estos servicios auxiliares pueden ser:

- Estación meteorológica.
- Sistema de monitorización: este sistema para el parque solar consiste en una red de PLCs conectados a un sistema de supervisión y mando local (SCADA). El sistema de control de la planta solar fotovoltaica estará formado por una red de RTUs y un sistema de conexión remota vía web, pudiéndose visualizar y controlar el parque desde el exterior (Cliente web). Permitirá capturar los datos, visualizarlos y almacenarlos localmente.
- Protecciones sobreintensidades.
- Protecciones cortocircuitos.
- Protecciones sobretensiones.
- Sistema de protección contra contactos indirectos.
- UPS: dispositivos que durante un apagón eléctrico pueden suministrar energía eléctrica durante un tiempo.

Se instalará un sistema de monitorización y control, previo al interruptor general de la industria. El dispositivo seleccionado será el DIN Sunny Home Manager (SHM) 2.0.

Debido al alto consumo eléctrico, el SHM será suministrado de transformadores de intensidad 1000/5 de núcleo abierto, para la lectura de los flujos de energía de la línea general del edificio. La función y objetivo de este dispositivo electrónico es la gestión de la energía eléctrica de la planta fotovoltaica y su almacenamiento. El sistema de monitorización cumple esencialmente con las siguientes labores:

- Acumulación de valores de medición de energía y potencia.
- Monitorización de energía: representación de flujos de energía a través del Sunny Portal.
- Gestión de energía: control automático de los consumos conectados con el objetivo de optimizar la eficiencia energética.
- Limitación dinámica de la inyección de potencia activa.

- Medición de potencia activa mediante el equipo de medición integrado con conexión directa hasta 63 A de corriente límite.

El SHM se encuentra listo para supervisar y monitorizar el inversor Riello Sirio K200 HV. Este sistema de monitorización establece la conexión a la web a través de un router para conectarse al portal del usuario y enviar las cifras que han sido leídas por el dispositivo.

Capítulo 7. ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1 INSTALACIÓN SOLAR

Concepto	Unidad	Cantidad	Suministro (€)	Precio total (€)
Módulo FV (580 W Si-mono)	Uds.	72	90	6.480
Cable DC PV ZZ-F	m	450	0,90	405
Cable AC PV ZZ-F	m	7	0,90	6,3
Seguidor solar 1Vx6	Uds.	12	300	3.600
Combiner Box	Uds.	1	1.100	1.100
Inversor Trifásico Sirio-K200	Uds.	1	11.000	11.000
Contador digital Fronius Smart Meter	Uds.	1	255,32	255,32
Sistema de monitorización SHM 2.0	Uds.	1	576,29	576,29
Interruptor diferencial ABB	Uds.	1	248,95	248,95
Interruptor magnetotérmico ABB	Uds.	1	45,95	45,95
Fusible Beny DC, 15 A – 1.000 V	Uds.	1	2,85	2,85
Portafusible	Uds.	1	2,55	2,55
Protector sobretensiones VP C40 Series	Uds.	1	29,95	29,95

TOTAL	23.753,16
--------------	------------------

Tabla 9. Tabla de elementos, unidades, cantidad y precio total de los elementos de la instalación solar.

El presupuesto total para la instalación solar, IVA incluido, es de **veintitrés mil setecientos cincuenta y tres euros con dieciséis céntimos (23.753,16 €)**.

7.2 INSTALACIÓN AUTOABASTECIMIENTO

Concepto	Unidad	Cantidad	Suministro (€)	Precio total (€)
Batería (500 kWh)	kWh	1	30.000	30.000
Convertidor DC/DC CE+T Stabiliti 30C3	Uds.	1	1.500	1.500
TOTAL				31.500

Tabla 10. Tabla de elementos, unidades, cantidad y precio total de los elementos de la instalación solar.

El presupuesto total para la instalación de almacenamiento, IVA incluido, es de **treinta y un mil quinientos euros (31.500 €)**.

7.3 CONJUNTO Y CONCLUSIÓN

TOTAL INSTALACIÓN SOLAR	23.753,16 €
TOTAL INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO	31.500 €
TOTAL	55.253,16 €

Tabla 11. Precio total de la instalación solar y almacenamiento.

Finalmente, el presupuesto completo de la instalación completas asciende hasta los **cincuenta y cinco mil doscientos cincuenta y tres euros con dieciséis céntimos (55.253,16 €)**.

Este proyecto se considera que deberá tener una duración mínima de 30 años, durante los cuales se estima que tendrá una generación media anual igual que aquella que ha tenido durante 2020, 54.493 kWh/año.

Asimismo, para realizar estos cálculos de forma correcta es necesario tener en cuenta que con el paso de los años los paneles irán reduciendo su rendimiento, consecuencia del deterioro de los materiales de la instalación. Este hecho se verá reflejado en una menor cantidad de energía producida por los paneles solares.

Según la ficha técnica de los paneles solares, el fabricante garantiza que los paneles producirán una potencia mínima del 80% después de los 30 años. Por otro lado, el productor de las baterías de almacenamiento asegura que la capacidad mínima de este sistema pasado 28 años será del 85% con una media de un ciclo de carga y descarga al día. Según las estimaciones que se han realizado, debido a la gran cantidad de horas de Sol que hay en el lugar del emplazamiento de la instalación fotovoltaica, se sabe que se realizarán aproximadamente un ciclo de carga-descarga al día.

Según los datos de los fabricantes, se tiene que de forma lineal se degradarán un 0,67%/año los módulos durante los 30 años de funcionamiento, mientras que el porcentaje de degradación del sistema de almacenamiento es del 0,53 %/año.

Degradación paneles solares anualmente:

$$\frac{-20\%}{30 \text{ años}} = -0,67 \text{ \%/año}$$

Degradación baterías de almacenamiento:

$$\frac{-15\%}{28 \text{ años}} = -0,53\%/año$$

Para hallar la energía producida durante un año se calcula:

$$E_p = P_p \cdot n \cdot h \cdot d \cdot \eta$$

$$E_p = 580 \cdot 72 \cdot 6 \cdot 365 = 91.454,4 \text{ kWh/año}$$

Donde:

- E_p : energía producida por la instalación [kWh/año].
- P_p : potencia pico de cada panel solar [580 W_p].
- n : número de paneles con los que cuenta la instalación [72 paneles].
- h : horas equivalentes de Sol al día. Este valor se ha calculado en apartados anteriores [6 horas].
- d : días que hay en un año [365 días].
- η : rendimiento, porcentaje de días con Sol durante el año y que los paneles pueden trabajar en condiciones óptimas.

Según la AEMET, los días despejados al año en canarias en términos porcentuales son:

Mes	Porcentaje despejado (%)
Enero	68
Febrero	72
Marzo	74
Abril	73
Mayo	77

Junio	90
Julio	98
Agosto	95
Septiembre	80
Octubre	66
Noviembre	62
Diciembre	64
TOTAL PROMEDIO	76,6%

Tabla 12. Porcentaje de días despejado en la ubicación de la instalación por cada mes del año.

Se procede, también a realizar el cálculo de la energía producida por los paneles anualmente teniendo en cuenta su rendimiento (-0,67%/año) durante los próximos 30 años que se pretende que esté en funcionamiento el proyecto.

Año	Rendimiento	Energía producida por los paneles anualmente (kWh/año)
2021	100,00%	70.054
2022	99,33%	69.587
2023	98,67%	69.120
2024	98,00%	68.653
2025	97,33%	68.186

2026	96,67%	67.719
2027	96,00%	67.252
2028	95,33%	66.785
2029	94,67%	66.318
2030	94,00%	65.851
2031	93,33%	65.384
2032	92,67%	64.917
2033	92,00%	64.450
2034	91,33%	63.983
2035	90,67%	63.516
2036	90,00%	63.049
2037	89,33%	62.582
2038	88,67%	62.115
2039	88,00%	61.648
2040	87,33%	61.181
2041	86,67%	60.714
2042	86,00%	60.247
2043	85,33%	59.780

2044	84,67%	59.313
2045	84,00%	58.846
2046	83,34%	58.380
2047	82,67%	57.913
2048	82,00%	57.446
2049	81,34%	56.979
2050	80,67%	56.512
2051	80,00%	56.045
TOTAL PRODUCIDO		1.954.528 kWh

Tabla 13. Energía producida anualmente desde 2021 hasta 2051.

