



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Politécnica Superior de Alcoy

Estudio y dimensionamiento de instalación híbrida aislada
con acumulación.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: García Navarro, Víctor

Tutor/a: Pascual Molto, Marcos

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

Resumen

En este TFG se va a diseñar una instalación híbrida, combinando energía solar fotovoltaica y eólica, para alimenta una granja aislada de la red eléctrica. Aunque el objetivo inicial es que el abastecimiento sea preferentemente de origen renovable, también se contará con el apoyo de un generador diésel, utilizándolo únicamente en casos estrictamente necesarios, reduciendo así tanto el coste como la contaminación producida por el combustible fósil. También se dispondrá de un sistema de almacenamiento de energía a base de baterías.

Abstract

In this TFG a hybrid installation will be designed, combining solar photovoltaic and wind energy, to feed a farm isolated from the electrical grid. Although the initial objective is that the supply is preferably of renewable origin, it will also be supported by a diesel generator, using it only in strictly necessary cases, thus reducing both the cost and the pollution produced by fossil fuel. There will also be a battery-based energy storage system.

Palabras clave

Fotovoltaica, eólica, hibridación, baterías de litio, aerogenerador, placa solar, aislada.

Key words

Photovoltaic, wind, hybridization, lithium batteries, wind turbine, solar panel, off grid.



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. OBJETO	6
2.1. OBJETIVOS GENERALES.....	7
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
3. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	7
3.1. ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
3.1.1. VENTAJAS.....	10
3.1.2. DESVENTAJAS.....	10
4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	11
4.1. APLICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	12
4.1.1. CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12
4.1.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	15
4.1.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO	17
4.1.4. ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	18
4.1.5. PUESTA A TIERRA	19
4.1.6. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
4.2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	20
4.2.1. INVERSOR O CONVERTIDOR DC/AC	20
4.2.2. REGULADOR DE CARGA O CONVERTIDOR DC/DC.....	20
4.2.3. ACUMULADOR O BATERÍA	20
5. ENERGÍA EÓLICA.....	21
5.1. ENERGÍA MINIEÓLICA	22
5.1.1. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....	23
5.1.2. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL	23
6. GENERADOR DIÉSEL	24
7. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS HÍBRIDOS	24
8. DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE	25
8.1. OBJETIVOS Y ELEMENTOS QUE CONSIDERAR EN LA METODOLOGÍA DEL SISTEMA HÍBRIDO .	26
8.2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	27
8.3. NORMATIVA APLICABLE.....	28
8.4. PREVISIÓN DE CARGAS Y CONSUMO DIARIO	29
8.5. IRRADIACIÓN SOLAR	31
8.6. DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	32
8.7. RECURSO EÓLICO EN EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO	34
8.8. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA EL AEROGENERADOR SELECCIONADO	35
8.9. ABASTECIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	37
8.10. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA HÍBRIDO.....	38
8.10.1. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN. TENSIONES DE ALIMENTACIÓN.....	38
8.10.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	39
8.10.3. ESTRUCTURA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	40
8.10.4. CONVERTIDORES DC/DC Y DC/AC.....	41
8.10.5. FILTRO SENOIDAL	44
8.10.6. TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO.....	44
8.10.7. AEROGENERADORES	45
8.10.8. INVERSOR SMA.....	47
8.10.9. BATERÍAS.....	48
8.10.10. GRUPO ELECTRÓGENO.....	49
8.11. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	49



8.11.1.	CABLEADO DC.....	50
8.11.2.	CABLEADO AC.....	51
8.11.3.	CANALIZACIONES	51
8.11.4.	PROTECCIONES.....	51
8.11.5.	PUESTA A TIERRA	53
9.	PRESUPUESTO	55
10.	ESTUDIO ECONÓMICO	70
11.	BIBLIOGRAFÍA	73
12.	CONCLUSIÓN	74
12.1.	CONCLUSIÓN PRÁCTICA.....	74
12.2.	CONCLUSIÓN ACADÉMICA.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA A: CONSUMO MUNDIAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES (IRENA).....	8
TABLA B: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE INSTALADA (MW) (REE).....	8
TABLA C: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA (IDAE).....	11
TABLA D: CURVA CARACTERÍSTICA (I-V).....	17
TABLA E: CRECIMIENTO ENERGÍA EÓLICA (I-DE).....	22
TABLA F: POTENCIA INSTALADA.....	29
TABLA G: ENERGÍA MEDIA DIARIA CONSUMIDA POR LA INSTALACIÓN.....	30
TABLA H: CONSUMO POR PERIODOS DIARIOS (kWh) (FUENTE PROPIA).....	30
TABLA I: IRRADIACIÓN A DIFERENTES ÁNGULOS (PVGIS).....	31
TABLA J: SIMULACIÓN IRRADIACIÓN A DIFERENTES ÁNGULOS (FUENTE PROPIA).....	32
TABLA K: PRODUCCIÓN MEDIA DIARIA A DIFERENTES ÁNGULOS (PVGIS).....	33
TABLA L: SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN A DIFERENTES ÁNGULOS (FUENTE PROPIA).....	33
TABLA M: DIRECCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS (GLOBAL WIND ATLAS).....	35
TABLA N: DATOS DE ENTRADA RECURSO EÓLICO (BORNAY).....	35
TABLA O: CURVA DE POTENCIA INTERFACE WIND 25.3 (BORNAY).....	36
TABLA P: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA DIFERENTES VELOCIDADES DE VIENTO (FUENTE PROPIA).....	37
TABLA Q: PRODUCCIÓN ANUAL ESTIMADA PARA LA INSTALACIÓN (FUENTE PROPIA).....	38
TABLA R: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTRUCTURA INCLINADA.....	40
TABLA S: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTRUCTURA COPLANAR.....	40
TABLA T: REDUCCIÓN DE POTENCIA DEBIDO A TEMPERATURA AMBIENTE (DANFOSS).....	41
TABLA U: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PRINCIPALES DC/AC (DANFOSS).....	43
TABLA V: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PRINCIPALES DC/AC (DANFOSS).....	44
TABLA W: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRANSFORMADOR.....	45
TABLA X: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS BORNAY 25.3 (BORNAY).....	46
TABLA Y: DATOS ENTRADA SMA ST 5.0 (SMA).....	47
TABLA Z: DATOS SALIDA SMA ST 5.0 (SMA).....	47
TABLA AA: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CAJA NIVEL 1 (CAHORS).....	51
TABLA BB: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CAJA NIVEL 1 (CAHORS).....	51
TABLA CC: PROTECCIONES TRAMO DC.....	52
TABLA DD: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS IM 1 Y 3.....	52
TABLA EE: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS IM 2.....	52
TABLA FF: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS IM 4.....	52
TABLA GG: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS ID.....	53

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EFECTO FOTOVOLTAICO.....	12
FIGURA 2: PANEL SOLAR MONOCRISTALINO.	13
FIGURA 3: PANEL SOLAR POLICRISTALINO.....	14
FIGURA 4: PANEL SOLAR SILICIO AMORFO.	14
FIGURA 5: COMPONENTES PANEL FOTOVOLTAICO.	15
FIGURA 6: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA PARCELA (GOOGLE EARTH).	27
FIGURA 7: SITUACIÓN SATÉLITE PARCELA (GOOGLE EARTH).	27
FIGURA 8: ROSA DE LOS VIENTOS (GLOBAL WIND ATLAS).....	34
FIGURA 9: ESQUEMA CONVERTIDOR DC/AC (DANFOSS).....	42
FIGURA 10: CONVERTIDOR DC/DC	43
FIGURA 11: FILTRO SINUSOIDAL (DANFOSS).....	44
FIGURA 12: TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO.....	45
FIGURA 13: TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO.....	45
FIGURA 14: AEROGENERADOR BORNAY 25.3.	45
FIGURA 15: WIND SENSOR CLUSTER (BORNAY).....	46
FIGURA 16: ORIFICIO PUESTA A TIERRA PANEL FOTOVOLTAICO.	54

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, el modelo energético es insostenible desde el punto de vista económico, ambiental y social, lo que obliga a desarrollar tecnologías renovables que modifiquen el concepto energético hacia el uso responsable. Además, existe otro gran problema que afecta a una gran parte de la población es la falta de acceso al suministro eléctrico.

Por lo que uno de los grandes problemas que suponen en algunos lugares como pueden ser las granjas, que se encuentran en zonas donde carecen de suministro eléctrico, es la dependencia que les lleva a los propietarios a abastecerse de energía mediante el uso de combustibles fósiles, ya que es el único recurso con el que pueden producir energía debido a la ausencia de red eléctrica, lo que supone un encarecimiento cada de más elevado de los gastos anuales que suponen las instalaciones y con ello la amortización de las mismas. Es por ello que, una de las formas de paliar este grave problema es optar por el uso de las energías renovables, puesto que cada vez nos permiten ser más autosuficientes y rentables en cuanto a los costes que suponen el uso de combustibles fósiles, así como una contaminación nula, favoreciendo así al medioambiente y al calentamiento global.

2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es diseñar un sistema híbrido eólico-fotovoltaico aislado de la red eléctrica, para abastecer las necesidades de una granja de alto consumo. Inicialmente, el TFG se planteó como una instalación convencional, con varios reguladores de carga, baterías de plomo-ácido y varios inversores funcionando en paralelo. No obstante, la empresa en la que estaba realizando las prácticas planteó un enfoque distinto: había que utilizar un nuevo tipo de convertidores de alta potencia de un conocido fabricante de variadores de velocidad. Esto permite emplear un único convertidor como regulador de carga y otro como inversor. Los amplios rangos de tensión de estos convertidores permiten, al mismo tiempo, utilizar baterías de litio de alta tensión, lo que reduce las corrientes de circulación en instalaciones de estas características. Lo que se pretende con este TFG es crear un documento base, que sirva como punto de partida, en el cual se refleje la implantación de un sistema de gestión de potencia basado en convertidores adaptados a este tipo concreto de instalaciones, proponiendo un sistema que suponga un menor coste para los usuarios, ya que hasta ahora el abastecimiento se realizaba mediante combustibles fósiles, lo que provocaba un coste desorbitado a lo largo de la vida útil de la instalación. Finalmente, una vez conocidos los costes de la instalación, se procederá a realizar un análisis de la viabilidad económica del proyecto.

2.1. OBJETIVOS GENERALES

Fomentar el desarrollo energético sostenible diseñando un sistema de abastecimiento eléctrico para la instalación de una granja aislada de la red eléctrica mediante el uso de energías renovables.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los recursos renovables eólicos y solares en la ubicación dada.
- Calcular unos consumos ajustados y eficientes para una instalación sostenible.
- Exponer la metodología empleada para el dimensionamiento de los generadores eólico y solar, así como del resto de componentes del sistema híbrido.
- Comprobar el correcto dimensionamiento de la instalación.
- Obtener un sistema que permita monitorizar la instalación y controlar en todo momento el estado de la instalación.
- Establecer el presupuesto y rentabilidad del sistema.

3. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Desde la Revolución Industrial, la combinación energética de la mayor parte de los países del mundo ha estado dominada por los combustibles fósiles. Esto ha conllevado implicaciones para el clima global, así como para la salud humana. Tres cuartas partes de las emisiones mundiales producidas de gases efecto invernadero provienen de la quema de combustibles fósiles para la obtención de energía, por lo que estos son los responsables de las grandes cantidades de contaminación atmosférica local (Energy, 2020). Como consecuencia de ello, se dio lugar el 12 de diciembre de 2015 en la COP21 el Acuerdo de París, mediante el cual se pactó mantener el incremento de la temperatura media global del planeta por debajo de 2°C durante el presente siglo, definiendo así una lucha contra el cambio climático para poder llevar a cabo la promoción de un desarrollo bajo en emisiones, resiliente al clima y sostenible (Transition, 2020).

A continuación, se observa una gráfica donde se muestra el consumo mundial de combustibles fósiles desglosado por carbón, petróleo y gas desde el año 1800.

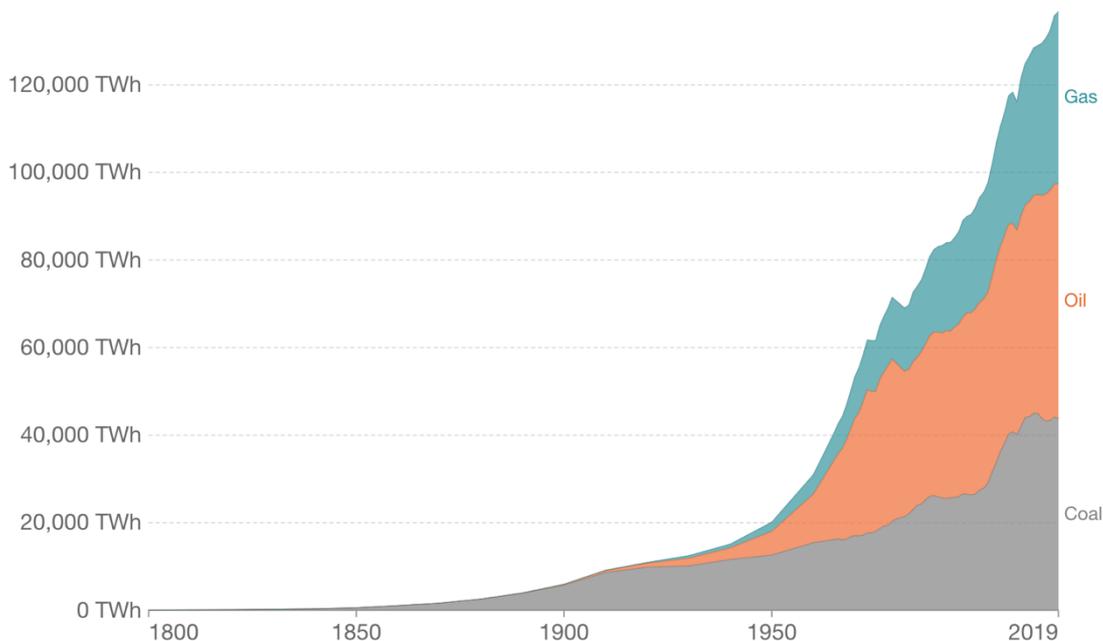


Tabla A: Consumo mundial de combustibles fósiles (IRENA).

En la gráfica se puede observar que, el consumo de combustibles fósiles ha ido aumentando considerablemente durante el último medio siglo, multiplicándose por ocho desde el año 1950 y duplicándose desde aproximadamente el año 1980. La diferencia apreciable es que, el tipo de combustible del que se depende ahora con respecto a anteriormente ha cambiado, pasando del carbón exclusivamente a una combinación con petróleo y posteriormente con el gas.

Pero hoy en día, podemos contar con unos signos inequívocos de cambio, y es que en el año 2020, incluso cuando las economías se hundieron bajo el peso propiciado por los bloqueos del Covid-19, la adición proveniente de fuentes de energías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica, aumentaron a un ritmo más rápido en dos décadas, y las ventas de vehículos eléctricos establecieron récords. Por lo que a pesar de las repercusiones ocasionadas por la pandemia Covid-19, las energías renovables batieron un récord de nueva capacidad energética en 2020 y fueron la única fuente de generación de electricidad que registró un aumento neto de la capacidad total (REE).

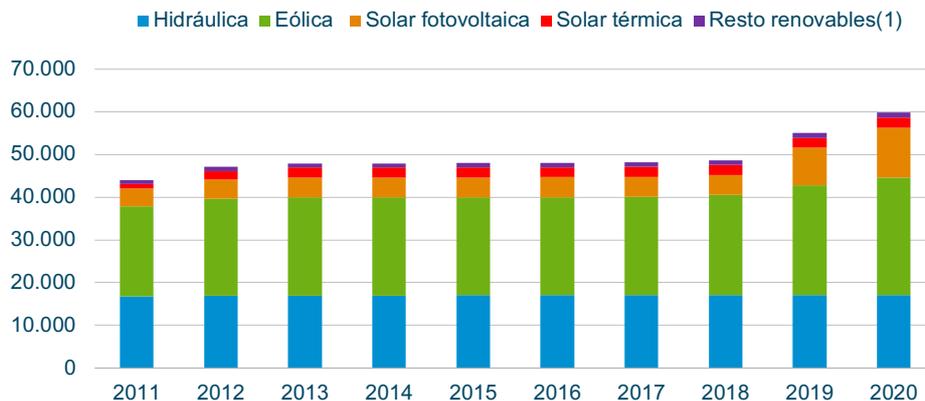


Tabla B: Evolución de la potencia renovable instalada (MW) (REE).

Es por ello una de las causas que dan lugar a que esté apareciendo una nueva economía energética, impulsada por la acción política, la innovación tecnológica y la creciente urgencia de la necesidad de abordar el cambio climático. Y aunque no hay garantía de que el surgimiento de esta nueva economía energética sea fluido, además de que no avanza lo suficientemente rápido como para poder evitar los impactos severos de un clima cambiante, pero está claro que dicha economía energética promete ser bastante diferente a la actual de cara al futuro (REN, 2020).

Puesto que la electricidad está adquiriendo un papel cada vez más central en la vida de los consumidores y, para un número de hogares cada vez más mayor, promete convertirse en la fuente de energía de la que haya que depender para abastecer la mayoría de las necesidades diarias, de modo que la confiabilidad y la asequibilidad de la electricidad serán aún más críticas para todos los aspectos de la vida, así como para el bienestar de las personas. De modo que, las tecnologías limpias se han convertido en la primera opción para los consumidores de todo el mundo, inicialmente debido al apoyo de las políticas, pero con el tiempo porque son simplemente más rentables.

En la mayoría de las regiones, la energía solar fotovoltaica y/o eólica ya representa la fuente disponible más barata de nueva generación de electricidad.

En la nueva economía energética, la gran oportunidad de mercado para la tecnología limpia se convierte en una nueva área importante para la inversión y la competencia internacional, implicando interacciones variadas y a menudo complejas entre la electricidad, los combustibles y los mercados de almacenamiento, creando así nuevos desafíos para la regulación y el diseño de mercado, por lo que una cuestión importante es como gestionar el potencial de una mayor variabilidad tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda de la ecuación energética. Por ello, construir estos pilares adicionales de la nueva economía energética requiere de una inversión temprana y sostenida en I+D en energía y un programa acelerado de proyectos de demostración.

Está claro que se necesita un cambio estructural, no sólo se trata de desplegar e instalar energías renovables, sino que también se trata de conservar la energía, integrar la eficiencia energética y dejar los combustibles fósiles en un segundo plano. Se debe hacer hincapié en cómo las energías renovables pueden apoyar el desarrollo económico y un medio ambiente más limpio y saludable puesto que, si se quiere lograr una transición energética, se deberá integrar las energías renovables en todos los sectores económicos.

Por consiguiente, para poder reducir tanto las emisiones de CO_2 como la contaminación atmosférica local, el mundo tiene que cambiar rápidamente hacia fuentes de energías bajas en carbono, como son las tecnologías nucleares y renovables.

De modo que, las energías renovables desempeñarán un papel fundamental en la descarbonización de los sistemas energéticos en las próximas décadas, siendo éstas los principales pilares de la transición energética y con esto, el reto crítico persistente es

asegurar una mejor calidad de vida y crecimiento económico, a la vez que se logra reducir la huella ambiental del sector energético. La transición de un sistema de energía sostenible ofrece la oportunidad de mejorar la eficiencia energética desde la fuente hasta el uso, de minimizar los impactos ambientales, reducir las intensidades carbónicas y energéticas y corregir los fallos del mercado energético.

3.1. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales y son inagotables, ya sea por la cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse a partir de medios propiamente naturales. Estas se han convertido en clave para poder alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y con ello la sostenibilidad del planeta. Además, poseen un bajo impacto en el medioambiente ya que no generan residuos.

3.1.1. VENTAJAS

- En primer lugar, independientemente de la cantidad de fuentes de energía renovables una de las principales ventajas es que, no producen emisiones perjudiciales de ningún tipo al medio ambiente.
- Son fuentes de energía inagotable, por lo que no dependen de la disminución de reservas a lo largo del tiempo.
- Permiten el desarrollo de nuevas tecnologías, como pueden ser, paneles solares, aerogeneradores, entre otros, ya que se captan a partir del aprovechamiento de recursos naturales y se puede disponer de éstos a lo largo de la superficie del planeta.
- Permiten un mantenimiento sencillo y de bajo costo.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para lugares donde carecen de energía eléctrica.

3.1.2. DESVENTAJAS

- Dependen de fenómenos atmosféricos, por ejemplo, en algunos casos dependen del Sol o de que sople el viento a determinada intensidad para asegurar el abastecimiento de energía.
- En ocasiones requieren de gran espacio para poder implantarlas.
- Requiere de una mayor inversión inicial para llevarlas a cabo.
- En algunos casos no es sencillo llevar a cabo su almacenamiento, por lo que es necesario consumir en el momento.
- No todas las latitudes del planeta disponen de los mismos recursos naturales. Por lo tanto, es imposible que todos los países obtengan las mismas cantidades y tipos de energía. Algo, todo sea dicho, que los obligaría a seguir haciendo uso de otro tipo de energía para satisfacer sus necesidades energéticas.

4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar se encuentra disponible en todo el mundo, aunque dependiendo de las zonas geográficas se reciben diferentes radiaciones solares, por lo que la elección del factor geográfico es esencial en las instalaciones solares fotovoltaicas.

Desde el año 2013, cuando se alcanzó un récord mundial de potencia fotovoltaica instalada, la tecnología fotovoltaica dejó de ser una alternativa propiamente europea para convertirse en una alternativa competitiva en las principales potencias económicas. El mercado de la fotovoltaica continuó creciendo con el paso de los años, pero no es de destacar hasta 2019, cuando la energía solar fotovoltaica supuso un hito

histórico en el sector fotovoltaico en España estableciendo récords en todos los indicadores.

En lo que respecta a la generación fotovoltaica, en el año 2019 es cuando se comienza a observar el crecimiento de la potencia instalada de este sector, siendo España el sexto país del mundo en potencia fotovoltaica instalada. Es por esto, que la tecnología fotovoltaica supondrá un buen empujón al sector de las energías renovables en España, convirtiéndose en el motor verde de la economía del país.

En España, se estima que se dispone de una media de casi 3.000 horas de sol al año, con variaciones en función de la provincia (IDAE, 2019/2020).

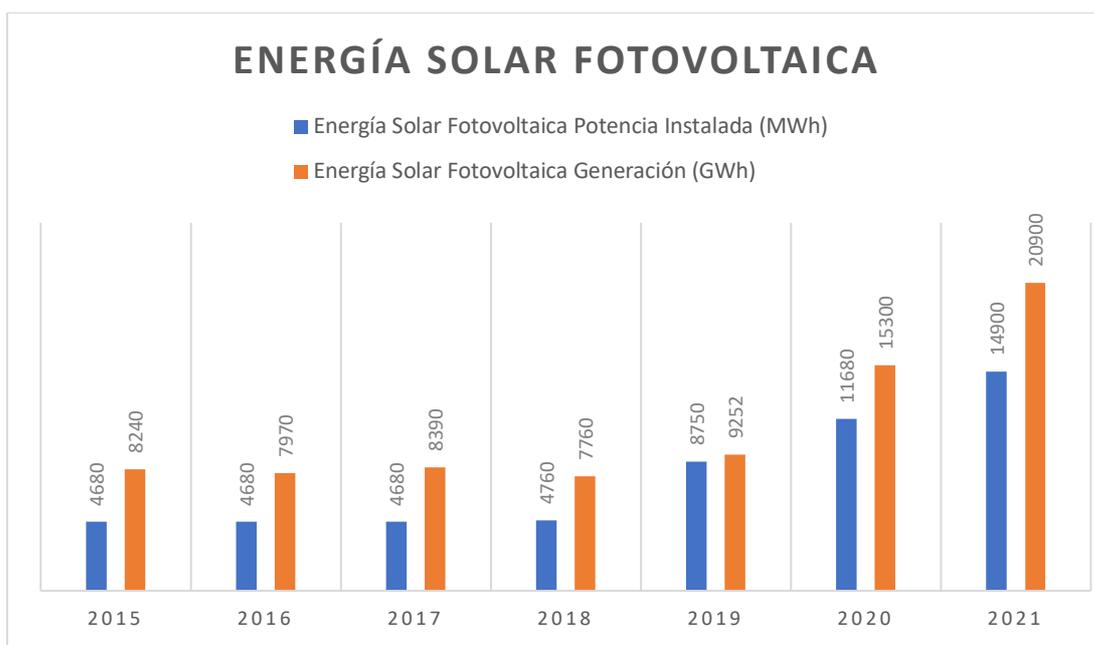


Tabla C: Energía Solar Fotovoltaica en España (IDAE).

4.1. APLICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la energía obtenida a partir de la captación de las ondas electromagnéticas emitidas por el Sol, que consiste en el aprovechamiento de la radiación electromagnética producida por el sol mediante células fotovoltaicas, produciendo energía directamente gracias al efecto fotoeléctrico. Este efecto se produce al incidir los fotones producidos por el sol en una de las caras de las células fotoeléctricas formadas por un material semiconductor que, generalmente es el silicio, cediendo toda su energía a los electrones, situados sobre el material semiconductor que las conforman, produciendo así el efecto fotovoltaico, por el cual se crea una diferencia de potencial entre ambas caras y generando como consecuencia la corriente eléctrica, en forma de corriente continua (DC).

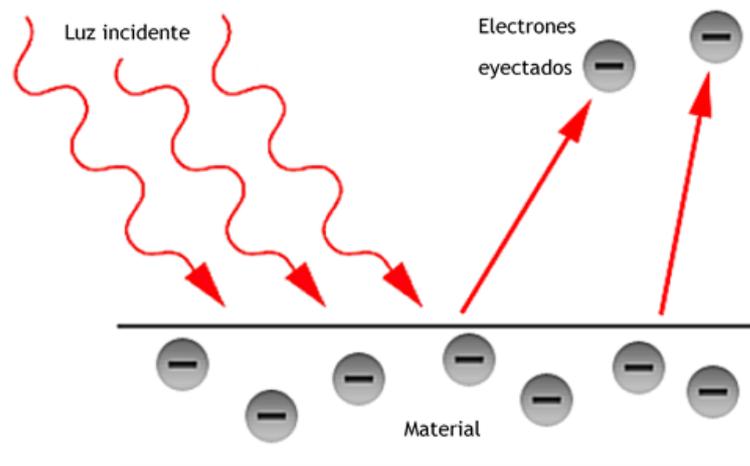


Figura 1: Efecto Fotoeléctrico.

4.1.1. CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

La célula solar fotovoltaica o célula fotoeléctrica es el dispositivo electrónico encargado de transformar directamente la energía solar en energía eléctrica, esto se debe a la composición del material semiconductor, generalmente silicio cristalino, que presenta efecto fotoeléctrico.

El silicio es el principal componente de las células fotovoltaicas, siendo el material semiconductor idóneo actualmente para la fabricación de las células fotovoltaicas,

debido a las propiedades que presenta, ya que éstas favorecen la producción del efecto fotovoltaico.

En la actualidad existen varios tipos de silicio cristalino, entre los que destacan tres tipos principales:

- Silicio Monocristalino. Son las células fotovoltaicas más usadas en la actualidad, esto se debe a que presenta un rendimiento más alto con respecto a los demás tipos de células fotovoltaicas. Para fabricarlo, se generan lingotes de cristal único de Silicio a partir del método de Czochralski mediante un crisol. Utiliza uniones cristalinas de Silicio P-N completamente ordenadas.

Para diferenciarlas de las demás es suficiente con observar su tono negro y en las esquinas recortadas con un chaflán. El objetivo final a la hora de fabricar células solares es a partir de las obleas, para así conseguir la mayor superficie de captación posible utilizando la mínima cantidad de material semiconductor.



Figura 2: Panel Solar Monocristalino.

- Silicio Policristalino. En este tipo de células por las que están formados son células policristalinas. Estos paneles se caracterizan por tener un color más claro que los paneles monocristalinos. El método de obtención se basa en el colado, en el que se funde silicio y se deja solidificar lentamente en un crisol, formado por múltiples cristales de silicio, siendo un proceso menos costoso que el de silicio monocristalino, pero con una reducción considerable de la eficiencia de las células y con ello, su rendimiento.



Figura 3: Panel Solar Policristalino.

- Silicio Amorfo. Esta tecnología, difiere del silicio cristalino por el hecho de que los átomos se encuentran aleatoriamente localizados entre sí, esta aleatoriedad en la estructura atómica tiene un efecto importante en las propiedades electrónicas del material que causa un mayor espacio de banda (1,7eV) frente al silicio cristalino (1,1eV). Además, presenta unos rendimientos considerablemente más bajos que el Silicio cristalino, ya que utiliza sólo el 1% del material, lo que hace que tenga un coste de fabricación inferior al de las células cristalinas, pero a su vez disponga de facilidad para la fabricación en
- masa. Como consecuencia de las características que dispone este tipo de silicio, dispone de una vida útil más corta que el silicio cristalino.



Figura 4: Panel Solar Silicio Amorfo.

4.1.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico está formado por el conjunto de células fotovoltaicas interconectadas y es el encargado de proporcionar los niveles de tensión y corriente adecuados a cada aplicación, proteger a las células fotovoltaicas frente a agresiones de los agentes atmosféricos, aislarlas eléctricamente del exterior, disipar el calor para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo y dar rigidez mecánica al conjunto. Para ello, el módulo fotovoltaico se compone de una serie de materiales que le permiten disponer de dichas características.

A continuación, se puede observar los distintos niveles de protección que posee el módulo interiormente:

- Lámina protectora. El material más utilizado es el vidrio templado.
- Material encapsulante. EVA (Etileno-Vinilo-Acetato), siendo especialmente importante que no quede afectado por su transparencia por la continua exposición al sol.
- Sustrato de soporte. Situado en la parte posterior, que suele ser vidrio, metal o plástico.
- Bastidor metálico. Para asegurar tanto una rigidez como estanqueidad suficiente al conjunto, incorporando los elementos de sujeción en la parte inferior de la estructura del panel.

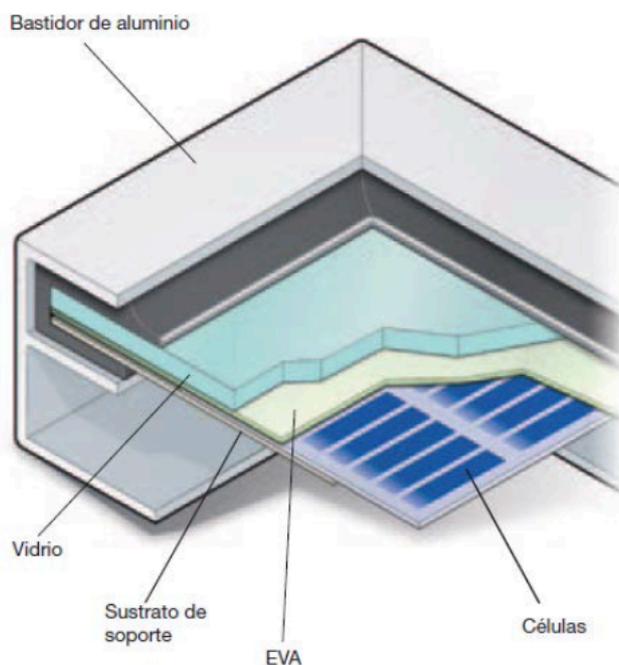


Figura 5: Componentes Panel Fotovoltaico.