Asimismo, la instalación con una media de consumo anual de 54.493 kWh/año, tendrá una demanda total durante los próximos 30 años de 1.634.790 kWh. Como se puede apreciar, la demanda es inferior a la producción, por lo que el consumo de la finca será única y exclusivamente debido a la energía solar.

En lo que se refiere a los días nublados, esto equivaldrá al 23,4% del tiempo y 457.359 kWh al final de los 30 años. En términos medios, se establece que con una media de un día cada cuatro la energía que consume la granja será aquella almacenada en las baterías (aproximadamente 150 kWh). Estas disponen de una capacidad de 500 kWh, con los consumos promedios que se estiman y la energía producida por la planta, estas tardarán nueve días aproximadamente en rellenarse (50 kWh/día) y una vez cargadas, tardarán de media tres días en volverse a cargar. Debido a esto estarán constantemente utilizándose la energía de los paneles para la instalación.

Asimismo, la instalación con una media de consumo anual de 54.493 kWh/año, tendrá una demanda total durante los próximos 30 años de 1.634.790 kWh. Como se puede apreciar, la demanda es inferior a la producción, por lo que el consumo de la finca será única y exclusivamente debido a la energía solar.

En lo que se refiere a los días nublados, esto equivaldrá al 23,4% del tiempo y 457.359 kWh al final de los 30 años. En términos medios, se establece que con una media de un día cada cuatro la energía que consume la granja será aquella almacenada en las baterías (aproximadamente 150 kWh). Estas disponen de una capacidad de 500 kWh, con los consumos promedios que se estiman y la energía producida por la planta, estas tardarán nueve días aproximadamente en rellenarse (50 kWh/día) y una vez cargadas, tardarán de media tres días en volverse a cargar. Debido a esto estarán constantemente utilizándose la energía de los paneles para la instalación.

Debido a que no se va a estar consumiendo continuamente toda la energía que está siendo producida por la instalación, existirán momentos en los que se almacene en las baterías, se consuma a la vez que se produzca y, en las situaciones en donde las baterías se encuentren completas, se verterá a la red.

En términos económicos se decide proponer que la diferencia entre la energía que necesitan los edificios de la finca y la energía producida por los paneles será vertida a la red y no se consumirá nada de esta.

Para calcular el ahorro que tendrá la instalación se tiene en cuenta el coste que hubiese tenido la electricidad si esta hubiese sido consumida. Además, como se verterá energía a la red se suma el precio al cual el estado compra de media esta energía, ya que como se ha expuesto previamente, la instalación no estaría sujeta a compensación. Tal y como se expuso en el apartado “Conexión a la Red”, el precio medio de compra de la energía sería 0,0789 €/kWh, mientras que el precio medio de la electricidad en España 0,166792 €/kWh según REE.

Se procede a exponer en una tabla todos aquellos valores importantes en el proyecto; la energía producida cada año por la instalación, la energía que consumirán los edificios del proyecto, así como el ahorro que supondrá que esta energía provenga de los paneles solares, la energía que se verterá a la red y su recaudación y, finalmente, el total de la suma de la cantidad de dinero ahorrado y aquello recaudado debido a la energía que se estará vertiendo a la red.

Año	Energía producida por la instalación (kWh)	Consumido (kWh)	Ahorro (€)	Energía vertida a la red (kWh)	Recaudado (€)	Total (€)
2021	70.054	54.493	9.088,89	15.561	1.227,76	10.316,65
2022	69.587	54.493	9.088,89	15.094	1.190,92	10.279,80
2023	69.120	54.493	9.088,89	14.627	1.154,07	10.242,96
2024	68.653	54.493	9.088,89	14.160	1.117,22	10.206,11
2025	68.186	54.493	9.088,89	13.693	1.080,38	10.169,27
2026	67.719	54.493	9.088,89	13.226	1.043,53	10.132,42
2027	67.252	54.493	9.088,89	12.759	1.006,69	10.095,57
2028	66.785	54.493	9.088,89	12.292	969,84	10.058,73
2029	66.318	54.493	9.088,89	11.825	932,99	10.021,88
2030	65.851	54.493	9.088,89	11.358	896,15	9.985,03
2031	65.384	54.493	9.088,89	10.891	859,30	9.948,19
2032	64.917	54.493	9.088,89	10.424	822,45	9.911,34
2033	64.450	54.493	9.088,89	9.957	785,61	9.874,49
2034	63.983	54.493	9.088,89	9.490	748,76	9.837,65
2035	63.516	54.493	9.088,89	9.023	711,91	9.800,80
2036	63.049	54.493	9.088,89	8.556	675,07	9.763,96
2037	62.582	54.493	9.088,89	8.089	638,22	9.727,11
2038	62.115	54.493	9.088,89	7.622	601,38	9.690,26
2039	61.648	54.493	9.088,89	7.155	564,53	9.653,42
2040	61.181	54.493	9.088,89	6.688	527,68	9.616,57
2041	60.714	54.493	9.088,89	6.221	490,84	9.579,72
2042	60.247	54.493	9.088,89	5.754	453,99	9.542,88
2043	59.780	54.493	9.088,89	5.287	417,14	9.506,03
2044	59.313	54.493	9.088,89	4.820	380,30	9.469,19
2045	58.846	54.493	9.088,89	4.353	343,45	9.432,34
2046	58.380	54.493	9.088,89	3.887	306,68	9.395,57
2047	57.913	54.493	9.088,89	3.420	269,84	9.358,73
2048	57.446	54.493	9.088,89	2.953	232,99	9.321,88
2049	56.979	54.493	9.088,89	2.486	196,15	9.285,03
2050	56.512	54.493	9.088,89	2.019	159,30	9.248,19

2051	56.045	54.493	9.088,89	1.552	122,45	9.211,34
Total	1.954.525	1.689.283	281.755,51	265.242	20.927,59	302.683,11

Tabla 14. Cantidad ahorrada, consumida y su total al año.

También es destacable que en el año 2051 los beneficios debido a la energía introducida en la red son simplemente de 122,45 €, reflejando que probablemente no sea buena opción seguir trabajando muchos años más con estos paneles debido tanto, al rendimiento de estos como debido al rendimiento de la instalación.

Para comprobar la rentabilidad del proyecto al cabo de los 30 años, se expone una tabla económica donde se puede observar que la instalación no tendrá beneficios hasta el sexto año. Mientras que la inversión inicial es de un muy alto valor, al cabo de los años esto supone una rentabilidad bastante superior, incluso consiguiendo prácticamente la mitad de la inversión inicial con la energía vertida a la red.

Año	Coste instalación (€)	Mantenimiento (€)	Total conseguido (€)	Cash Flow (€)	Beneficio (€)
0	-55.253,16				-55.253,16
1		-500	10.316,65	9.816,65	-45.436,51
2		-500	10.279,80	9.779,80	-35.656,71
3		-500	10.242,96	9.742,96	-25.913,75
4		-500	10.206,11	9.706,11	-16.207,64
5		-500	10.169,27	9.669,27	-6.538,37
6		-500	10.132,42	9.632,42	3.094,05
7		-500	10.095,57	9.595,57	12.689,62
8		-500	10.058,73	9.558,73	22.248,35
9		-500	10.021,88	9.521,88	31.770,23
10		-500	9.985,03	9.485,03	41.255,26
11		-500	9.948,19	9.448,19	50.703,45
12		-500	9.911,34	9.411,34	60.114,79
13		-500	9.874,49	9.374,49	69.489,28
14		-500	9.837,65	9.337,65	78.826,93
15		-500	9.800,80	9.300,80	88.127,73
16		-500	9.763,96	9.263,96	97.391,69
17		-500	9.727,11	9.227,11	106.618,80

18		-500	9.690,26	9.190,26	115.809,06
19		-500	9.653,42	9.153,42	124.962,48
20		-500	9.616,57	9.116,57	134.079,05
21		-500	9.579,72	9.079,72	143.158,77
22		-500	9.542,88	9.042,88	152.201,65
23		-500	9.506,03	9.006,03	161.207,68
24		-500	9.469,19	8.969,19	170.176,87
25		-500	9.432,34	8.932,34	179.109,21
26		-500	9.395,57	8.895,57	188.004,78
27		-500	9.358,73	8.858,73	196.863,51
28		-500	9.321,88	8.821,88	205.685,39
29		-500	9.285,03	8.785,03	214.470,42
30		-500	9.248,19	8.748,19	223.218,61
31		-500	9.211,34	8.711,34	231.929,95

Tabla 15. Balance a los 30 años.

Para tener una visión global de lo que supondrá este proyecto agrovoltaico se imprime un gráfico donde se puede observar la linealidad de los beneficios, el año a partir del cual se consigue una rentabilidad positiva a la instalación y hasta donde podrían llegar los beneficios

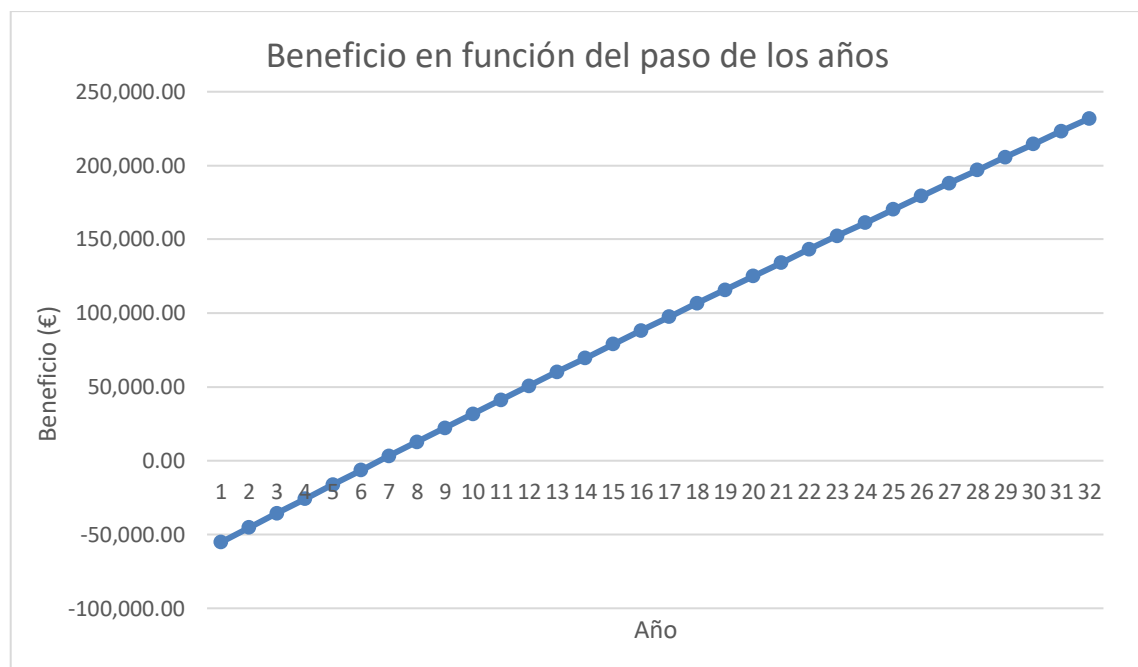


Figura 33. Gráfico sobre la evolución del beneficio.

Sobre el beneficio existe una parte que es dinero ahorrado, mientras que existe otra cantidad que es dinero que se percibe debido a la venta de la energía. Este dinero conseguido sumará un monto total durante los próximos 30 años de 20.927,59 €.

7.4 CONCLUSIÓN ECONÓMICA

Para observar desde un punto más económico el potencial de la instalación, se calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) con el fin de evaluar el proyecto y la inversión, así como su viabilidad para comprobar si es una alternativa adecuada.

Para el VAN de una instalación solar normalmente la tasa de descuento se encuentra entre un 6% y un 12%, por lo que se utiliza para esta instalación una tasa de descuento del 10%, ya que es un valor intermedio y bastante aceptable para situarse en un caso intermedio.

$$\text{VAN 30 años} = 34.896 \text{ €}$$

Debido a que el valor del VAN es positivo, el proyecto tendrá unos beneficios por encima de la rentabilidad pedida, siendo esta del 10% como se mencionó previamente.

La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión.

$$\text{TIR 30 años} = 17,28\%$$

Asimismo, como el TIR (17,28%) es mayor que la tasa de descuento (10%) el proyecto es aceptable, por lo que se debería llevar a cabo.

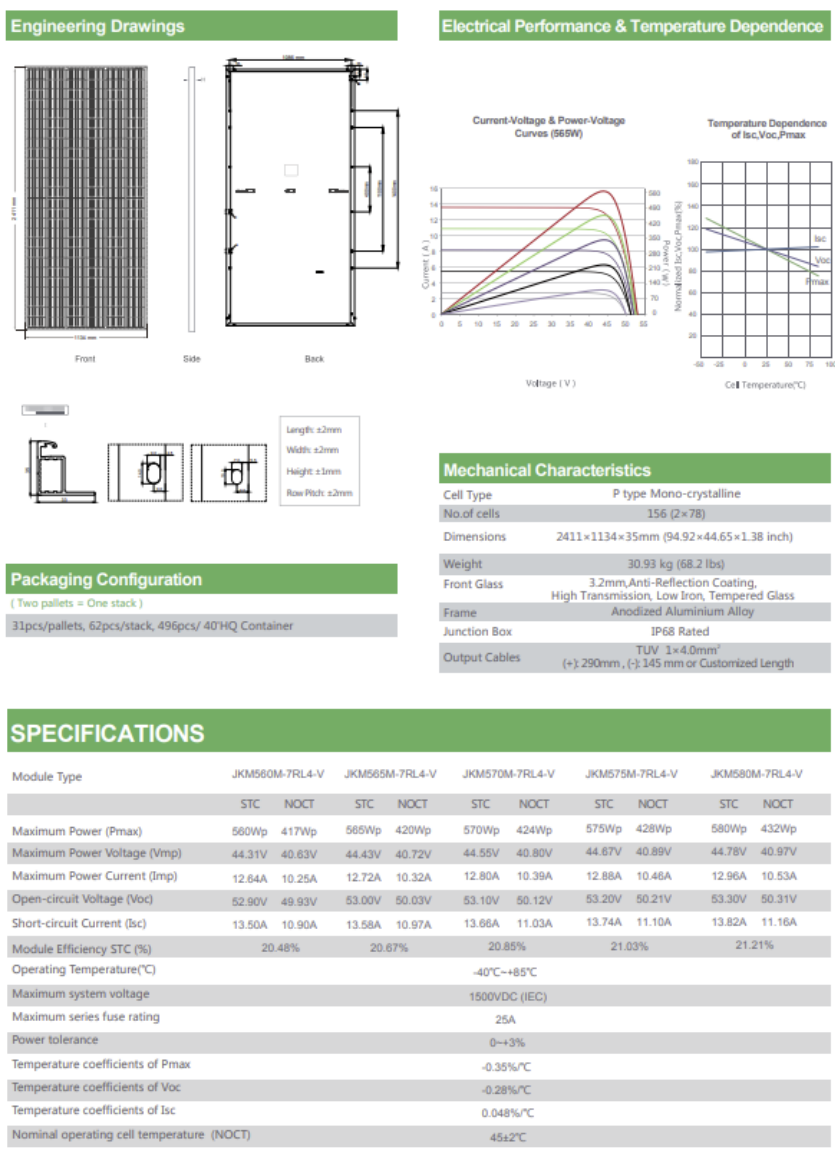
Inversión inicial	55.253,16 €
Energía producida	1.954.525 kWh
Energía vertida a la red	265.242 kWh

Tasa de descuento	10%
VAN	34.896 €
TIR	17,28%
Retorno de la inversión	6 años
Balance final (ahorro)	281.755,51 €
Balance final (beneficio)	20.927,59 €
Balance total	231.929,95 €