4.1.2.1. CURVA CARACTERÍSTICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La representación estándar del funcionamiento de un módulo fotovoltaico es la curva característica intensidad - voltaje. Por lo que, a partir de dicha curva se observan las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones estándar de medida de irradiación y temperatura. El punto concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

A continuación, se muestran los parámetros obtenidos del análisis de la curva (I-V) para unas condiciones estándar tanto de iluminación como de temperatura.

- Corriente de cortocircuito (I_{sc} o I_{cc}): Es la máxima corriente que producirá nuestro dispositivo con un voltaje igual a cero. Intensidad que proporciona el panel fotovoltaico cuando se fuerza a operar con los terminales cortocircuitados ($V=0$). Se corresponde con el valor máximo de la corriente que puede circular por el panel fotovoltaico.
- Voltaje de circuito abierto (V_{ca} o V_{oc}): Tensión medible en bornes del panel fotovoltaico cuando no está conectado a ninguna carga, siendo el máximo valor de tensión que puede proporcionar el panel fotovoltaico. Es el máximo voltaje del dispositivo para una corriente igual a cero.
- Tensión nominal o Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}). Corresponde a la tensión que proporciona el panel fotovoltaico cuando opera en el punto de máxima potencia (P_{MPP}), siendo su valor menor que el correspondiente a la tensión de circuito abierto (V_{oc}).
- Potencia Nominal o Potencia Máxima ($P_{m\acute{a}x}$ o P_{MPP}): Corresponde a la máxima potencia pico que el panel fotovoltaico puede proporcionar bajo las condiciones óptimas de radiación y temperatura. Es el punto en el cual la potencia entregada por el panel es máxima, obteniendo así, el mayor rendimiento del panel.

$$P_{MPP} = V_{mpp} \cdot I_{mpp}$$

- Intensidad nominal o Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp})
Corriente en el punto de potencia máxima (I_{pmp}): Es el punto de intersección con la máxima tensión de voltaje (V_{mp}). Se corresponde a la máxima intensidad que el panel fotovoltaico puede proporcionar operando en el punto de máxima potencia (P_{MPP}), siendo su valor menor que el correspondiente a la corriente de cortocircuito (I_{sc}).
- Factor de forma (FF): Parámetro que relaciona la potencia máxima que proporciona el panel fotovoltaico con los valores máximos alcanzables considerando la tensión a circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = 0,7 \approx 0,8$$

- Eficiencia o Rendimiento (η). Define la eficiencia en la conversión de la energía. Establece la relación entre potencia eléctrica aportada por el panel fotovoltaico y la potencia de la radiación que incide sobre él (P_r).

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{P_r}$$

A continuación, se muestra una gráfica con la representación de la curva característica (I-V).

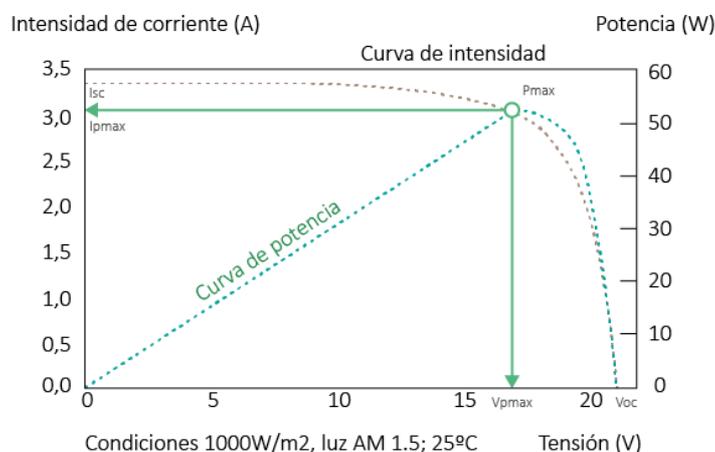


Tabla D: Curva característica (I-V).

4.1.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Un generador fotovoltaico es sistema formado por la asociación de un conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos conexonados en serie y/o en paralelo, dependiendo de la demanda que se quiera abastecer para, de ese modo conseguir la potencia deseada.

Para optimizar la generación de energía, se debe tener en cuenta que los módulos fotovoltaicos se deberán instalar en un lugar con abundante radiación solar, quedando exento de lugares con sombras provenientes de árboles o edificios, ya que esto supondría un obstáculo para la producción y no se generaría energía.

Las conexiones de los módulos fotovoltaicos siguen las normas básicas de las conexiones eléctricas. La conexión en serie de los módulos produce una tensión igual a la suma de las tensiones de los módulos conectados, manteniendo así la intensidad en todo el generador fotovoltaico, mientras que, en la conexión en paralelo es la tensión la que se mantiene constante y es la intensidad la que se suma, obteniendo en el generador fotovoltaico una intensidad igual a la suma de las corrientes todos los módulos. Además, también se puede combinar la asociación serie – paralelo de los módulos fotovoltaicos, para así obtener los niveles de tensión y corriente deseados. Siendo este tipo de conexión la más común en las instalaciones fotovoltaicas.

4.1.4. ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La estructura de soporte es la encargada de la sujeción mecánica, inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de obtener el máximo rendimiento adaptándolos a las superficies de la instalación, tales como suelo, cubiertas planas, inclinadas.

Al igual que los módulos fotovoltaicos, deben soportar condiciones adversas tales como el desgaste climatológico, la fuerza del viento, peso de la nieve.

Tipos de estructuras:

- Estructuras fijas. Dotan a la instalación de un ángulo de inclinación fijo, pudiendo instalarse sobre tejado, cubiertas planas o inclinadas y suelo. Este tipo de estructuras presentan un bajo coste tanto de instalación como de mantenimiento, así como un fácil mantenimiento y además un menor peso de la estructura.
- Estructuras móviles. Este tipo de estructuras disponen de uno o dos ejes móviles que permiten aumentar el rendimiento de la instalación mediante el seguimiento solar, requiriendo para ello de un consumo eléctrico. Además, este tipo de estructuras presenta cierta complejidad mecánica, así como un alto coste de mantenimiento e instalación. El aumento del rendimiento puede aumentar la producción entre un 15% - 40% dependiendo de la altitud. Otro factor que tener en cuenta con este tipo de estructuras es el peso, ya que presentan un mayor peso.

Materiales:

- Aluminio: Tiene una vida útil elevada y el mantenimiento es muy bajo. Presenta una alta resistencia a la corrosión.
- Acero galvanizado y acero inoxidable: La perfilera presenta un tratamiento de galvanizado en caliente con un revestimiento de zinc. Tiene un menor coste que el aluminio, pero hay que tener en cuenta la mecanización de taladros, ya que puede perder la protección galvánica. El empleo del acero inoxidable permite solventar estos problemas, pero con la consecuencia del aumento del coste.
- Hormigón: Son piezas prefabricadas de hormigón. Se suelen emplear en cubiertas y superficies planas. Presentan una simplificación en el montaje, así como un bajo coste con respecto a los anteriores.

4.1.5. PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra de las instalaciones generadoras fotovoltaicas está constituido por la puesta a tierra de protección y la tierra de servicio.

- Tierra de protección: Destinada a la protección contra contactos indirectos, descargas atmosféricas, etc. Comprende todas las partes metálicas expuestas de las instalaciones, tales como paneles FV, estructuras de soporte o bandejas de conductores.
Todos los conductores deberán ser de cobre electrolítico de sección adecuada según el REBT. Estarán todas las partes metálicas unidas entre sí mediante elementos adecuados de conexión tales como terminales, conectores, etc.
- Tierra de servicio: Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos de corte y protección, del inversor, detección de defectos, se deberá unir a tierra un conductor activo (negativo) de la parte de corriente continua. Se realizará en un único punto para eliminar la posibilidad de que circule corriente por los conductores de protección. Así como se deberán unir en un único sistema de puesta a tierra, las tierras de protección y las de servicio.

4.1.6. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Principalmente existen dos tipos de aplicaciones para la energía solar fotovoltaica que, dependiendo de las necesidades del consumidor, podemos distinguir entre instalaciones aisladas y conectadas a red:

4.1.6.1. SISTEMAS AISLADOS

Un sistema fotovoltaico aislado es un sistema utilizado cuando se trata de lugares que no disponen de la red eléctrica, como pueden ser casas de campo, granjas o minas. La función principal de estos sistemas es abastecer de suministro de energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos, produciendo corriente continua (DC) a un voltaje determinado dependiendo de las necesidades de la instalación.

La energía eléctrica producida puede ser utilizada en el momento para abastecer las cargas que requieran de energía y el excedente de energía producida, almacenarla en baterías para posteriormente poder disponer de ella cuando se requiera. Para ello, la instalación debe estar dimensionada para momentos en los que la climatología no permita la producción de energía y de este modo, asegurar el suministro autosuficiente de energía en todo momento.

4.1.6.2. SISTEMAS CONECTADOS A RED

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son utilizados en lugares como viviendas, almacenes o edificios, ya que consisten en la producción de energía a partir de paneles fotovoltaicos para abastecerse de la producción en el momento y el excedente verterlo a la red eléctrica, pudiendo hacer una compensación en factura para de este modo, abaratar el coste mensual de la factura.

En este tipo de instalaciones, no se cuenta con el uso de baterías para su almacenamiento, ya que la energía producida se consume directamente o se vierte a la red eléctrica en el momento.

4.2. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.2.1. INVERSOR O CONVERTIDOR DC/AC

El inversor o convertidor DC/AC es el encargado de transformar la corriente continua (DC) producida por los generadores fotovoltaicos en corriente alterna (AC), con los mismos parámetros de tensión (230/400V) así como una onda senoidal igual que la red eléctrica, permitiendo fijar la frecuencia de la tensión aplicada a la carga. La selección de este dependerá de la potencia nominal FV que deba gestionar.

4.2.2. REGULADOR DE CARGA O CONVERTIDOR DC/DC

El regulador de carga es un dispositivo electrónico cuya función es la de controlar el estado de carga de las baterías para garantizar que se realizar una carga óptima y del mismo modo alargar la vida útil de estas. Además, también se encarga de proteger a las baterías contra posibles sobrecargas y voltajes excesivos.

Los reguladores de carga más utilizados son los MPPT ("Maximum Power Point Tracking"), que también se les llama maximizadores, puesto que aprovechan la máxima producción del panel solar para la carga de la batería.

4.2.3. ACUMULADOR O BATERÍA

La batería es la encargada de acoger el excedente de la energía cuando los consumos están cubiertos, para posteriormente utilizarlo cuando no se disponga de luz solar o también se puede acumular para cuando la energía solar no sea suficiente, abastecer los consumos con la carga acumulada.

No en todas las instalaciones fotovoltaicas se instalan baterías, por lo que no es un elemento principal, pero cada día son más necesarias por lo que se implantan en gran parte de las instalaciones.

5. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Dicha energía genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de energía cinética producida por el efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX produce energía a través de los aerogeneradores. La energía producida por el viento mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica. Para su aprovechamiento es muy importante tener en cuenta las grandes variaciones de velocidad del viento entre diferentes zonas, puesto que la radiación solar no incide por igual en toda la superficie de la Tierra, de modo que hay zonas que se calientan más que otras y en esas el aire, que pesa menos, tiende a ascender generando áreas de bajas presiones; en cambio, en las más frías el aire desciende y pesa más creando áreas de altas presiones. De modo que la diferencia entre presiones hace que el aire se mueva y se origine el viento, el cual se utiliza para la generación de la energía eólica (Producció de Energia Eólica, 2020).

La producción de la energía eólica se lleva a cabo gracias a los aerogeneradores, que son los encargados de transformar la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica sin la necesidad de utilizar ningún tipo de combustible. El proceso de extracción de esta energía se realiza en primer lugar gracias al rotor del aerogenerador, que es el encargado de transformar la energía cinética a energía mecánica y en segundo lugar gracias al generador, que transforma dicha energía mecánica en energía eléctrica. Con el resultado de este proceso, obtenemos una energía renovable limpia, segura y eficiente.

Hoy en día, desde 2013 la eólica ha sido la principal fuente de generación eléctrica de España con más del 23% de la producción, liderando así el mix de generación nacional. La eólica será una de las tecnologías que más haya incrementado su producción con respecto a 2020, además de ser la primera tecnología en potencia instalada del sistema. En 2020, la eólica dio cobertura al 21,9% de la demanda, posicionándose un año más como la segunda fuente de generación de electricidad. En definitiva, fue la renovable con mayor presencia en la estructura de generación del sistema eléctrico español.

A continuación, en la Tabla E se muestra una gráfica con la generación procedente de la energía eólica desde 2015, donde se muestra todo el proceso llevado a cabo hasta ahora, a partir de los datos obtenidos:

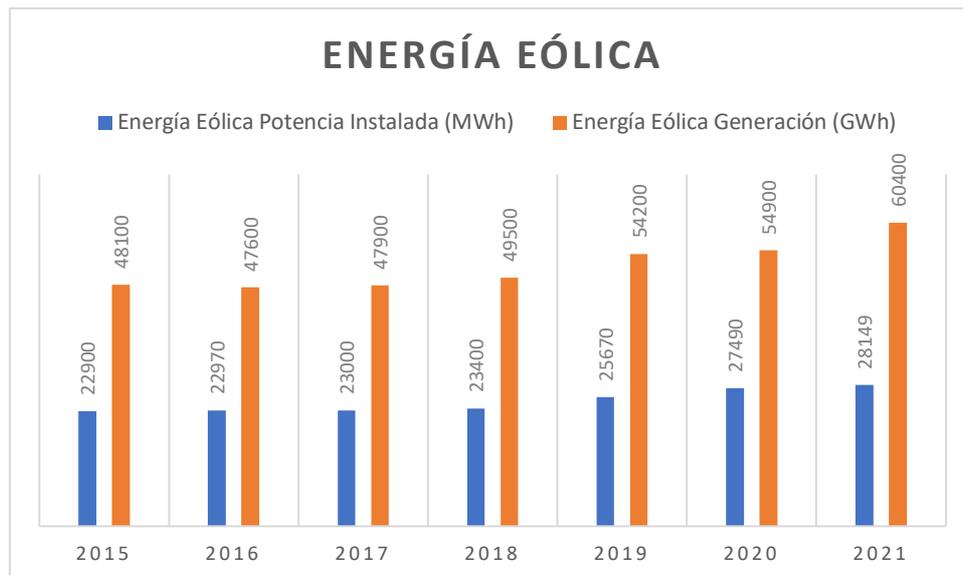


Tabla E: Crecimiento Energía Eólica (i-DE).

Es por ello que, España se sitúa como quinto país del mundo por potencia eólica instalada por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India.

De cara al futuro todo parece indicar que la energía eólica va a seguir siendo la principal apuesta en nueva capacidad de generación eléctrica de aquí a 2030, tanto en Europa como en otras regiones, incluidas EEUU y China.

5.1. ENERGÍA MINIEÓLICA

La energía minieólica es un recurso renovable procedente de la energía eólica, pero siendo una alternativa enfocada a instalaciones con potencias inferiores a 100kW, instaladas en lugares aislados de la red eléctrica. Hoy en día, su situación global es relevante sin llegar al nivel de desarrollo de la eólica convencional, siendo uno de los problemas la baja eficiencia de éstos. Pero en cuanto a esto, se han ido desarrollando turbinas eólicas con diferentes soluciones técnicas, además de la optimización del control.

Un aspecto muy importante en este tipo de aerogeneradores es el emplazamiento, ya que su instalación requiere de lugares donde el viento sople con la mayor velocidad y constancia posibles, de modo que para ello depende en gran medida, el terreno sobre el que se mueve el aire, así como la vegetación. Además, las construcciones cercanas y otros factores sólidos frenan el viento, lo que conllevan a la producción de turbulencias. Las instalaciones eólicas de pequeña potencia presentan características propias, que las dotan de una serie de ventajas adicionales con respecto a la gran eólica, como una mayor eficiencia por las pérdidas evitadas tanto en las redes de transporte como de distribución y la accesibilidad, logrando así un menor impacto ambiental.

Un punto clave para este tipo de energía es la complementación con otros tipos de energía, como puede ser la fotovoltaica, ya que de este modo se pueden aprovechar al

máximo todos los recursos renovables disponibles sin la necesidad de suministro de otro tipo de energía contaminante.

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias: Aerogeneradores de eje vertical – VAWT (“Vertical Axis Wind Turbine”) y Aerogeneradores de eje Horizontal – HAWT (“Horizontal Axis Wind Turbine”).

5.1.1. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

En la actualidad, el tipo de turbina eólica más ampliamente asociada con la energía eólica es la turbina de eje horizontal (HAWT). En ella, el rotor que es de tipo propulsor está montado en un eje horizontal. Es de gran importancia que el rotor esté situado en la dirección del viento, por lo que para ello se consigue gracias a la implantación de una veleta en la cola. Este tipo de aerogeneradores son muy sensibles a los cambios en la dirección del viento, por lo que las turbulencias que producen tienen un efecto negativo en el rendimiento de estos, debido al reposicionamiento para captar el flujo del aire.

Las mejores ubicaciones para este tipo de aerogeneradores son áreas abiertas con flujo de aire libre y pocos obstáculos, por lo que no son adecuados para entornos urbanos. Además, por lo general, las pequeñas turbinas eólicas están diseñadas con una relación de velocidad punta alta a comparación con las grandes eólicas, por lo que la velocidad angular es mayor, emitiendo así más ruido, otro punto en contra para su ubicación en entornos urbanos.

Siendo la propuesta más usual, los aerogeneradores de eje horizontal, además poseen un mayor rendimiento respecto a otras disposiciones. Pueden ser, por lo general bipala o tripala. Las hélices de tres palas en las máquinas horizontales garantizan suavidad de funcionamiento, fácil balanceo y bajo nivel de ruido originado en su marcha.

5.1.2. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las turbinas eólicas de eje vertical generalmente son instaladas en ambientes turbulentos tales como ciudades, debido a su teóricamente mayor eficiencia respecto a las de eje horizontal en este tipo de regímenes, ya que tienen menos efectos negativos en la generación de potencia y en las cargas de fatiga al no tener que posicionarse constantemente.

A su vez los aerogeneradores VAWT se subdividen en: tipo Savonius, tipo Darrieus y aerogeneradores híbridos Darrieus-Savonius. Son aerogeneradores en los que la posición de las aspas y el eje del rotor se encuentran en vertical, perpendiculares al suelo y a la dirección del viento. El movimiento de las aspas se produce a causa de la fuerza de sustentación generada por el flujo de viento que incide en las aspas o bien por la fuerza de arrastre.

6. GENERADOR DIÉSEL

En el campo de las energías renovables los generadores diésel se utilizan como fuente de apoyo al funcionamiento normal de la instalación solar. El uso más habitual de los grupos electrógenos es en períodos desfavorables debido a fenómenos atmosféricos donde la captación de la energía solar es deficiente, o bien para picos puntuales de grandes consumos.

En cuanto al funcionamiento del grupo electrógeno, mientras la instalación pueda abastecerse de energía solar fotovoltaica, eólica o ambas éste se mostrará fuera de servicio, pero dispuesto en caso de que sea necesario, pero en el momento en el que tanto la radiación solar como el viento sean insuficientes, el grupo electrógeno actuará inmediatamente y se encargará de suministrar energía a los consumos demandados.

7. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS HÍBRIDOS

Los sistemas híbridos se caracterizan por la producción de energía a partir de dos o más fuentes de energía que, normalmente constan de una fuente de energía no renovable, generalmente combustible fósil, junto con al menos una fuente renovable formando así un sistema y compartiendo el mismo punto de conexión, pero de distintos orígenes proporcionando así una estabilidad en el suministro, ya que es posible producir más energía renovable durante más tiempo.

El objetivo de este sistema es conseguir la máxima eficiencia de cada tecnología para reducir el consumo de energía fósil y con ello las emisiones de CO_2 . Además, pretende gestionar de manera automática e inteligente la tecnología de menor coste, reduciendo así la amortización y consiguiendo una instalación más rentable para el usuario. Del mismo modo, permite una mayor capacidad de adaptación a diversas condiciones de emplazamiento.

Este tipo de instalaciones están pensadas para localizaciones donde hay ausencia de red eléctrica, ya sea porque no existe o porque se producen numerosos cortes de red, por lo que se definen como instalaciones aisladas, es por ello que este tipo de instalaciones se suelen utilizar para granjas o minería, entre otras.

Los primeros sistemas híbridos han estado más caracterizados por integrar una baja proporción de energía renovable, asegurando así la estabilidad de la red híbrida. Esto es debido a que a medida que aumenta la cantidad de energía renovable en la red híbrida, más complejo resulta mantener la estabilidad en la red, ya que el elemento activo que se encarga de controlar el sistema híbrido es el generador diésel, donde este es el encargado de adaptar la frecuencia mediante la inyección o absorción de potencia activa y la tensión. Sin embargo, si se pretende reducir el consumo del grupo diésel, éste debe trabajar en unos rangos mínimos que dificultan la capacidad de estabilizar la red híbrida.

De modo que para evitar esto, se puede incorporar otra fuente de energía renovable, como puede ser la eólica, obteniendo así una combinación de energía solar – eólica, ya que mientras que la producción renovable sea mayor que las cargas que alimenta se podría conseguir una generación 100% renovable puesto que se podrían abstener los grupos diésel y depender de ellos en caso de emergencia.

El coste inicial de los sistemas a base de energía solar, eólica o ambas son mayores que un generador a base de combustible fósil, pero sin embargo los costes en mantenimiento y operación se reducen drásticamente para los sistemas de energías renovables. Los sistemas híbridos deben llevar el criterio de modularidad, robustez y simplicidad, además de requerir un bajo mantenimiento. Estos combinan los sistemas de fuentes alternativas junto con baterías para el almacenamiento de energía.

Como sistemas híbridos actuales, se puede agrupar la clasificación en los siguientes:

- Fotovoltaica + Eólica
- Fotovoltaica + Hidráulica
- Hidráulica + Eólica
- Termosolar + Biomasa

8. DISEÑO DEL SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE

Para el desarrollo del sistema híbrido renovable dadas las condiciones existentes respecto a la ubicación de la granja, el sistema híbrido propuesto va a estar formado por una combinación de energía solar y eólica.

Se ha optado por esta combinación de recursos renovables ya que, en cuanto al emplazamiento, dispone de capacidad para acoger los dos tipos de instalación y además son dos recursos que se complementan y optimizan las condiciones tanto del viento como del sol para, además poder dar estabilidad a la red de consumos.

8.1. OBJETIVOS Y ELEMENTOS QUE CONSIDERAR EN LA METODOLOGIA DEL SISTEMA HÍBRIDO

Para el diseño del sistema híbrido renovable se procederá a seleccionar la combinación más adecuada en cuanto al dimensionado, de modo que se conforme un sistema lo más eficiente posible. Para ello, se deberá considerar:

- Ubicación de la instalación.
- Normativa aplicable.
- Análisis de los consumos de la granja.
- Componentes del sistema híbrido renovable.
- La capacidad y el número de unidades de energía renovable que van a ser instaladas.
- Dimensionamiento eléctrico.
- La inclusión generadores diésel como unidad de respaldo o *backup*.
- La integración de unidades de almacenamiento de energía.
- Análisis de costes.

8.2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La ubicación seleccionada para el desarrollo de la instalación se sitúa en la localidad de La Pueblanueva (Toledo) perteneciente a la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, en una finca cuya superficie ocupa aproximadamente 90.000 m^2 , donde se encuentra instalada una granja avícola.



Figura 6: Ubicación Geográfica de la parcela (Google Earth).

Donde las coordenadas geográficas correspondientes a la parcela son las siguientes:

- Longitud: $39^{\circ} 54' 38''$ N.
- Latitud: $4^{\circ} 39' 59,79''$ O.

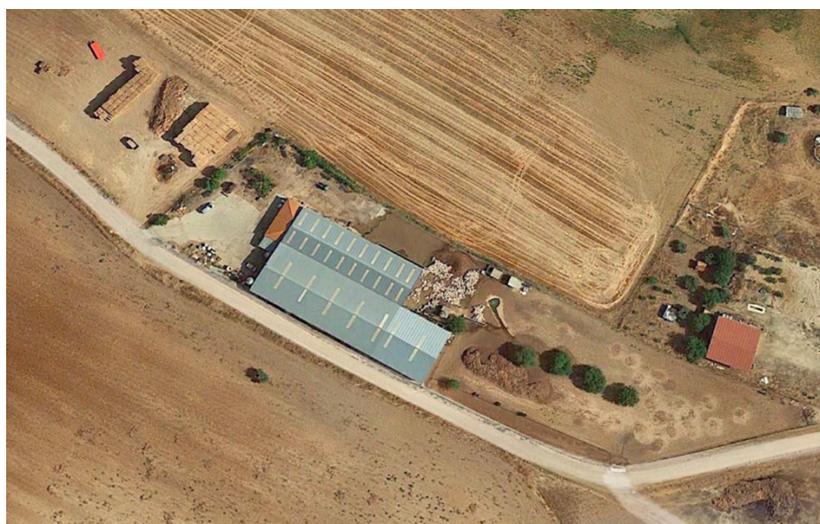


Figura 7: Situación Satélite parcela (Google Earth).

8.3. NORMATIVA APLICABLE

- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*
- *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.*
- *Real Decreto 27/2021, de 19 de enero, por el que se modifican el Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos, y el Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.*
- *Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.*
- *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.*
- *Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.*
- *Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.*
- *Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.*
- *Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.*
- *Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.*
- *UNE-HD 60364-5-54:2015, Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.*
- *UNE-EN IEC 61400-1:2020, Requisitos de diseño para asegurar la integridad estructural de los aerogeneradores.*
- *UNE-EN IEC 61400-2:2015. Aerogeneradores pequeños.*
- *IEC 61400-11:2020, Técnicas de medida de ruido acústico.*
- *IEC 61400-12-1:2005, Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad.*
- *IEC 62257, Recomendaciones para sistemas de pequeña potencia e híbridos con energías renovables en aplicaciones de electrificación rural.*
- *UE 2016/1628, de 14 de septiembre, sobre los requisitos relativos a los límites de emisiones de gases y partículas contaminantes y a la homologación de tipo para los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera.*
- *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 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.*

8.4. PREVISIÓN DE CARGAS Y CONSUMO DIARIO

La instalación en cuestión trata de una granja avícola, donde se lleva a cabo una actividad industrial ininterrumpida durante todo el año, de modo que la cantidad de energía de la que se requiere presenta unos niveles elevados. Además, pese a estar funcionando de manera ininterrumpida, existen meses donde su consumo es más elevado con respecto a los demás, este periodo se expone en la época correspondiente al verano, ya que como se dispone de gran cantidad de elementos de refrigeración estos deben actuar con más frecuencia durante los meses indicados.

Lo que se pretende es determinar la cantidad de consumo diario que presenta la instalación para poder dimensionar de forma efectiva la instalación.

A continuación, se muestra la Tabla F donde se representan las cargas que conforman la instalación, así como la potencia pico instalada:

Descripción	Cantidad	Potencia (W)
Motor puerta automática	2	500
Extractor pared	10	250
Bomba refrigeración alta presión	2	3000
Alumbrado exterior	50	40
Ventilador industrial recirculador	10	400
Equipos electrónicos	6	400
Equipos refrigeración	5	1200
Cámara de vigilancia	20	15
Alumbrado granja	150	20
Apertura automática ventana	6	200
Motores comederos	40	250
Bomba panel humificador	4	400
Calefacción zona de incubación	2	6000
Motores silos	5	1500
Maquinaria limpieza industrial	2	1000
Potencia pico (kW)		61,5

Tabla F: Potencia instalada.

Además, en la Tabla G se representan los consumos a los que la instalación tiene que hacer frente a lo largo del día, donde se representa por porcentajes la cantidad de energía que demanda la instalación en las diferentes franjas horarias.

	Energía media diaria consumida (kWh)	Día	Noche
Enero	263	84%	16%
Febrero	265	84%	16%
Marzo	268	82%	18%
Abril	269	86%	14%
Mayo	288	85%	15%
Junio	295	85%	12%
Julio	300	88%	12%
Agosto	299	90%	11%
Septiembre	295	86%	14%
Octubre	285	81%	19%
Noviembre	267	85%	15%
Diciembre	262	83%	18%

Tabla G: Energía media diaria consumida por la instalación.

A continuación, en la Tabla H se detalla el consumo medio de energía en las diferentes franjas horarias.

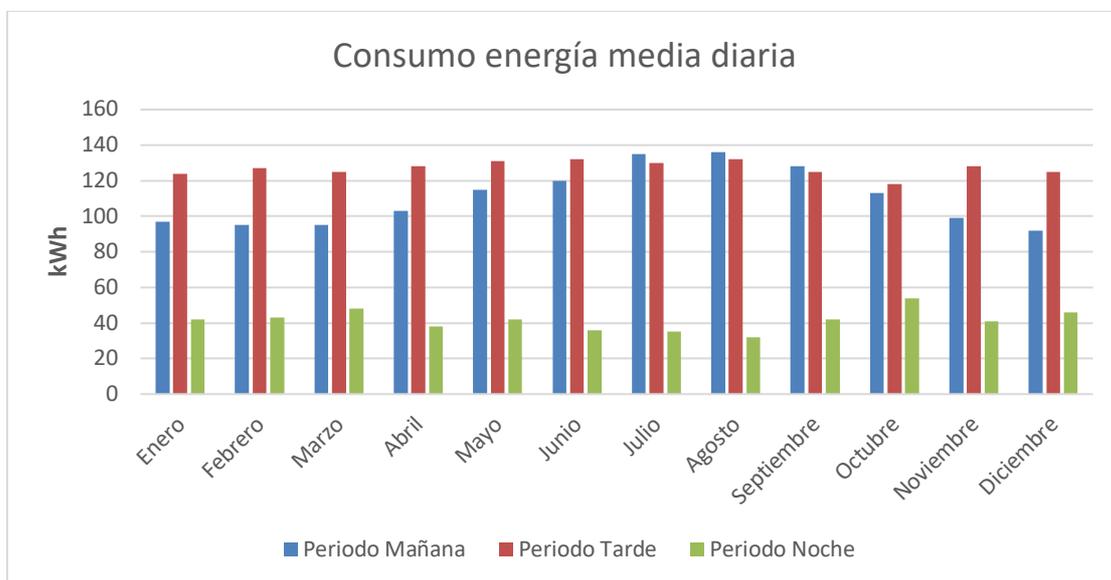


Tabla H: Consumo por periodos diarios (kWh) (fuente propia).

Tras la recopilación del dato de partida, se va a proceder al dimensionamiento de cada una de las partes que van a componer la instalación, de modo que para cada una de ellas se van a tener en cuenta unos aspectos concretos que permitan obtener el mayor rendimiento posible para la instalación.

8.5. IRRADIACIÓN SOLAR

En primer lugar, se va a calcular la irradiación mensual, que va a determinar la cantidad de energía que va a generar la instalación fotovoltaica durante un periodo de tiempo sobre una superficie determinada, de modo que cuanto más radiación tenga, más producción de energía tendrá. Para ello, se va a obtener una media diaria con diferentes ángulos mediante el software online PVGIS donde, una vez realizada las simulaciones se decidirá la irradiación óptima dependiendo los resultados obtenidos en las mismas.

Para ello, la simulación se va a llevar a cabo de acuerdo con tres ángulos diferentes de 35°, 45° y 55° para unos datos comunes de latitud (39,915° N) y longitud (-4,676 O) con una tecnología de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, partiendo de un generador fotovoltaico genérico de 1kWp y teniendo en cuenta unas pérdidas generales del sistema fotovoltaico del 14%.