Tabla 16. Resumen económico

Capítulo 8. FICHAS TÉCNICAS

8.1 FICHA TÉCNICA PANEL SOLAR



*STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5
 NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s
 * Power measurement tolerance: ± 3%

8.3 FICHA TÉCNICA INVERSOR

MODELO	SIRIO K40	SIRIO K64	SIRIO K80	SIRIO K100	SIRIO K200
Potencia nominal corriente alterna	40 KVA	64 KVA	80 KVA	100 KVA	200 KVA
Potencia máxima corriente alterna	40 KW (cosφ=1)	64 KW (cosφ=1)	80 KW (cosφ=1)	100 KW (cosφ=1)	200 KW (cosφ=1)
ENTRADA					
Tensión continua máxima en circuito abierto	800 Vdc				
Rango completo de MPPT	330 ÷ 700 Vdc				
Intervalo de ejercicio	330 ÷ 700 Vdc				
Corriente de entrada máxima	130 Acc	205 Acc	260 Acc	320 Acc	650 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	390 Vdc				
Tensión de Ripple	<1%				
Número de entradas	1				
Número de MPPT	1				
Conectores CC	Term. de tornillo	Busbar			
SALIDA					
Tensión de ejercicio	400 Vca				
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vca ⁽¹⁾				
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vca				
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51,5 Hz ⁽¹⁾				
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz				
Corriente nominal	58 Aca	92 Aca	115 Aca	145 Aca	289 Aca
Corriente máxima	73 Aca	117 Aca	146 Aca	182 Aca	364 Aca
Contributo a la corriente di cortocircuito	110 Aca	175 Aca	219 Aca	274 Aca	546 Aca
Distorsión armónica (THDi)	<3%				
Factor de potencia	de 0,9 ind. a 0,9 cap. ^{P. (1)}				
Separación galvánica	Transformador BF				
Conectores CA	Term. de tornillo	Busbar			
SISTEMA					
Rendimiento máximo	95,8%	96,1%			96,2%
Rendimiento europeo	95%			95,1%	95,2%
Consumo stand-by	<32W				
Consumo de noche	<32W				
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA - Seccionador en lado CC				
Protección funcionamiento en isla	SI				
Detección dispersión hacia tierra	SI				
Disipación de calor	Ventilador controlado				
Temperatura de servicio	-20°C ÷ 45°C (sin reducción de potencia)				
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C				
Humedad	5 ÷ 95% sin condensación				
Peso	420 Kg	600 Kg	650 Kg	720 Kg	1580 Kg
STANDARDS					
EMC	EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12				
Seguridad	EN62109-1, EN62109-2				
Directivas	Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC				
Supervisión de la red	CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE 0126-1-1, G59/2, Real Decreto 413/2014, PO12.3				CEI 0-21, CEI 0-16, A70, Real Decreto 413/2014, PO12.3

NOTA: Para los dibujos mecánicos y gráficos de rendimiento, consulte la pag. 63

(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.

8.5 FICHA TÉCNICA CONVERTIDOR DC/DC



Stabiliti 30C3



Smart power conversion for the energy revolution!
Ideal solution for C&I, AC & DC microgrids or electric vehicles, among others.

Innovative technology:

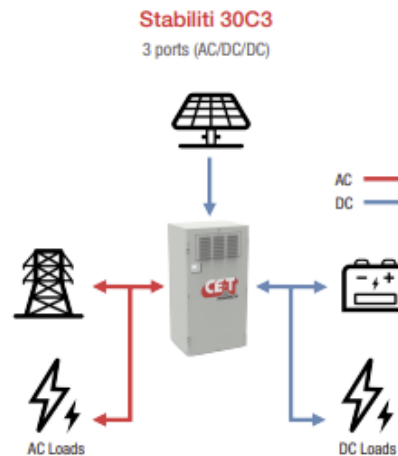
Stabiliti 30C3 is an innovative multiport power converter with **3 bidirectional ports** (AC/DC/DC) to easily interconnect **power sources** (grid, PV and batteries) and **loads** (AC or DC). Using a single multiport converter offers much easier systems **integration, control** and ongoing **maintenance** by simplifying system level hardware and software design. The enclosure is IP54 and can therefore be installed indoors or outdoors.

Battery life is extended through **galvanic isolation** (protection against grid disturbances) and built-in smart **algorithms** to minimize battery stress. The wide DC voltage range allows the use of **multiple storage** technologies such as lead-acid, lithium-ion, super-caps, aqueous batteries, flow batteries or flywheels. The galvanic isolation also maximizes **PV production** over the long-term, by reducing PID (Potential-Induced Degradation).

Applications:

The Stabiliti 30C3 can be used for energy management applications for:

- **Commercial and Industrial (C&I):**
 - Increase **self-consumption** of renewable energy
 - Minimize demand costs by peak shaving
 - Be paid for **grid support** (reinjection and demand response)
 - Backup power for **AC & DC loads**
- **Microgrids:**
 - Same advantages as C&I solution but for **several consumers**
 - Grid **interactive** or completely **off-grid**
 - Save fuel for generators (Solar + Storage microgrid)
- **Electric vehicles:**
 - Integrate **renewable energy, energy storage** with fast chargers
 - **Reduce** energy costs and demand costs (via renewable and increased self-consumption)
 - Supports **Vehicle-to-Grid "V2G"** applications



Building blocks:

Stabiliti is a 30 kW modular power converter that can be used to design systems of up to 240 kW.

Illustrations are non-binding and may include customized fittings.

Stabiliti 30C3

Model	Stabiliti 30C3
General	
Part Number	30C3
Size (W x H x D)	20.5" x 40" x 16" / 520 x 1016 x 406 mm
Weight	135 lbs / 61 kg
Enclosure protection	NEMA-3R / IP54 (powder-coated aluminum)
Mounting	Wall mount (vertical)
Wiring	Hinged access panel
Isolation between AC and DC ports	Galvanic isolation
North American Certifications	UL1741, UL1741SA and IEEE1547a
International Certifications	AS4777, CE (pending)
Compliances	CA Rule 21, PJM, RoHS and Reach
Supported SunSpec models	1, 103, 120, 121, 122, 123, 126, 129, 130, 132, 134, 135 and 136 (pending)
AC Grid port (In / Out)	
Output power	60 Hz: 30 kW / 50 Hz: 25 kW
Nominal current (maximum)	60 Hz: 37 A (44 A) / 50 Hz: 39 A (44 A)
Nominal output voltage (range)	3 x 480 Vac (422 to 528) / 3 x 400 Vac (334 to 440)
Nominal output frequency (range)	60 Hz (55 to 65 Hz) / 50 Hz (45 to 55 Hz)
Power factor (programmable range)	> 0.99 at rated output power (0.75 leading to 0.75 lagging)
Reactive power range (programmable)	+21 kVAR to -21 kVAR
Conversion efficiency (CEC*)	95.5% (95%)
Current harmonics	< 5% THD
Microgrid features	Voltage forming and load following / 240 kVA maximum
Microgrid black start	Integrated
DC Battery port (In / Out)	
Output power	30 kW
Output current	60 A
Output voltage range	100 to 1000 Vdc (derating below 500 Vdc)
Open-circuit voltage (Voc)	1000 Vdc
DC Filter	Integrated differential choke
DC Disconnect	External
Wiring configurations	Ground referenced (monopolar or bipolar) or floating
GFDI protection	1 A: fused
DC PV port (In / Out)	
Output power	30 kW
Output current	60 A
Output voltage range	100 to 1000 Vdc (derating below 500 Vdc)
Open-circuit voltage (Voc)	1000 Vdc
DC Filter	Integrated differential choke
DC Disconnect	External
Wiring configurations	Ground referenced (monopolar or bipolar) or floating
GFDI protection	1 A: fused
Monitoring and control	
Available control methods	Idle, net, power (grid and battery), current (battery) and MPPT (PV)
Monitoring / Control interfaces	RS-485 Modbus RTU - 2W / Modbus TCP over Ethernet
Fault logging	Saves all operating data when a fault occurs
Firmware updates	Remote via Telnet and FTP
Environmental	
Transient overvoltage protection	AC and DC MOVs in wiring tray
Operating temperature	-25 to 60°C (derating starting at 50°C)
Storage temperature	-40 to 85°C
Relative humidity	0 to 100% (non-condensing)
Cooling	Forced air (with variable speed fan)

* Based on California Energy Commission (CEC) efficiency calculation.

Stabiliti 30C3 - Datasheet - v1.1 Specifications can change without notice. New data will be updated on our website: www.cet-america.com.
The present equipment is protected by several international patents, trademarks and copyrights.

8.6 FICHA TÉCNICA BATERÍA



Totalmente equipados

- Baterías y Ketter-Control (BMS inteligente)
- Sistema de enfriamiento
- Software de control
- Elementos de seguridad



- Detector de incendios y sofocación
- Detección de gas
- Parada de emergencia
- Sensores de temperatura, más de 12.000 por contenedor.
- Interruptor de desconexión de emergencia

- Puede incorporar un sistema SCADA para su monitorización y mando sobre la instalación. Compatible con otros SCADAs utilizando distintos diferentes protocolos de comunicación.

Aplicaciones

Como STATCOM también se utiliza en redes de alta, media y baja tensión para funciones de apoyo a la red; como la gestión de frecuencia, de picos de potencia o el soporte de tensión. Compuesta por módulos de batería de litio ion fosfato, con tecnología de control inteligente, para uso en grandes instalaciones de almacenamiento.

Energía

- Arbitraje
- Nivelación de carga
- Regulación secundaria de potencia - frecuencia
- Seguridad de abastecimiento
- Laminado de picos
- Arranque de autógeno

Potencia

- Suavizado de pendientes
- Regulación primaria de potencia - frecuencia
- Seguimiento de carga
- Calidad de potencia
- Emulación de inercia

De minutos a horas

Tiempo de respaldo requerido

De milisegundos a minutos

www.ketterbatteries.com

fabricado en España

info@ketterbatteries.com

8.7 FICHA TÉCNICA CABLE





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.
BASED ON: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502

DESIGN



Conductor
Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation
Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

Outer sheath
Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

APPLICATIONS

The Topsolar® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO AVAILABLE



More information at: www.topcable.com

TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K
SOLAR CABLES
EN 2020 ED 001

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Tras el estudio completo, desde el emplazamiento hasta la viabilidad económica, pasando por la disposición de los paneles, las baterías, los sistemas de protección, etc. Se llega a la conclusión definitiva que se trata de un proyecto viable.

Esto se ve reflejado, principalmente, en la viabilidad económica, ya que la remuneración al cabo de los años es bastante voluminosa tal y como muestran tanto el VAN como la TIR. Además, se está contribuyendo a un cambio generacional que desde el Gobierno de la Nación se lleva solicitando desde hace unos años y, tras las nuevas normativas y ventajas, se puede llevar a cabo definitivamente.

Las energías renovables son ya el presente, y si se cuenta con la hibridación de las plantas con baterías para conseguir una mejor gestión de la energía producida, se estaría a la vanguardia de esta tecnología.

Finalmente, como trabajo futuro, esta instalación quedará diseñada pero, con al cabo de unos años y tras avances tecnológicos, en el momento que sea oportuno realizar una remodelación de la planta solar, probablemente sea buena opción mantener la disposición e introducir baterías de hidrógenos. Esta tecnología se encuentra ahora mismo en desarrollo y es bastante complicado contar con la tecnología debido a los altos costes, pero, según estiman los expertos a partir de 2050 empezará a ser una tecnología avanzada y más eficaz que las baterías de ion-litio implantadas en este proyecto.

Capítulo 10. OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE (ODS)

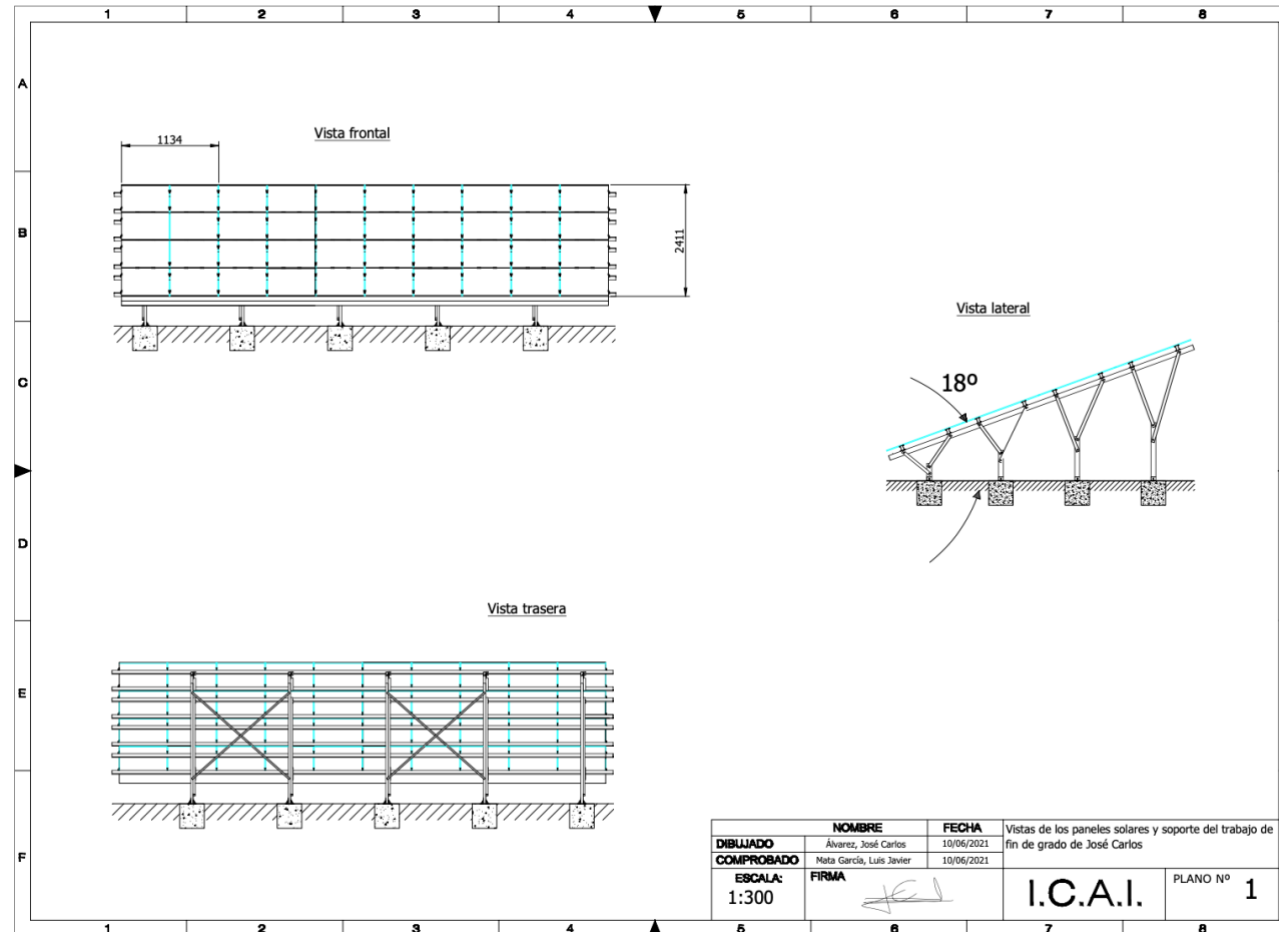
En esta sección, el proyecto que se desea realizar tiene una vinculación específica con tres ODS, principalmente. Estas ODS son “energía asequible y no contaminante”, “acción por el clima” y, en menor proporción “trabajo decente y crecimiento económico”.