A continuación, en la Tabla H se muestran los resultados de irradiación obtenidos en Tabla I para los diferentes ángulos de incidencia seleccionados:

	kWh a 35°	kWh a 45°	kWh a 55°
Enero	96,91	102,43	105,23
Febrero	107,28	110,7	111,38
Marzo	134,25	133,88	130,56
Abril	141,27	136,65	129,19
Mayo	152,85	144,24	132,74
Junio	155,25	144,42	131,24
Julio	168,6	157,69	144,25
Agosto	162,52	155,7	145,86
Septiembre	143,94	142,16	137,12
Octubre	123,35	125,81	125,17
Noviembre	96,07	100,77	102,85
Diciembre	90,2	96,26	99,71

Tabla I: Irradiación a diferentes ángulos (PVGIS).

Seguidamente en la Tabla I, se muestra una gráfica donde se recogen todos los datos de irradiación obtenidos a partir de las simulaciones realizadas:

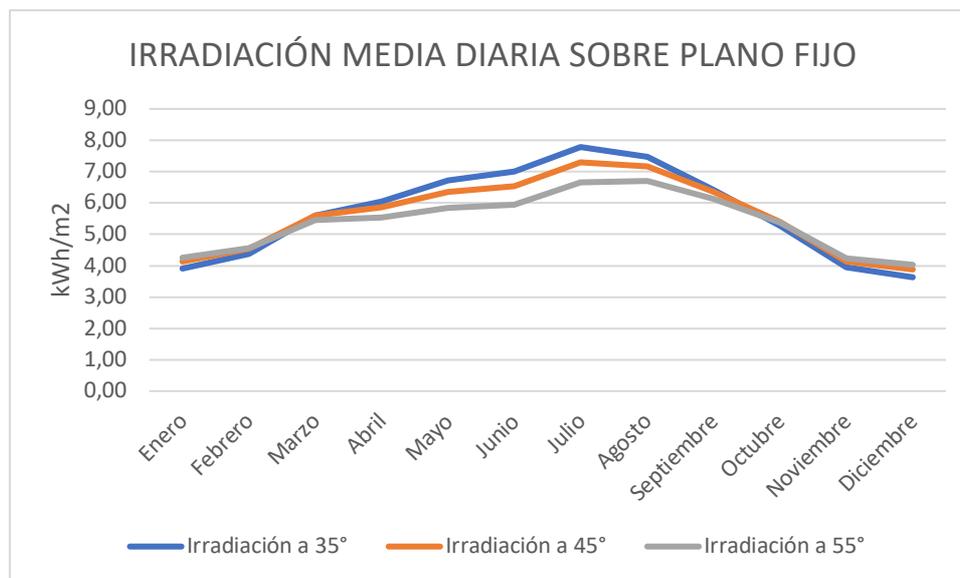


Tabla J: Simulación irradiación a diferentes ángulos (fuente propia).

A partir de los datos recogidos en la gráfica X se puede observar los diferentes valores de irradiación a distintos ángulos, en los que se puede apreciar que el ángulo que recoge una irradiación óptima debido a su irradiación de forma más constante es con un ángulo de inclinación a 45°, puesto que para los ángulos de 35° y 55° la diferencia entre los meses más desfavorables y los más favorables es más notoria con respecto al ángulo de 45°. De modo que se opta por la elección de un ángulo de 45° para el generador fotovoltaico.

8.6. DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La latitud determina la inclinación con la que caen los rayos del sol, además de la diferencia de la duración del día y la noche, de modo que cuanto más directamente incide la radiación solar más calor aporta a la Tierra. Las variaciones en la latitud son causadas debido a la inclinación del eje de rotación de la Tierra. El ángulo de incidencia de los rayos del Sol no es igual en verano que en invierno, siendo esta la causa principal de las diferencias estacionales. Cuando los rayos solares inciden con mayor inclinación calientan mucho menos, esto es debido a que el calor atmosférico tiene que repartirse en un espesor mucho mayor de la atmósfera, con lo que se filtra y dispersa parte de ese calor.

Para dimensionar correctamente la instalación y poder obtener un buen rendimiento en los meses más desfavorables, se va a proceder a la realización de un análisis de producción. Tomando como dato de partida un generador fotovoltaico de 1kW de potencia instalada para todos los casos y considerando unas pérdidas estimadas de un 14% producidas por los componente de las instalación, simulado a partir de PVGIS con

una orientación hacia el sur y una inclinación que se va a ir modificando en función del aumento de la producción, de manera que se pueda obtener la inclinación adecuada a la cual se van a instalar los módulos fotovoltaicos, obteniéndose así el mayor rendimiento posible del generador fotovoltaico.

Por lo tanto, como resultado de las simulaciones se obtienen los siguientes resultados:

	PRODUCCIÓN MEDIA DIARIA (kWh)		
	Producción a 35°	Producción a 45°	Producción a 55°
Enero	3,23	3,41	3,51
Febrero	3,58	3,69	3,71
Marzo	4,48	4,46	4,35
Abril	4,71	4,56	4,31
Mayo	5,10	4,81	4,42
Junio	5,18	4,81	4,37
Julio	5,62	5,26	4,81
Agosto	5,42	5,19	4,86
Septiembre	4,80	4,74	4,57
Octubre	4,11	4,19	4,17
Noviembre	3,20	3,36	3,43
Diciembre	3,01	3,21	3,32

Tabla K: Producción media diaria a diferentes ángulos (PVGIS).

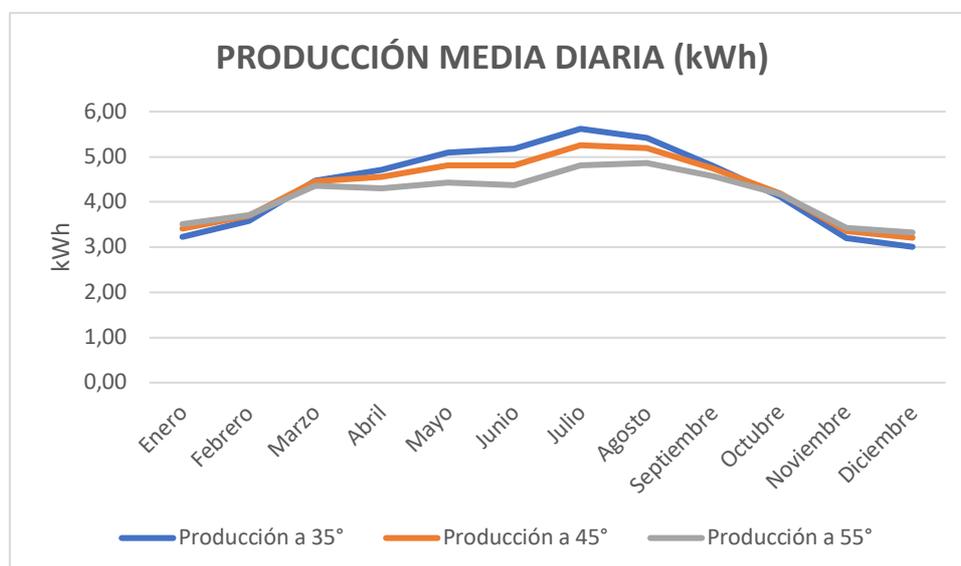


Tabla L: Simulación de producción a diferentes ángulos (fuente propia).

Tras los resultados obtenidos en la Tabla K, se procede a seleccionar el tipo de inclinación más adecuada para los módulos fotovoltaicos, puesto que analizando los la simulación se puede observar que para los diferentes ángulos seleccionados se muestra que para una inclinación de 35° existe demasiada diferencia de producción entre los meses más desfavorables con respecto a los más favorables, si se compara con la

inclinación de 45° se observa que la producción se mantiene más constante a lo largo del año, con una pequeña variación, pero menos notoria con respecto a los meses más desfavorables. Seguidamente, para una inclinación de 55° puede apreciar que, a pesar de mantener una producción más constante con respecto a los ángulos de 35° y 45°, la producción es menor a lo largo del año. Por lo tanto, la conclusión obtenida a partir del análisis es que se ha decidido instalar los módulos fotovoltaicos con una inclinación de 45°, puesto que se ha considerado según resultados obtenidos la más eficiente en cuanto a la producción anual.

8.7. RECURSO EÓLICO EN EL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

Para la obtención de datos de viento se ha precisado de datos obtenidos de la empresa que son concretos para el aerogenerador seleccionado, así como de software en tiempo real donde se pueden recopilar datos medios de viento.

Como punto de partida se ha recopilado la distribución de las direcciones del viento de la zona en cuestión, ya que resulta de vital importancia para ubicar los aerogeneradores sobre el terreno seleccionado, así como para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación del aerogenerador. Para representar dicha distribución de direcciones del viento se suele utilizar la rosa de los vientos, que trata de un diagrama polar que representa el porcentaje de viento en la dirección indicada, así como en módulo, su escala de velocidad media del viento.

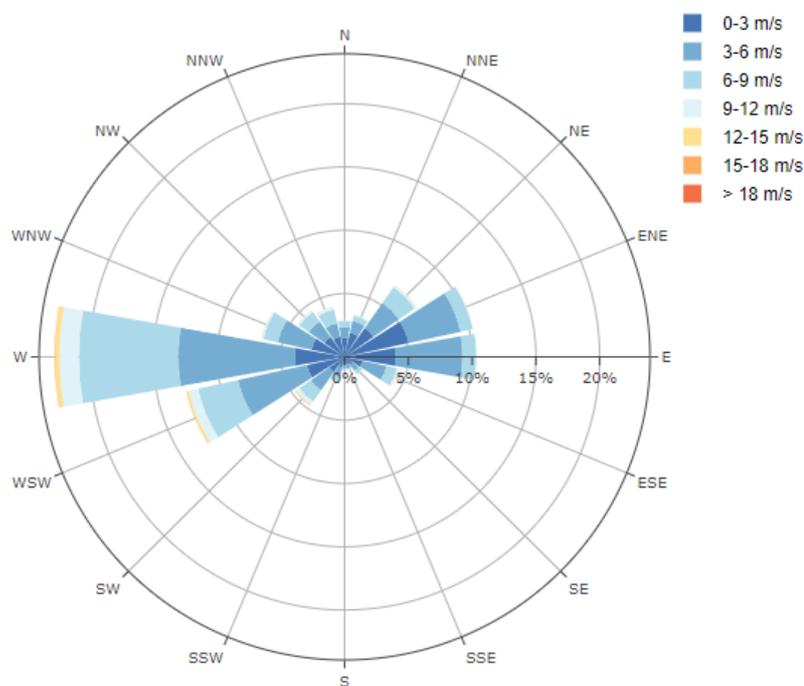


Figura 8: Rosa de los vientos (Global Wind Atlas).

Donde los datos se representan en dieciséis direcciones, a ocho de ellas asignadas como primarias y las otras ocho, como secundarias. Definidas de la siguiente forma:

Primarias	Secundarias
N (norte)	NNE (nor noroeste)
S (sur)	ENE (este noroeste)
E (este)	ESE (este sudeste)
O (oeste)	SSE (sud sudeste)
NE (nordeste)	SSO (sud sudoeste)
NO (noroeste)	OSO (oeste sudoeste)
SE (sudeste)	ONO (oeste noroeste)
SO (sudoeste)	NNO (nor noroeste)

Tabla M: Direcciones primarias y secundarias (Global Wind Atlas).

8.8. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA EL AEROGENERADOR SELECCIONADO

Para poder estimar la producción eléctrica de los aerogeneradores, es imprescindible disponer de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado para la instalación, ya que a partir de dicha curva de potencia se podrá determinar de forma estimada la producción del aerogenerador a diferentes velocidades.

Para ello, se ha requerido de unos datos de entrada correspondientes tanto a la zona geográfica en la que se ubique la instalación como al propio aerogenerador seleccionado, que para este caso son los siguientes:

Datos de entrada	
Media Viento (m/s)	4,29
Weibull K	1,57
Altitud del lugar (m)	481
Exp. Cortadura	0,220
Altura Anem. (m)	12
Altura Torre (m)	13
Factor Turbulencia	5,0%
Margen Seguridad	5,0%

Tabla N: Datos de entrada recurso eólico (Bornay).

Así mismo, a partir de los resultados obtenidos se ha generado la gráfica correspondiente a la curva de potencia del aerogenerador seleccionado.

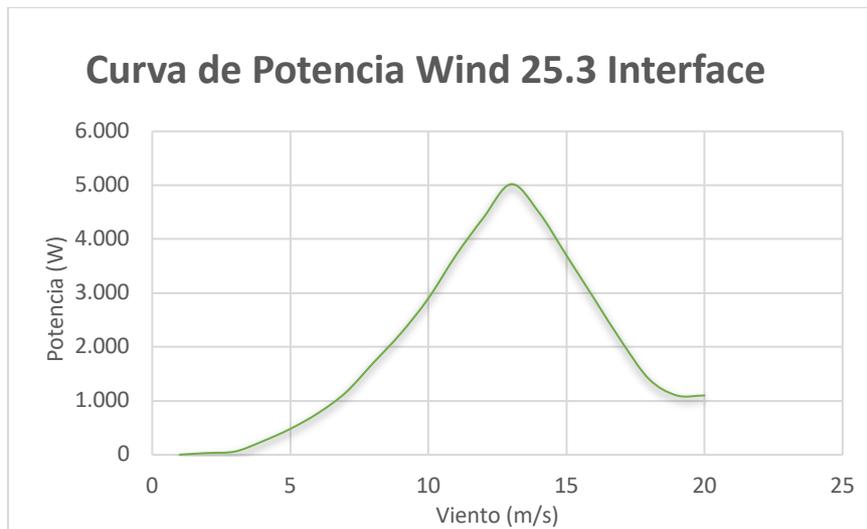


Tabla O: Curva de potencia Interface Wind 25.3 (Bornay).

Donde se puede observar que, de la misma manera que conforme aumenta la velocidad del viento en bins con un ancho de 1m/s, aumenta la potencia hasta el punto de la potencia límite o nominal del generador, a partir de la cual, debido a que llega a la velocidad límite de 14 m/s, va frenando y como consecuencia disminuyendo la producción.

Viento medio (m/s)	Potencia (W)	Producción Eólica kWh/año	Probabilidad de viento (f)	Neto (W)
1	2	50	10,38%	0,21
2	33	412	13,40%	4,42
3	60	1.484	13,99%	13,29
4	250	3.393	13,13%	26,27
5	480	6.097	11,47%	48,76
6	770	9.235	9,48%	64,50
7	1.150	12.228	7,49%	74,17
8	1.700	14.626	5,59%	92,75
9	2.250	16.255	4,17%	93,27
10	2.900	17.147	2,96%	90,43
11	3.700	17.436	2,05%	81,72
12	4.400	17.281	1,37%	72,78
13	5.020	16.820	0,90%	53
14	4.500	16.166	0,57%	34,27
15	3.700	15.403	0,36%	20,03
16	2.900	14.587	0,22%	10,47
17	2.100	13.760	0,13%	5,94



18	1.400	12.946	0,08%	3,50
19	1.100	12.162	0,04%	2,02
20	1.100	11.416	0,02%	1,15

Tabla P: Producción de energía para diferentes velocidades de viento (fuente propia).

En la Tabla O, se puede observar la producción anual para el generador seleccionado, con unas condiciones adecuadas a su emplazamiento, de manera que dependiendo de la velocidad del viento se puede estimar la producción con la respectiva probabilidad de bien para la velocidad dada. Estos resultados se han obtenido a partir de la recopilación de datos anuales, ya que dada la escasez de datos de viento se dificulta más la obtención de los resultados.