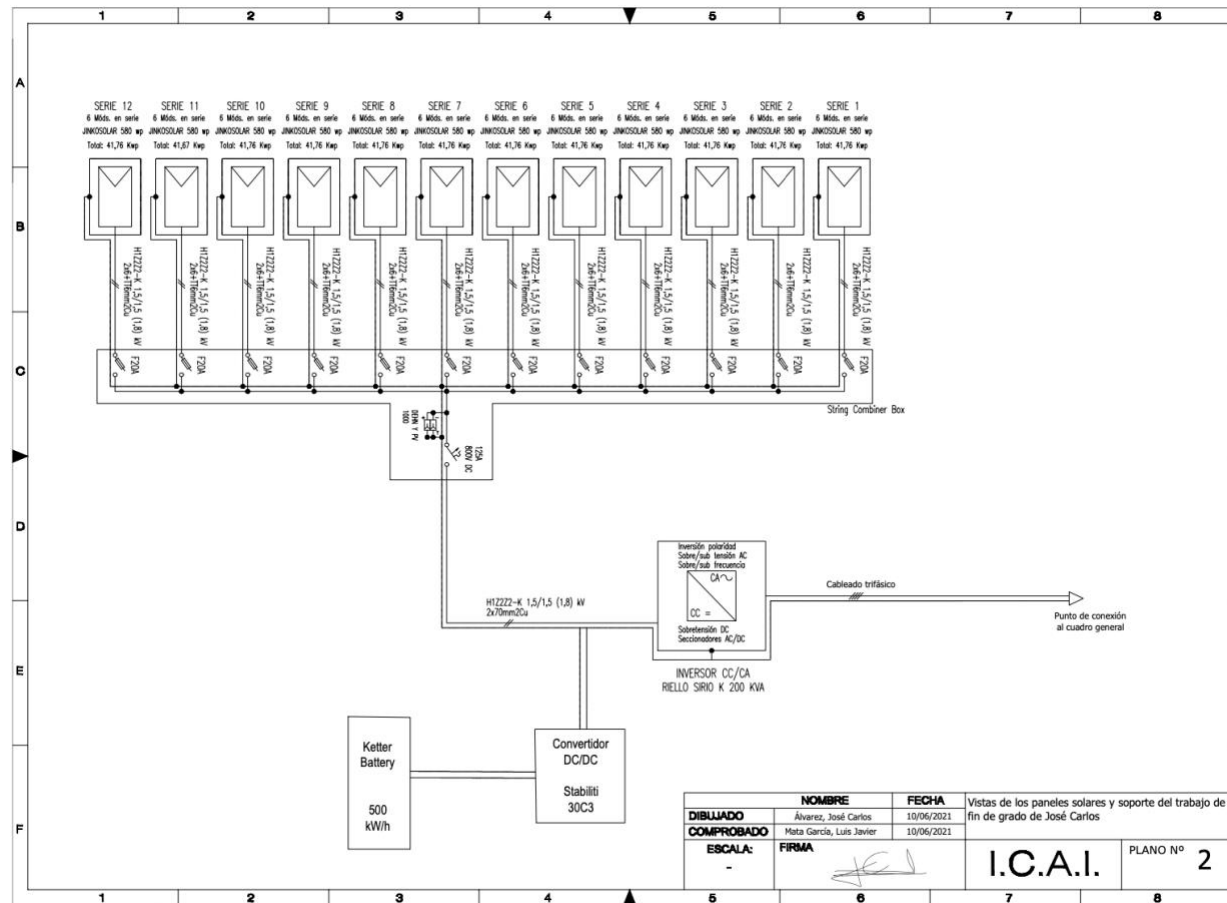
La primera ODS con la que se alinea este proyecto, energía asequible y no contaminante, este proyecto tiene su principal contribución en conseguir una energía fiable y no contaminante que puede llegar a todas las partes del mundo, cuyo impacto ambiental es nulo ya que se trata de una energía verde. Asimismo, con la inversión que se realiza en este proyecto se consigue una aportación para el desarrollo de esta tecnología, así como una apuesta por los sistemas de almacenamiento, tratándose de manera indirecta de una cooperación para facilitar la investigación y el desarrollo de las tecnologías relativas a las energías verdes.

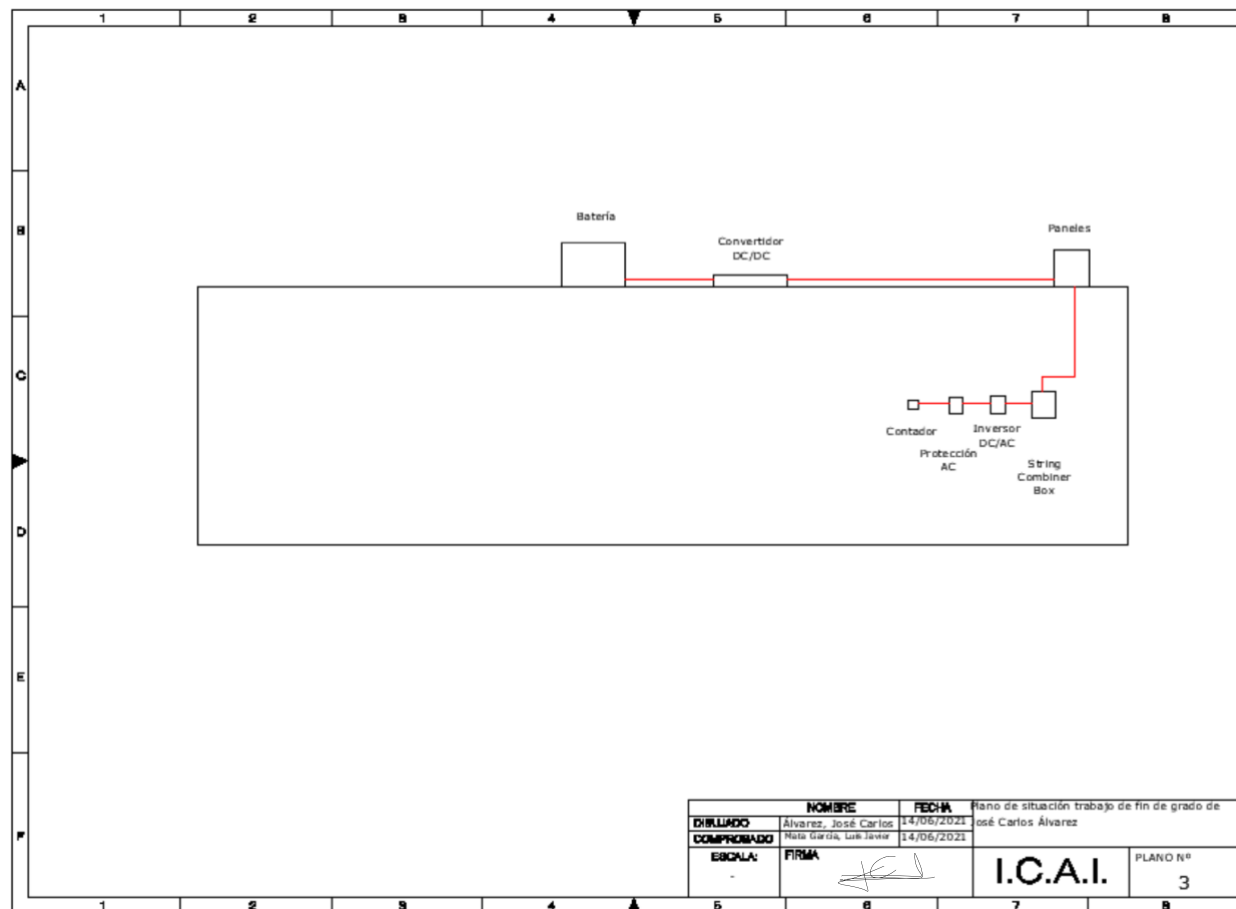
Por otro lado, en lo que respecta a la “acción por el clima”, al tratarse de energías limpias se está contribuyendo a evitar la emisión de CO₂ al ambiente, y de esta forma evitar la contaminación y contribuir a una mayor sensibilización por el clima y medio ambiente.

Por último, el proyecto que se desea realizar tiene cierta relación con la ODS “trabajo decente y crecimiento económico” ya que se trata de una instalación eficiente, empleando recursos naturales y desvinculando el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente.