8.9. ABASTECIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El sistema planteado funciona conectando un conjunto de paneles solares a un banco baterías de alto voltaje mediante un convertidor DC/DC el cual actuará como regulador de carga, de modo que este será el encargado de elevar la tensión proveniente del generador fotovoltaico a la tensión de baterías para poder cargarlas. Asimismo, el banco de baterías estará conectado a la parte de corriente continua de otro convertidor, en este caso DC/AC, el cual reducirá la tensión adaptándola a la tensión trifásica de corriente alterna mediante una onda sinusoidal pura, así como a los valores de tensión y frecuencia requeridos por la instalación.

Por otro lado, la parte de la instalación que comprende la generación eólica partirá de la producción de los aerogeneradores en corriente alterna que, se conducirá hasta el Interface Wind + donde se filtrará y se regulará la tensión para suministrar en corriente continua la energía producida a los inversores SMA, que serán los encargados de distribuir la energía producida por los aerogeneradores directamente a los consumos.

El acumulador debe resistir bien los ciclos de carga y descarga diarios, así como disponer de una buena eficiencia de carga y una baja autodescarga. Es por ello que, el dimensionamiento se ha llevado a cabo de manera que se disponga de una capacidad de almacenamiento suficiente, de modo que se pueda cubrir tanto la demanda nocturna como los momentos de escasa producción de energía en días nublados y/o con poco viento.

Puesto que el sistema híbrido se ha planteado para asegurar un suministro continuo de energía eléctrica, en este caso se ha añadido un grupo electrógeno para casos excepcionales de modo que se pueda respaldar la instalación. Este grupo se activará en el momento en el que la producción de energía por medio de los recursos renovables sea nula o insuficiente, ahí es cuando el grupo se sincroniza con la red y da paso a la energía que demanden las cargas.

A continuación, una vez obtenido tanto el recurso solar como el eólico, se muestra en la Tabla la producción que se va a llevar a cabo por ambos generadores.

Mes	Demanda total de energía (kWh)	Producción eólica media diaria (kWh)	Producción fotovoltaica media diaria (kWh)	Producción total (kWh)
Enero	629	110,76	575,9	686,7
Febrero	631	119,22	666,9	786,1
Marzo	634	127,86	852,8	980,7
Abril	635	127,86	768,4	896,2
Mayo	654	86,58	811,0	897,6
Junio	661	78,96	812,0	891,0
Julio	666	94,44	886,7	981,1
Agosto	665	86,58	875,5	962,0
Septiembre	661	64,44	799,4	863,8
Octubre	651	78,96	707,4	786,4
Noviembre	633	86,58	566,6	653,2
Diciembre	628	102,54	541,24	643,8

Tabla Q: Producción anual estimada para la instalación (fuente propia).

8.10. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA HÍBRIDO

8.10.1. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN. TENSIONES DE ALIMENTACIÓN

Puesto que se trata de una instalación aislada con el objeto de autoconsumo, la generación de energía tanto del generador fotovoltaico en corriente continua que, a través de un convertidor de tensión suministrará en alterna a los consumos. Por lo tanto, las tensiones nominales de Baja Tensión que estarán presentes en la instalación estarán comprendidas entre los valores:

- Corriente alterna BT: $50 < U_n \leq 500$ V, estando normalizada 230/400 y 50Hz.
- Corriente continua: $75 < U_n \leq 1000$ V, tensión en bornes del generador fotovoltaico.

8.10.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico va a ser el encargado de la producción de la energía solar fotovoltaica. De modo que el campo solar estará compuesto por 384 paneles SUNRISE – M672HLP constituido por 144 células de silicio monocristalino de alta eficiencia. El marco de aluminio anodizado y el frente de vidrio de conformidad con estrictas normas de calidad permiten que estos módulos soporten las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su vida útil. Se muestran a continuación los datos técnicos más significativos del módulo en cuestión.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS SUNRISE-M672HLP	
Tensión máxima del sistema	1500Vdc
Potencia nominal P_{max}	450W
Tensión nominal V_{mpp}	41,39V
Tensión de circuito abierto V_{oc}	50,10V
Corriente nominal I_{mpp}	10,88A
Corriente de cortocircuito I_{sc}	11,48A
Eficiencia del módulo	0,2071%

8.10.2.1. INSTALACIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En lo que respecta a la instalación de los módulos fotovoltaicos, estos se situarán sobre el agua orientada el sureste del tejado de la edificación principal de la parcela, tal y como aparece en el Anexo 1: Plano N°2 “UBICACIÓN GENERADOR SOLAR, EÓLICO Y GRUPO ELECTRÓGENO”. En lo que respecta a la instalación eléctrica, disponen de una conexión en la salida de dos cables unipolares en cuyo extremo se encuentran los conectores MC4 para la interconexión entre ellos. Los MC4 disponen de un conector positivo (+) denominado macho y un conector negativo (-) denominado hembra. Dicho cableado se encuentra de manera que facilite la conexión en serie de los paneles, es decir, interconexión del macho y la hembra, de manera que se conecte el positivo con el negativo.

El número de paneles a interconectar por string se ha definido de 12 módulos, cuya determinación se ha llevado a cabo gracias a los cálculos realizados, teniendo en cuenta la tensión de circuito abierto V_{oc} para unas condiciones ambientales determinadas, de forma que asegure un buen funcionamiento.

En cuanto a la orientación de los paneles se trata de un campo solar con orientación fija. Por lo que se ha previsto colocar los paneles sobre las distintas ubicaciones que ofrece el emplazamiento, donde cuya disposición puede verse especificada en el plano N°2. De este modo se conseguirá, dentro de la instalación fija, un ángulo que permita dentro de lo posible, la mayor producción de electricidad al cabo del año.

8.10.3. ESTRUCTURA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos es un elemento muy importante en lo que respecta a la instalación, puesto que asegura un perfecto aprovechamiento de la radiación solar, siendo la encargada de sustentar a los mismos, además de ser la encargada de formar tanto la inclinación como la orientación de los paneles durante la vida útil de la instalación para que los módulos reciban la mayor radiación consiguiendo un aumento de su eficacia.

En cuanto a los anclajes de las estructuras, para evitar la penetración de agua se han empleado arandelas de neopreno, así como un sellante químico de modo que quede todo totalmente sellado y evitar así la entrada de cualquier tipo de fluido en el interior de cualquier recinto de la granja.

La estructura está diseñada teniendo en cuenta las posibles dilataciones térmicas debido a los cambios de temperatura en el exterior, sin que esto suponga algún tipo de problema a los módulos fotovoltaicos, además las estructuras son capaces de soportar cualquier circunstancia causada por fenómenos atmosféricos.

Las estructuras irán con sus respectivos marcados CE y fabricadas según las exigencias de la Unión Europea, totalmente instalada según DB SE y DB HE-5 del CTE. El diseño y cálculo de la estructura se ha realizado siguiendo en todo momento lo establecido en los Eurocódigos.

A continuación, se muestran las características técnicas más significativas de las estructuras en cuestión:

CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURA FIXZ-15	
Tipo	Coplanar
Material	Aluminio
Capacidad	6 módulos
Inclinación	10°
Medidas	XL: 2000 x 1000 mm

Tabla S: Características técnicas estructura coplanar.

CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURA COMPACT DIRECT	
Tipo	Inclinada
Material	Aluminio
Capacidad	6 módulos
Inclinación	45°
Medidas	XL: 2000 x 1000 mm

Tabla R: Características técnicas estructura inclinada.

8.10.4. CONVERTIDORES DC/DC Y DC/AC

Los convertidores van a ser los encargados de gestionar la energía a los diferentes puntos de la instalación. Estos convertidores están compuestos mecánicamente por dos unidades: la unidad de potencia y la unidad de control.

La unidad de potencia incluye un puente para el inversor con transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) y produce una tensión AC simétrica trifásica y modulada por ancho de pulsos para la carga.

El bloque de control de carga y de la aplicación se basa en el software del microprocesador. El microprocesador controla la carga según la información que recibe a través de medidas, valores de los parámetros, E/S de control y panel de control.

El bloque de control de carga y de la aplicación controla el ASIC de control de la carga que, a su vez, calcula las posiciones de los IGBT. Los controladores de la puerta amplifican estas señales para controlar el puente de inversores del IGBT.

Un aspecto importante que tener en cuenta con respecto a los convertidores es la temperatura, ya que una temperatura ambiente fuera de las condiciones normales conlleva una reducción de potencia, reduciendo así la capacidad de carga del convertidor. A continuación, se muestra una gráfica donde se observa la disminución de potencia en cuanto al aumento de la temperatura ambiente:

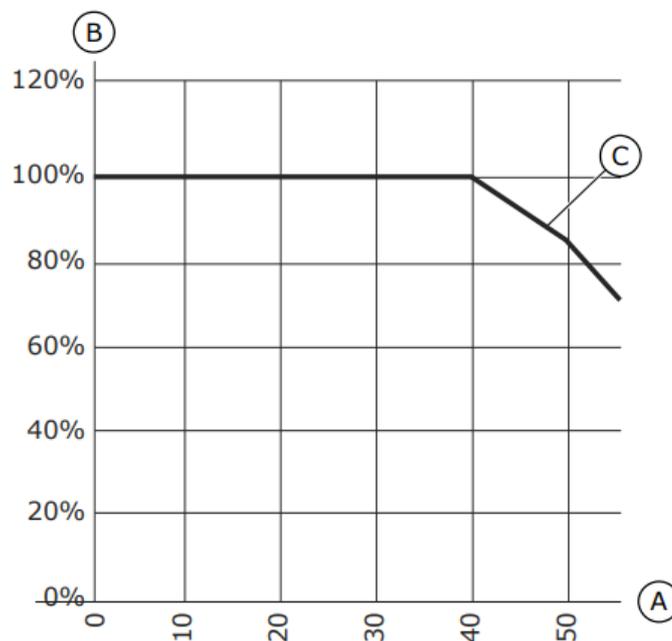


Tabla T: Reducción de potencia debido a temperatura ambiente (Danfoss).

Donde:

- A: Temperatura ambiente.
- B: Capacidad de carga (%).
- C: Capacidad de carga (%).

Los convertidores utilizados contienen la misma arquitectura, pero diferente funcionamiento, ya que cada uno realiza una gestión diferente de la energía, que viene determinada dependiendo de la versión de software que se instale en el microprocesador. La versión que utilizar viene definida dependiendo de la aplicación que se desee implantar en el convertidor. En cuanto a estos, se van a instalar dos unidades, uno en la parte de corriente continua, correspondiente al convertidor DC/DC y otro en la parte de corriente alterna, correspondiente al convertidor DC/AC.

Los distintos parámetros que son capaces de gestionar se establecen mediante un protocolo de comunicación TCP IP, que se encargará de monitorizar dichos datos mediante la conexión de los convertidores a un rúter.

Convertidor DC/AC

El convertidor DC/AC cumplirá con la normativa vigente para este tipo de instalaciones, incorporando un aislamiento galvánico que separe el circuito de corriente continua de la instalación en AC de consumos a los que va a ir conectada, con el fin de que los dos circuitos queden independientes y no afecten a las perturbaciones que puedan producirse entre ellos. Este convertidor, por su parte va a producir una corriente alterna con un tipo de onda sinusoidal pura y sin armónicos tal y como se indica en el PCT – Instalaciones Aisladas de la Red de modo que se adapte perfectamente a la parte de AC correspondiente a los consumos. Además, el convertidor se sincronizará con la frecuencia de la red, en este caso de los consumos, para que el sistema fotovoltaico y los consumos trabajen en fase, así como que el tiempo de conexión sea el mínimo posible.

A continuación, se muestra el esquema unifilar donde se representa la estructura que compone el convertidor DC/AC.

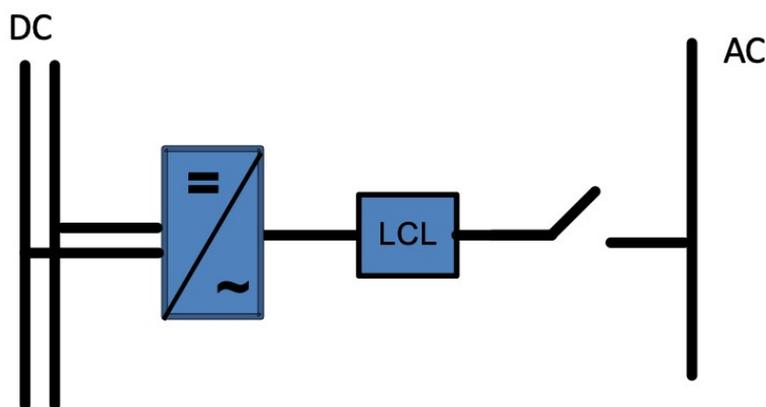


Figura 9: Esquema convertidor DC/AC (Danfoss).

A continuación, se muestra una tabla con las principales características eléctricas del convertidor DC/AC:

Convertidor DC/AC NXI_0168 5 FI9	
$P_{Convertidor} (kW)$	81
$V_{DC-min} (V)$	465
$V_{DC-max} (V)$	800
$I_{DC-max} (A)$	168

Tabla U: Características eléctricas principales DC/AC (Danfoss).

Convertidor DC/DC

El convertidor DC/DC va a ser el encargado de actuar como un regulador de carga, pero actuando con todo el generador fotovoltaico ya que, al aceptar un amplio rango de niveles de tensión, así como una corriente elevada, permite acoger toda la potencia disponible del generador fotovoltaico con los niveles de tensión y corriente necesarios.

El funcionamiento básico de dicho convertidor será el siguiente:

- Elevar el valor de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico de modo que se adapte al valor fijado por la tensión de las baterías para que, en caso de tener que inyectar el excedente lo haga sin problema.
- Optimizar el rendimiento del campo solar en cada momento, de modo que actúe del mismo modo que un regulador solar (MPPT).
- Reunir los sistemas de protección requeridos y necesarios para garantizar la seguridad del sistema, así como los operadores del mismo. (Tensión fuera de rango, un valor de frecuencia inadecuado, cortocircuito, baja potencia, sobreintensidades, etc.)

Esto va a permitir disponer de un solo convertidor para la parte de corriente continua y gestionar la totalidad de potencia del generador fotovoltaico.

A continuación, se muestra es esquema correspondiente al convertidor DC/DC:

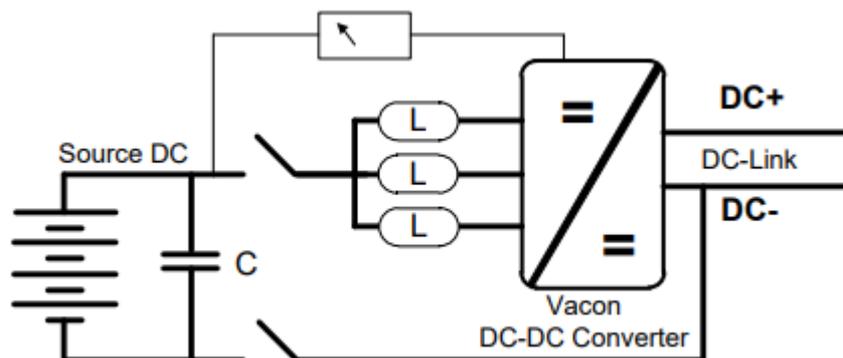


Figura 10: Convertidor DC/DC

A continuación, se muestra una tabla con las principales características eléctricas correspondientes al convertidor DC/DC:

Convertidor DC/DC NXI_0385 5 FI10	
$P_{Convertidor}(kW)$	180
$V_{DC-min}(V)$	465
$V_{DC-max}(V)$	800
$I_{DC-max}(A)$	385

Tabla V: Características eléctricas principales DC/AC (Danfoss).

8.10.5. FILTRO SENOIDAL

Los filtros sinusoidales proporcionan de manera satisfactoria ondas de formas sinusoidales a partir de ondas cuadradas con picos de alta tensión. Poseen una frecuencia de resonancia $< 50\%$ de la frecuencia de conmutación. El filtro se encarga de eliminar la frecuencia del portador, dejando sólo la frecuencia de salida eliminando por tanto todo el esfuerzo eléctrico en las cargas eliminando ruidos, ya que a plena carga la caída de tensión es una parte significativa de la tensión disponible.