Capítulo 11. PLANOS







Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [MART16] Martil, Ignacio. “¿Para cuando el final de los combustibles fósiles?”. Econonuestro. 14 Mayo, 2016. <https://blogs.publico.es/econonuestra/2016/05/14/para-cuando-el-final-de-los-combustibles-fosiles/>.
- [ADRA18] Acceso a Datos de Radiación Solar de España (ADRASE), 2018, “Radiación solar canarias”, <http://www.adrase.com/acceso-a-los-mapas/mapa-zona-canarias.html>.
- [UNEF] Agencia internacional de la energía en colaboración con Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
- [BNEF] Bloomberg New Energy Finance & PV Energy Trend, “¿Qué tipo de panel solar fotovoltaico elijo?”, <https://inarquia.es/tipos-panel-solar-fotovoltaico-elijo/>
- [REE21] Red Eléctrica de España (REE). “2020, el año de la energía más ‘verde’ gracias al récord en generación eólica y solar fotovoltaica”. 12 Marzo, 2021 , <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/03/2020-energia-mas-verde-gracias-record-eolica-y-solar-fotovoltaica#:~:text=A%20cierre%20de%202020%2C%20el,tecnolog%C3%ADa%20l%C3%ADder%20de%20nuestro%20pa%C3%ADs>
- [REE19] Red Eléctrica de España (REE) en colaboración con Unión Española Fotovoltaica (UNEF). “El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética”. 2019. https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2019/09/memoria_unef_2019-web.pdf

- [ALPG20] Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria. “El sistema eléctrico en Canarias”. Marzo, 2020. <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>
- [ELIS20] Eliseo, Sebastián. “Calidad de células para paneles solares fotovoltaicos”. 20 Marzo, 2020. <https://eliseosebastian.com/calidad-de-celulas-para-paneles-solares-fotovoltaicos/>
- [INAR] Inarquía. “Paneles Solares Bifaciales: Qué son, Ventajas y Precios”. (<https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/#:~:text=Qu%C3%A9%20Son%20los%20Paneles%20Solares,no%20capta%20la%20radiaci%C3%B3n%20solar>)
- [UTRI18] Utrilla Bustamante, María de la Candelaria. “Estudio técnico-económico de la implantación de una batería en un parque eólico”. Junio, 2018.
- [TECN16] Blog Tecnosol, Energía Solar y Sistemas de Riesgo. “Consejos para instalaciones fotovoltaicas: Distancia entre filas de paneles solares para evitar el sombreado”. 5 Diciembre, 2016. <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>
- [BIBI] Bibing, “Estudio de Seguridad y Salud en Instalación Fotovoltaica”, <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5084/fichero/6.ESTUDIO+SEGURIDAD+Y+SALUD%252FESTUDIO+SEGURIDAD+Y+SALUD.pdf>
- [IDAE19] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, “Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red”. Julio, 2019.

Parte II

Capítulo 1. ANEXO I

1.1 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1.1.1 OBJETO

A través del presente documento se trata de realizar el Estudio de Seguridad y Salud, aunque con una serie de información acotada, que forma parte del proyecto. Este estudio básico establecerá una previsión de los procedimientos, equipos y medios auxiliares a utilizar en la construcción, previendo los riesgos laborales que pueden suponer las obras para la construcción del proyecto y las medidas a adoptar para evitarlos, o como mínimo reducir, cualquier tipo de catástrofe durante la fase de construcción y su consecuente puesta en marcha. Además, se establecerán los servicios sanitarios a disponer durante los trabajos de construcción, todo ello según lo establecido en el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

El promotor estará obligado a que se produzca la redacción del estudio básico de seguridad y salud, en aquellos proyectos de obras no incluidos en ninguno de los casos presentes entre los siguientes apartados:

- El presupuesto de ejecución de la obra del proyecto sea igual o superior a 450.800 €.
- Duración estimada de las obras superior a los 30 días laborables
- Emplear en algún momento de las obras a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- En el momento en que el volumen de mano de obra que se estima sea superior a 500 personas de manera simultánea.
- Edificación de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En el resto de proyectos que no hayan sido incluidos en el apartado anterior, se tendrá que redactar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

1.1.2 CONTENIDO

El Estudio Básico de Seguridad y Salud deberá contener como mínimo:

- El alegato correspondiente de la inclusión en el proyecto de un Estudio Básico de Seguridad y Salud en vez de un Estudio de Seguridad y Salud.
- La descripción e identificación de la obra y sus normas de seguridad y salud aplicables a los trabajos.
- El correcto reconocimiento de los riesgos laborales que puedan ser evitados, identificando las medidas apropiadas para su consecución.
- Aquellos riesgos laborales que no puedan ser eliminados en su totalidad, detallando todas aquellas medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia.
- Se deberá tener en cuenta cualquier otro tipo de actividad que se lleve a cabo en la fase de construcción y que deberá contar con medidas específicas relativas a los trabajos que implican riesgos especiales para la salud o para la salud de los trabajadores.
- Toda información que pueda resultar de utilidad para los previsibles trabajos posteriores.

1.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

NORMATIVA DE APLICACIÓN

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

ALEGATO A LA INCLUSIÓN DE UN PROYECTO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Para la correspondiente presentación de un Estudio Básico de Seguridad y Salud es necesario que se cumplan los requisitos expuestos anteriormente. A continuación, se verificará dicha información.

El presupuesto de ejecución de la obra del proyecto sea igual o superior a 450.800 €.	El presupuesto total de ejecución de la obra es de 55.253,16 €
Duración estimada de las obras superior a los 30 días laborables.	La duración total de la obra se estima que un plazo de 20 días laborales es suficiente
Emplear en algún momento de las obras a más de 20 trabajadores simultáneamente.	Para la construcción del proyecto bastará con 2 trabajadores, pudiendo ser en determinados momentos hasta 4
En el momento en que el volumen de mano de obra que se estima sea superior a 500 personas de manera simultánea.	No habrán más de 4 trabajadores de manera simultánea
Edificación de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.	No se producirá ningún tipo de edificación de galería, túnel o presa

Tabla 17. Motivo Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Con el fin de justificar lo expuesto previamente, se redactará todo lo que se considere oportuno para aclarar cómo será la obra de la instalación de una manera más concreta.

Presupuesto

Tal y como se ha detallado en la parte económica, el presupuesto de la instalación será de 55.253,16 €. De la misma que ha descrito previamente, este presupuesto podría variar en caso de no conseguir exactamente los mismos instrumentos que se han detallado, pero en ningún caso excederá el monto de los 450.800 €, siendo esta cantidad considerablemente superior.

Duración de las obras

Para que se tenga en consideración el tiempo que se estima que durarán las obras, se procede a realizar una descripción detallada de todo el proceso de construcción de la instalación.

El orden cronológico que se llevará a cabo en la construcción de la instalación es el que se describe a continuación:

1. Montaje de las herramientas y de aquellos sistemas que resulten necesarios para asegurar, en primer lugar, la seguridad de las personas y, en segunda instancia, los materiales durante los trabajos.
2. Montaje de la estructura horizontal de soporte que se situará encima de la cubierta de ladrillo del almacén y donde se dispondrán los paneles fotovoltaicos.
3. Acoplamiento de los módulos solares sobre la estructura de soporte.
4. Montaje del sistema de almacenamiento junto al propio convertidor DC/DC.
5. Conexión del correspondiente cableado de corriente continua.
6. Montaje del inversor.
7. Conexión del correspondiente cableado de corriente alterna.
8. Puestas a tierra.
9. Instalación de los equipos de medida, así como de las protecciones necesarias y diseñadas para la instalación.
10. Puesta en marcha, junto con las correspondientes pruebas necesarias, para el correcto funcionamiento de la instalación.

Trabajadores en la obra

Durante el tiempo que transcurra la construcción del proyecto, se requerirá la presencia de dos empleados, aunque en ciertos momentos se encontrarán hasta dos parejas, cuatro personas, trabajando de forma simultánea en la instalación. Esto se debe a que de forma continuada para el montaje de la estructura de soporte y los módulos fotovoltaicos se requerirá un mínimo de dos personas, mientras que para el sistema de almacenamiento y su correspondiente acoplamiento al proyecto se necesitará la presencia de otra pareja.

Tal y como se ha expuesto con anterioridad, no habrán más de cuatro trabajadores de manera simultánea durante la obra.