Los filtros están diseñados para la frecuencia de conmutación nominal de la unidad correspondiente, en este caso la unidad NX. Además, se seleccionan de modo que su intensidad nominal $<$ intensidad nominal de su correspondiente convertidor, puesto que están diseñados térmicamente para el mismo tipo de sobrecarga que las unidades.

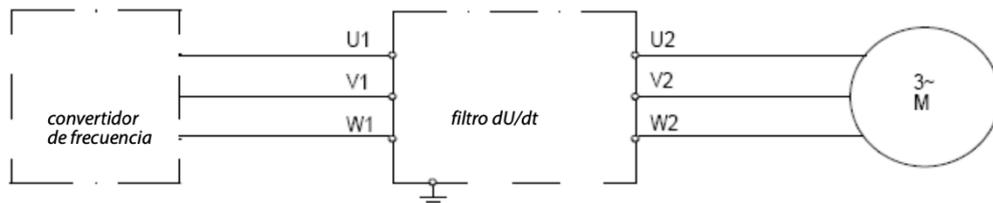
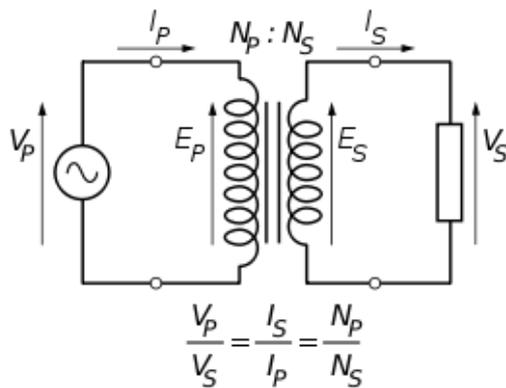


Figura 11: Filtro sinusoidal (Danfoss).

8.10.6. TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO

El transformador de aislamiento galvánico se va a instalar como método de protección. El tipo de conexión utilizado es estrella-estrella, por lo que al tratarse de un transformador de aislamiento, posee una relación 1:1 entre su devanado primario y el secundario, puesto que ambos bobinados tienen la misma cantidad de vueltas o espiras, por lo tanto el bobinado secundario entregará el mismo voltaje de AC que se le aplique al bobinado primario, sin que exista una conexión eléctrica entre ellos, separando así los circuitos y de ese modo evitar que fluya la corriente directamente entre los circuitos,

esto no quiere decir que se impida la transferencia de energía, pero asegura que no haya un contacto eléctrico, es decir, que no existe conexión eléctrica entre los circuitos. De este modo, este aislamiento galvánico es el que se encarga de proteger a las personas además de evitar la transmisión de voltajes excesivamente altos.



Características Técnicas TRAFO	
Potencia	200kVA
Tensión de Entrada	400V
Tensión de Salida	400V + N
Frecuencia	50/60Hz
Conexión	Yyn0

Tabla W: Características eléctricas transformador.

Figura 13: Transformador de aislamiento galvánico.

8.10.7. AEROGENERADORES

El modelo de aerogenerador a instalar es el Interface Wind 25.3 con alternador trifásico de imanes permanentes de neodimio. Se trata de un aerogenerador de eje horizontal y tres palas, con una potencia nominal de 5 kW.



Figura 14: Aerogenerador Bornay 25.3.

El aerogenerador incluye su unidad de control de salida, el Interface Wind + que, rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador. En este caso, puesto que el aerogenerador seleccionado ha sido el correspondiente al de conexión a red, pero puesto que la instalación no dispone de red eléctrica, este va a actuar como tal, pero en este caso se ha adaptado a la instalación a partir de los inversores SMA, de modo que, al producir energía va a ir directamente a los consumos.

Características Eléctricas Wind 25.3	
Nº hélices	3
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Potencia nominal	5000W
Voltaje salida	80-380Vac
Corriente máx. salida	15A
Frecuencia	50Hz

Tabla X: Características eléctricas Bornay 25.3 (Bornay).

Además, para el registro de la velocidad del viento se va a contar con un Wind Sensor Cluster. Este dispositivo permite la conexión de hasta 10 Interfaces Wind +, de forma que se pueda medir y obtener datos de viento de cada uno de los aerogeneradores, gracias a los pines de conexión que incluye.



Figura 15: Wind Sensor Cluster (Bornay).

El cableado correspondiente del Wind Sensor Cluster se adaptará a las recomendaciones definidas por el fabricante, respetando siempre las polaridades y secciones.

8.10.7.1. INSTALACIÓN AEROGENERADORES

En cuanto a la instalación de los aerogeneradores, se van a situar en la parte posterior de la granja, ya que dispone de espacio suficiente y una zona fuera de obstáculos. Entre ellos habrá una separación de 25 metros y hasta el convertidor habrá una distancia aproximada de 80 metros. Además, se montarán sobre una torre de celosía seleccionada por el fabricante. El anclaje de la torre del aerogenerador se realizará mediante una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, de modo que se evite en todo momento un mal funcionamiento del aerogenerador.

Los conductores de cobre discurrirán a través de un tubo enterrado por una zanja, por donde transportarán la energía producida por el aerogenerador directamente hasta el convertidor Interface Wind +.

Para el correcto montaje del aerogenerador, se debe llevar a cabo un orden en el proceso:

- Montaje de la torre.
- Cableado eléctrico.
- Montaje del aerogenerador.
- Pruebas de funcionamiento.

8.10.8. INVERSOR SMA

El inversor SMA, es un inversor de conexión a red, que va a ser el encargado de suministrar energía producida por los aerogeneradores a la red de consumos en AC, ya que va a recibir la tensión DC del aerogenerador y va a convertirla en tensión AC. El inversor seleccionado para ello es el SMA Sunny Tripower de una potencia nominal de 5 kW, equivalente a la potencia nominal de los aerogeneradores.

A continuación, se muestran los parámetros de entrada y salida correspondientes al inversor SMA ST 5.0:

Entrada	
<i>Tensión entrada máx.</i>	850W
<i>Tensión de entrada mín./inicio</i>	175V
<i>Corriente de entrada máx.</i>	12A
<i>Corriente de cortocircuito máx.</i>	18A
<i>Rango de tensión del MPPT</i>	215V a 800V

Tabla Y: Datos entrada SMA ST 5.0 (SMA).

Salida	
<i>Tensión nominal</i>	3/N/PE; 230V/400V
<i>Rango de tensión CA</i>	180V a 280V
<i>Frecuencia de red de CA</i>	50Hz
<i>Corriente máx. de salida</i>	3 x 7,6A
<i>Fases de inyección/fases de conexión</i>	3/3

Tabla Z: Datos salida SMA ST 5.0 (SMA).

8.10.9. BATERÍAS

Las baterías van a ser las encargadas de almacenar el excedente de energía no consumida por las cargas. La elección de baterías de litio se debe a que presentan un mayor rendimiento, no necesitan de un mantenimiento y además gracias a la tecnología BMS permiten parametrizar y controlar los valores actuales de carga y descarga, otro aspecto muy importante que es una gran ventaja con respecto a otras baterías es que estas permiten un nivel de carga mínimo más reducido (SoC), lo que aporta mucho margen a la hora de abastecerse del recurso proveniente de las baterías.

El banco de baterías se ha dimensionado en base a las necesidades de la instalación. Para este tipo de instalación, debido a la magnitud y al tipo de convertidores seleccionados, se ha optado por baterías de litio de alto voltaje, de modo que se pueda establecer un sistema en el que todos los componentes puedan trabajar a las tensiones y corrientes asignadas.

Además, debido a la magnitud de la instalación se han dimensionado para una autonomía reducida de un día, es decir, de modo que el periodo de carga de las mismas se realice en un día. Esto se ha realizado para así poder abastecer tanto la demanda nocturna como la demanda inicial del día, cuando todavía no hay suficiente radiación solar. De este modo, la instalación va a disponer en todo momento de energía, ya sea porque se está produciendo o porque ha almacenado durante la producción diaria sin problema alguno. Para dicho dimensionamiento se ha tenido en cuenta tanto la producción fotovoltaica como la eólica. Lo que se quiere conseguir con esto es que en todo momento la instalación pueda abastecerse de energía renovable, pero en caso de que esto no suceda así, las baterías dispondrán de suficiente energía para poder abastecer las cargas diarias durante al menos un día entero.

Con este planteamiento, el objetivo es optimizar la carga de baterías durante el día para poder disponer de energía cuando se requiera.

A continuación, se muestra una tabla con las principales características técnicas correspondientes a las baterías seleccionadas.

Pylontech Powercube-M2A-180 (729,6V-148Ah)	
<i>Capacidad del Sistema de Batería (kWh)</i>	107,98
<i>Voltaje del Sistema de Baterías (Vdc)</i>	729,6
<i>Rango del Voltaje del Sistema (Vdc)</i>	615,6 - 820,8
<i>Eficiencia (%)</i>	96%
<i>Profundidad de Descarga (DoD %)</i>	90%
<i>Cantidad de Módulos de Batería</i>	1~19
<i>Dimensiones</i>	803x855x2130
<i>Peso (kg)</i>	1.200
<i>Vida de diseño</i>	+15 años

8.10.10. GRUPO ELECTRÓGENO

La instalación contará con un grupo electrógeno diésel de 94 kVA que servirá de apoyo en caso de emergencia, ya sea debido a una radiación insuficiente o por causas atmosféricas desfavorables.

En cuanto al funcionamiento del grupo electrógeno, mientras la instalación pueda abastecerse de energía solar fotovoltaica, eólica o ambas éste se mostrará fuera de servicio, pero dispuesto en caso de que sea necesario. En el momento en el que tanto la radiación solar como el viento sean insuficientes, el grupo electrógeno actuará inmediatamente y se encargará de suministrar energía a los consumos demandados.

El grupo electrógeno estará situado en un habitáculo habilitado, de manera que respete las condiciones de accesibilidad y ventilación necesarias. El cableado eléctrico se distribuirá bajo tubo enterrado.

A continuación, se adjuntan las características técnicas del grupo electrógeno:

Grupo Electrónico GDS90T

<i>Potencia primaria</i>	85kVA (68kW)
<i>Potencia de reserva</i>	94kVA (75kW)
<i>Intensidad nominal</i>	123A
<i>f.d.p</i>	0,8
<i>Voltaje</i>	400V
<i>Frecuencia</i>	50Hz
<i>Grado de protección</i>	IP23

8.11. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El sistema eléctrico instalado tiene como objetivo distribuir de forma equilibrada y segura la energía producida por los distintos componentes de la instalación, además del abastecimiento de los consumos requeridos.

El cableado se ha dimensionado con el objetivo de reducir al máximo las posibles caídas de tensión en la línea que puedan producir pérdidas en el rendimiento del sistema. Para ello, se cumplirá con lo estipulado en el Reglamento de Baja Tensión (REBT).

Todos los cálculos correspondientes a este apartado se encuentran en el ANEXO B: Cálculos Justificativos.

8.11.1. CABLEADO DC

El sistema se compone de diferentes partes en la instalación, con algunas de ellas expuestas al aire libre, lo que conlleva a soportar la adversidad de condiciones atmosféricas durante todo el año, condicionando así la calidad de los materiales empleados. Es por ello por lo que se debe utilizar conductores que permitan soportar dichas condiciones, de modo que se ha optado por conductores de tipo PV ZZ-F, con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, compuestos por dos conductores activos que serán el positivo (rojo) y el negativo (negro) con una capacidad admisible de hasta 1,8 kV.



Los conductores de tipo PV ZZ-F son unipolares que poseen doble aislamiento, puesto que en su interior se encuentra estañado ofreciendo así una mayor resistencia frente a la corrosión. Además, dichos conductores también poseen una gran resistencia al fuego, siendo libres de halógenos.

Este cableado es el encargado de distribuir la energía producida en corriente continua, desde la salida de módulos fotovoltaicos hasta la entrada del convertidor DC/AC, pasando por los fusibles de protección en DC, empleando la sección adecuada para cada tramo, calculada a partir de las intensidades admisibles.

8.11.1.1. CAJA DE CONEXIONES DC

La caja de conexiones DC, es la que reúne toda la protección primaria para la parte de DC. En ella se situarán los fusibles que protegen los dos polos, positivo (+) y negativo (-) contra sobrecargas que se puedan producir, correspondientes a las strings que componen el generador fotovoltaico. Además, incluye un protector contra sobretensión, ya que es conveniente para este tipo de instalaciones ante posibles sobretensiones causadas por fenómenos atmosféricos. Asimismo, la caja de conexiones está provista de un interruptor de corte en carga, que permite cortar la línea del grupo de paneles y así poder realizar tareas correctivas o preventivas en caso de que sea necesario.

A continuación, se muestran las características técnicas de la caja seleccionada:

Caja Nivel 1	
<i>Dimensiones (Mm)</i>	600 x 600 x 240
<i>Nº Strings</i>	6
<i>In Fusible</i>	16A
<i>In Interruptor</i>	125A
<i>Protección Contra Sobretensiones</i>	Si
<i>Grado De Protección</i>	IP66

Tabla AA: Características Técnicas Caja nivel 1 (Cahors).

Caja Nivel 1	
<i>Dimensiones (Mm)</i>	800 x 600 x 300
<i>Nº Strings</i>	26
<i>In Fusible</i>	16A
<i>In Interruptor</i>	180A
<i>Protección Contra Sobretensiones</i>	Si
<i>Grado De Protección</i>	IP66

Tabla BB: Características técnicas caja nivel 1 (Cahors).

8.11.2. CABLEADO AC

El cableado correspondiente la parte de AC es el especificado en cada tramo hasta el cuadro de conexiones de AC, donde se unirán los conductores en un embarrado del que posteriormente se llevarán los conductores hasta dicho cuadro de protecciones que estará próximo al embarrado.

Este cableado está compuesto por conductores unipolares tipo RVK, con un aislamiento de polietileno reticulado XLPE de 1kV, no propagador ni de incendios ni de llama.

8.11.3. CANALIZACIONES

Las canalizaciones serán las encargadas de acoger los conductores de la instalación hasta llegar a los diferentes puntos de conexión que, dependiendo del tramo en que se sitúe discurrirá por un tipo de canalización u otra.

8.11.4. PROTECCIONES

La instalación dispondrá de una serie de protecciones en los diferentes tramos que la ocupan, cumpliendo con lo especificado en el REBT, además de lo dispuesto en la normativa vigente de energías renovables RD 413/2014, RD 1699/2011, RD 900/2015, RD 15/2018 y RD 244/2019.

8.11.4.1. PROTECCIONES DC

En la parte de DC, se instalarán fusibles tipo Gpv con sus respectivos portafusibles para evitar daños en los componentes, además, el convertidor incluye una protección frente a sobretensiones.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Tramo	Cantidad	In fusible (A)
<i>Caja de Conexión Nivel 1</i>	3	16
<i>Fusible entrada Baterías</i>	2	300

Tabla CC: Protecciones tramo DC.

8.11.4.2. PROTECCIONES AC

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

- Interruptor automático magnetotérmico.

Interruptor Automático Magnetotérmico salida AC	
<i>Calibre In (A)</i>	125
<i>Poder De Corte (kA)</i>	25
<i>Curva</i>	D
<i>Nº Polos</i>	4

Tabla DD: Características eléctricas IM 1 y 3.

Interruptor Automático Magnetotérmico salida Grupo Electrónico	
<i>Calibre In (A)</i>	80
<i>Poder De Corte (kA)</i>	10
<i>Curva</i>	D
<i>Nº Polos</i>	4

Tabla EE: Características eléctricas IM 2.

Interruptor Automático Magnetotérmico salida Grupo Electrónico	
<i>Calibre In (A)</i>	13
<i>Poder De Corte (kA)</i>	15
<i>Curva</i>	D
<i>Nº Polos</i>	4

Tabla FF: Características eléctricas IM 4.