Edificaciones

Como se aprecia en la memoria del proyecto, se establece que tanto los módulos solares como los sistemas de almacenamiento se situarán encima del almacén, donde se encuentran los cuadros de contadores y equipos de medida.

Por todo ello, no será necesario construir ninguna presa, túnel, galería o construcción subterránea.

RIESGOS LABORES QUE PUEDEN SER EVITADOS

Durante la fase de construcción de la instalación fotovoltaica, el trabajador se encuentra expuesto a una serie de riesgos que pueden ser evitados adoptando las medidas de seguridad oportunas y necesarias en cada situación. Con el fin de establecer unas correctas medidas de protección y prevención se detallarán en primer lugar los riesgos a los que se enfrenta aquel sujeto que se encuentra trabajando en la instalación.

Riesgos asociados a la actividad de construcción

- Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.

- Caída de objetos en manipulación.
- Caída de objetos desprendidos.
- Exposición al ruido.
- Golpes por objetos o herramientas.
- Pisadas sobre objetos.
- Proyección de fragmentos o partículas.
- Sobreesfuerzos.

Medidas de prevención a aplicar

- Se deberá revisar el estado de las zanjas a intervalos regulares en aquellos casos en los que puedan recibir empujes por proximidad de caminos transitados por vehículos y en especial si en la proximidad se establecen tajos con uso de martillos neumáticos, compactaciones por vibración o paso de maquinaria para el movimiento de tierras.
- En aquellas situaciones en los que la profundidad de la zanja o excavación sea igual o superior a los dos metros, se protegerán los bordes de coronación mediante una barandilla reglamentaria situada a una distancia mínima de 2 metros del borde.
- Se dispondrán pasarelas de madera de 60 cm de anchura, bordeados con barandillas solidas de 90 cm de altura y una protección que impida el deslizamiento por debajo de las mismas o la caída de objetos sobre personas.
- En caso de ser necesario vertido del hormigón, se vigilarán los encofrados y se reforzarán aquellos puntos débiles. En caso de fallo, lo más recomendable es parar el vertido y no reanudarlo hasta que el comportamiento del encofrado sea el requerido.
- Las zonas de trabajo dispondrán de acceso fácil y seguro y se mantendrán en todo momento limpias y ordenadas, tomándose las medidas necesarias para que el suelo no esté o no resulte peligroso.

- Si los trabajos requieren iluminación, se efectuará mediante torretas aisladas con toma de tierra en las que se instalarán proyectores de intemperie alimentados a través de un cuadro eléctrico general de la obra.
- Si los trabajos requieren iluminación portátil, esta se realizará mediante lámparas a 24 voltios. Aquellos elementos portátiles estarán provistos de rejilla protectora, carcasa y mango aislados eléctricamente.
- Los pozos de cimentación y zanjas estarán correctamente señalizados para evitar caídas a distinto nivel del personal de obra.
- La circulación de vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de cimentación no superior a los 4 metros.
- Las herramientas de mano se llevarán enganchadas con mosquetón, para evitar el riesgo de caídas de estas a otro nivel.
- Todas las máquinas accionadas eléctricamente tendrán sus correspondientes protecciones a tierra e interruptores diferenciales, manteniendo en buen estado todas las conexiones y cables.
- Las conexiones eléctricas se efectuarán mediante mecanismos estancos de intemperie.
- Se prohíbe situar a los operarios detrás de los camiones hormigoneras durante el retroceso.
- Se instalará un cable de seguridad amarrado a puntos sólidos en el que enganchar el mosquetón del arnés de seguridad en los tajos de riesgo de caída en altura.

Equipos de protección individual a utilizar

- Casco de seguridad contra choques e impactos.
- Gafas de protección contra proyección de partículas.
- Guantes de trabajo.
- Guantes de goma para el trabajo con el hormigón.
- Botas de seguridad con puntera y plantilla reforzada en acero.

- Protecciones auditivas para el personal cuya exposición al ruido supere los niveles permitidos.
- Ropa de protección para el mal tiempo.

INFORMACIÓN PARA TRABAJOS EN EL FUTURO

Previsiblemente, hasta que no pasen 30 años desde la puesta en marcha de la instalación, esta no requerirá de ningún trabajo extraordinario. Sin embargo, durante todo este tiempo existen dos tareas de mantenimiento fundamentales para el correcto rendimiento de esta.

Estos dos trabajos de mantenimiento se producirán en la estructura de soporte y en los propios módulos fotovoltaicos. Se necesita una revisión anual periódica para comprobar que el sistema de fijación de la estructura de soporte continúa efectivo, así como la sujeción de los módulos solares se encuentra en condiciones óptimas. Además, es necesario que se produzca una limpieza de los propios módulos para quitar tierra, polvo, eses de algún animal, y de esta forma mantener un correcto rendimiento.

Capítulo 2. ANEXO II

2.1 CONDICIONES TÉCNICAS

Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red

PCT-C-REV - julio 2011

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). 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.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos 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.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 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.
- 2.3 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.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 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/m^2 .

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 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.

3.2.3 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.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *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.

3.3 **Módulos**

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 *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.

3.3.3 *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.

3.3.4 *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

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 *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.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 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.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 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.

3.4.5 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.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 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.

4.1.1.3 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.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 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

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

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 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.

4.2.2 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.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 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.

- 4.3.2 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.
- 4.3.3 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.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 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.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 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.
- 5.1.4 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.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 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.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 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.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 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.

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.

- 5.2.2 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.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 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.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 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.
 - 5.2.3.4 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.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 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.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 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.
- 5.3.2 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.
- 5.3.3 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.
- 5.3.4 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.
- 5.3.5 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.
- 5.3.6 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.
- 5.3.7 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.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 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.
- 5.3.10 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.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 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.
- 5.3.13 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.
- 5.3.14 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.

5.4 Inversores

- 5.4.1 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.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - 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.
- 5.4.3 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.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 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.
- 5.4.6.3 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.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 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.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 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 %.
- 5.5.3 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.

- 5.5.4 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.

5.6 Conexión a red

- 5.6.1 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.

5.7 Medidas

- 5.7.1 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.

5.8 Protecciones

- 5.8.1 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.
- 5.8.2 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.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- 5.9.1 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.
- 5.9.2 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.
- 5.9.3 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.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

- 5.10.1 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.

5.11 Medidas de seguridad

- 5.11.1 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.

- 5.11.2 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.
- 5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.
- 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.
- 5.11.4 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 indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

- 6.1 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.
- 6.2 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.
- 6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
- 6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- 6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 6.3.3 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.
- 6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará 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:
- 6.4.1 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.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 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.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia 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.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, 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.

- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, 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 α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 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.

7.2.4 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

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 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

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 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.

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 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.
- 8.2.2 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.
- 8.2.3 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.
- 8.2.4 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 8.3.5.2 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.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 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.

8.2.7 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.

8.2.8 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).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

8.3.1.1 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.

8.3.1.2 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.

8.3.2 Plazos

8.3.2.1 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.

8.3.2.2 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.

8.3.3 Condiciones económicas

8.3.3.1 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.

8.3.3.2 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.

8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 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.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 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 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 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.

8.3.5.2 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.

8.3.5.3 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.

8.3.5.4 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.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.
T_c	Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.
$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$	
L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
L_{izm}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
 - Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
 - 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 (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

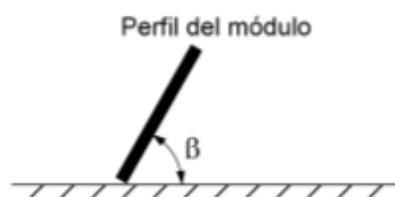


Fig. 1

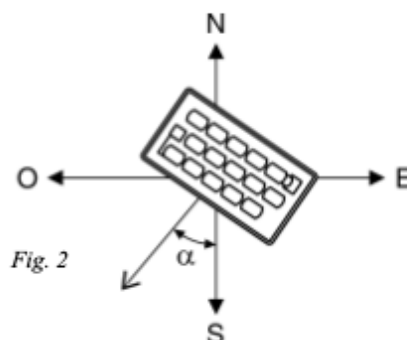


Fig. 2

2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:
 - Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
 - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.