Protección frente a contactos directos e indirectos

- Interruptor diferencial contra derivaciones y contactos indirectos.

Interruptor Diferencial	
<i>Calibre In (A)</i>	160
<i>Sensibilidad (mA)</i>	300
<i>Nº POLOS</i>	4

Tabla GG: Características eléctricas ID.

Protección frente a sobretensiones

- El propio convertidor incluye protección contra sobretensiones.

8.11.5. PUESTA A TIERRA

La función principal de la puesta a tierra es limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Mediante la instalación de puesta a tierra se conseguirá que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de la instalación y que se permita el paso a tierra de las corrientes de defecto que puedan producirse, así como las descargas de origen atmosférico.

Es por ello por lo que cuando se pone a tierra un conductor activo de corriente continua, el sistema debe ponerse a tierra en un único punto, llamado tierra del sistema. No siendo así, existe la posibilidad de que circule corriente por los conductores de protección, provocando que el funcionamiento de los convertidores de vuelva poco fiable, del mismo modo, dichas corrientes pueden interferir en el funcionamiento de dispositivos de protección contra sobreintensidades, así como detectores de defectos.

Puesta a tierra módulos fotovoltaicos:

La puesta a tierra de los módulos FV, de acuerdo con lo dispuesto en el REBT, la instalación fotovoltaica dispondrá de una tierra independiente. De modo que, la puesta a tierra se ha realizado mediante la conexión a tierra del marco metálico de estos, ya que disponen de un orificio específico sujetado mediante un perno para su puesta a tierra a partir de un conductor de cobre desnudo de sección acorde a normativa.

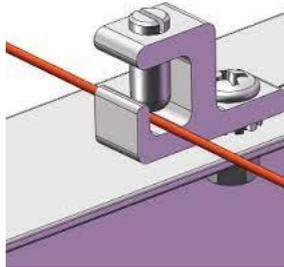


Figura 16: Orificio puesta a tierra panel fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos, según indican las certificaciones correspondientes, cuentan con un marco de aluminio anodizado, el cual es un material aislante, ya que no conduce la corriente eléctrica, de modo que la conexión a tierra en otro orificio cualquiera no sería lo recomendable sino el que está destinado para tal fin, considerando en todo momento el marco del módulo fotovoltaico como una parte metálica expuesta. Además, el conductor de tierra también debe estar conectado en algún punto a la estructura de soporte de los módulos.

De modo que a la tierra de protección se conectarán todas las partes metálicas, es decir, de los módulos fotovoltaicos, estructuras, chasis de los convertidores y regulador eólico. Tierra de servicio:

En cuanto al tipo de puesta a tierra utilizado para la instalación es el TT, de modo que todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección deben estar interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. Por lo tanto, la tierra del lado de AC o también llamada tierra de servicio es la que va a permitir la activación del interruptor diferencial ante cualquier defecto de la línea de AC entre el convertidor y las cargas o receptores de la instalación. De modo que, en este caso, las masas metálicas de los equipos receptores de la instalación deben incluir una instalación a tierra propia.

En cuanto a la sección de los conductores de tierra, deben satisfacer las prescripciones del apartado 3.4 de la instrucción ITC-BT-24, siendo la sección no inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

Dicha puesta a tierra se va a realizar mediante el método de enclavamiento de una pica de cobre clavada en el terreno de 2 m de longitud, ya que a mayor longitud mejor resultado se obtendrá, además para reducir todavía más el valor de la resistencia a tierra se colocarán varias picas en paralelo con una separación mínima entre ellas de dos veces la longitud de la pica, puesto que de este modo la resistencia de tierra se disminuye a la mitad de la resistencia de una pica, unidas eléctricamente mediante un conductor de cobre desnudo de 35mm^2 , el cual se unirá a la pica a través de una grapa de conexión que, además irá enterrado a una profundidad no inferior a 50 cm cumpliendo así las especificaciones de cálculo del ITC-BT-18.

9. PRESUPUESTO

9.1. MEDICIONES

MEDICIONES					
<i>Capítulo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cantidad total</i>	<i>Precio Unitario</i>	<i>Total</i>
1	LINEAS				
1.1	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	m	180	0,76 €	136,80 €



1.2	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color rojo, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	m	40	0,76 €	30,40 €
1.3	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x25 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	20	2,56€	51,2 €
1.4	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x25 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	20	2,56€	51,52€

1.5	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x70 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color rojo, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	140	10,28€	1439,20€
1.6	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x70 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	140	10,28 €	1439,20€
1.7	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x95 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	6	8,86€	53,16€

1.8	Cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS) "PRYSMIAN", de fácil pelado y tendido (ahorro del 30% del tiempo de mano de obra), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x95 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color rojo, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	m	6	8,86€	53,16€
1.9	Cable eléctrico unipolar, P-Sun CPRO "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x16 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EM5, aislamiento clase II, de color negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.	m	1500	1,28 €	1.920,00 €
1.10	Cable multipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Eca, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 4x4 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V).	m	20	2,92 €	58,40 €
1.11	Cable multipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 3x50 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	2	30,35 €	60,70 €



1.12	Cable multipolar RZ1-K (AS), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 5x70 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).	m	20	78,63 €	1.572,60 €
1.13	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 90 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	m	240	0,88 €	211,20 €
1.14	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 63 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	m	25	1,28 €	32,00 €
1.15	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 200 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450 N, resistencia al impacto 15 julios, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4.	m	130	7,65 €	994,50 €
1.16	Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, color amarillo, con la inscripción "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	m	300	0,25 €	75,00 €

1.17	<p>- Bandeja perforada de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 60x150 mm, resistencia al impacto 5 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, según UNE-EN 61537, suministrada en tramos de 3 m de longitud, para soporte y conducción de cables eléctricos.</p> <p>- Tapa de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 60x150 mm, suministrada en tramos de 3 m de longitud, para colocar a presión.</p> <p>- Pieza de unión entre tramos de bandeja, de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 60 mm de altura, incluso tornillos con tuerca de U23X.</p> <p>- Soporte horizontal, de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", incluso tornillos con tuerca de U23X.</p>	m	144	25,90 €	3.729,60 €
1.18	<p>Bandeja lisa de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 100x200 mm, resistencia al impacto 20 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, según UNE-EN 61537, suministrada en tramos de 3 m de longitud, para soporte y conducción de cables eléctricos.</p> <p>- Pieza de unión entre tramos de bandeja, de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 100 mm de altura, incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6.</p> <p>- Tapa de U23X, color gris RAL 7035, serie 66 "UNEX", de 100x200 mm, suministrada en tramos de 3 m de longitud, para colocar a presión.</p> <p>- Soporte horizontal, de U23X, color gris RAL 7035, código de pedido 66203, serie 66 "UNEX", incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6, código de pedido 66839-C6.</p>	m	2	59,40 €	118,80 €
				TOTAL	12.027,12 €
2	MODULO FOTOVOLTAICO				
2.1	Módulo SUNRISE, modelo M672HLP monocristalino (6x24) 144 células 450Wp	Ud	384	219,62 €	84.334 €
				TOTAL	84.334 €
3	AEROGENERADOR				



3.1	Aerogenerador Bornay 25.3, 5kW	Ud	5	7.475,14 €	37.376 €
3.2	Interface Wind +	Ud	5	1.304,80 €	6.524 €
3.3	Anemómetro Wind Sensor Cluster, 1 entrada / 10 salidas	Ud	1	157,72 €	157,72 €
				TOTAL	44.057,42 €
4	ESTRUCTURAS				
4.1	<ul style="list-style-type: none">- Estructura de aluminio coplanar 1 fila - 6 módulos < 2279 x 1150 - 10°.- Tornillería de Inox.- Anclajes electrolizados.- Incluye grapas de sujeción del módulo.- Arandelas de neopreno.- Sellante químico.	Ud	72	56 €	673 €
4.2	<ul style="list-style-type: none">- Estructura de aluminio sobre suelo 1 fila - 6 módulos < 2279 x 1150 - 45°.- Tornillería de Inox.- Anclajes electrolizados.- Incluye grapas de sujeción del módulo.- Arandelas de neopreno.- Sellante químico.	Ud	312	305,73 €	15.898 €
4.3	<ul style="list-style-type: none">- Pletina fijación torre.- Torre cuatripata autosop P750 - 13m, (incluye puntera) 4x3m.	Ud	6	2.150,80 €	12.904,80 €
				TOTAL	29.475,96 €
5	Inversor				



5.1	Inversor SMA Sunny Tripower 5kW, 380/400V 50Hz	Ud	5	1.323 €	6.616 €
				TOTAL	6.616 €
6	Convertidores				
6.1	Unidad NXI_0385 DC/DC	Ud	1	6.300,00 €	6300
6.2	Unidad Inversora NXI_0168 5 DC/AC	Ud	1	4.600,00 €	4600
				TOTAL	10.900,00 €
7	Filtros				
7.1	Filtro Sinusoidal SIN_0410 5 0 P	Ud	1	3.163,00 €	3.163,00 €
7.2	Filtro Sinusoidal SIN_0180 5 0 P	Ud	1	980,00 €	980,00 €
				TOTAL	4.143,00 €
8	Cuadros y Protecciones				
8.1	Cuadro de protección DC: - Envoltente TPD. - 12 x Base portafusible 10x38. - 12 x Fusible de 900Vcc 10x38 16A. - 1 x Envoltente poliester IP-44 s/n UNE 20324 / IEC 60529. - 1 x Interruptor de Seccionamiento para 900Vdc. - 1 x Protector Sobretensiones con descargador. - Dimensiones (600 x 600 x 240).	Ud	1	1.483 €	1.483 €



8.2	<ul style="list-style-type: none"> - Cuadro de protección DC: - Envolverte - 26 x Base portafusible TPD. 10x38. - 26 x Fusible de 900Vcc 10x38 16A. - Envolverte poliester IP-44 s/n UNE 20324 / IEC 60529. - Interruptor de Seccionamiento para 900Vdc. - Protector Sobretensiones con descargador. - Dimensiones (800 x 600 x 300). 	Ud	2	1.278 €	2.556 €
8.3	<ul style="list-style-type: none"> - Fusible de cuchillas, tipo gG, intensidad nominal 300 A, poder de corte 120 kA, tamaño T2, modelo RT36-2/gG/300 "CHINT ELECTRICS", según UNE-EN 60269-1. - Base para fusible de cuchillas, unipolar (1P), intensidad nominal 300 A, según UNE-EN 60269-1. 	Ud	2	83 €	167 €
8.4	<p>Cuadro de protección AC:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Envolverte UNINTER con doble aislamiento. - Grado de protección IP55 s/n UNE 20324 / IEC 60529. - IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262. - Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 125 A, poder de corte 25 kA, curva C, modelo NG125N 18662 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 108x103x81 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60947-2. - Interruptor Diferencial 4 polos, Calibre 160A, Sensibilidad 300mA con rearme automático. - Dimensiones (630 x 540 x 170). 	Ud	1	2.254 €	2.254 €

8.5	<ul style="list-style-type: none"> - Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta transparente, grado de protección IP40, aislamiento clase II, de 1350x1000x250 mm, con pasillo lateral, modelo ALBA/131PT "CHINT ELECTRICS", apilable con otros armarios, con techo, suelo y laterales desmontables por deslizamiento (sin tornillos), cierre de seguridad, escamoteable, con llave, acabado con pintura epoxi, microtexturizado, según UNE-EN 60670-1. - Carril DIN para fijación de aparata modular en cuadro eléctrico, modelo ALBA/SA6 "CHINT ELECTRICS", de 650 mm de longitud. - Carril DIN para fijación de aparata modular en cuadro eléctrico, modelo ALBA/SA3 "CHINT ELECTRICS", de 350 mm de longitud. - Placa frontal troquelada para elementos modulares en carril DIN, para armario de distribución, modelo ALBA/TR6-3 "CHINT ELECTRICS", de 650x150 mm. - Placa frontal troquelada para elementos modulares en carril DIN, para armario de distribución, modelo ALBA/TR3-3 "CHINT ELECTRICS", de 350x150 mm. - Placa frontal troquelada y placa soporte interior para montaje vertical de un interruptor en caja moldeada, para armario de distribución, modelo ALBA/TPSV6-11 "CHINT ELECTRICS", de 650x550 mm de longitud. - Placa de montaje interior para armario de distribución metálico de superficie, modelo ALBA/PS6/300 "CHINT ELECTRICS", de 650x300 mm. - Placa de montaje interior para armario de distribución metálico de superficie, modelo ALBA/PS3/300 "CHINT ELECTRICS", de 350x300 mm. 	Ud	1	1263,32	1263,32
8.6	<ul style="list-style-type: none"> - Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 125 A, poder de corte 25 kA, curva C, modelo NG125N 18662 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 108x103x81 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60947-2. 	Ud	1	498,67 €	498,67 €
8.7	<ul style="list-style-type: none"> Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, poder de corte 10 kA, curva D, modelo C120N A9N18391 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 108x81x73 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60947-2. 	Ud	1	450,20 €	450,20 €



8.8.	Interruptor automático magnetotérmico, poder de corte 15 kA, curva C, tetrapolar (3P+N), intensidad nominal 13 A, 5SY4613-7 "SIEMENS", montaje sobre carril DIN, según UNE-EN 60947-2.	Ud	6	125,33 €	751,98 €
8.5	Toma tierra. - Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud. - Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² . - Grapa abarcón para conexión de pica. - Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro. - Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica. - Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra. - Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	Ud	1	1.099,50 €	1.099,50 €
8.3	TRAFO III DE AISLAMIENTO GALVÁNICO IP-00 125KVA E/400V S/400V+N	Ud	1	2.993 €	2.993 €
				TOTAL	13.516 €
9	Baterías				
9.1	Pylontech Powercube M2A-180 - 107,98kWh - DOD 90% - 0,5C - 729,6VDC - 148A	Ud	3	25.202,90 €	75.608,70 €
				TOTAL	75.608,70 €
10	Grupo Electrónico				
10.1	Grupo Electrónico GDS90T 94kVA (75kW) 400V - 50Hz Trifásico IP23, fijo insonorizado sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, de 94 kVA de potencia, 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control.	Ud	1	13.791,00 €	13.791,00 €
				TOTAL	13.791,00 €
11	Obra Civil				

				<i>Personal</i>	<i>Maquinaria y material</i>
11.1	<ul style="list-style-type: none"> - Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y carga a camión. - Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con arena de 0 a 5 mm de diámetro y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. - Arena de 0 a 5 mm de diámetro, para relleno de zanjas. - Hormigón en masa HM15/B/20/X0. - Relleno en trasdós de muro de hormigón, con zahorra natural caliza, y compactación en tongadas sucesivas de 30 cm de espesor máximo con pisón vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. - Relleno envolvente y principal de zanjas para instalaciones, con tierra seleccionada procedente de la propia excavación y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo con bandeja vibrante de guiado manual, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501. - Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/F/20/XC2 fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, con una cuantía aproximada de 50 kg/m³. Incluso armaduras de espera del pilar, alambre de atar, y separadores. El precio incluye la elaboración de la ferralla (corte, doblado y conformado de elementos) en taller industrial y el montaje en el lugar definitivo de su colocación en obra, pero no incluye el encofrado. - Hormigón HM-20/B/20/X0 fabricado en central y vertido desde camión, para formación de zapata. 	Ud	1	2.200,28 €	37.995,37 €
12	Transporte de materiales y componentes				
	Transporte	10 h	57,85€/h	578,50 €	578,50 €
				TOTAL	578,50 €

9.2. PRESUPUESTO

PRESUPUESTO		
Ud.	Descripción	Total
384	Módulo fotovoltaico SUNRISE - M672HLP monocristalino 450Wp. - Incluye instalación y plataforma elevadora para la colocación en cubierta. - Oficial 1ª electricista. - Ayudante electricista.	85.266 €
1	<i>Convertidores NXI_0261 DC/DC y NXI_0261 DC/AC - Inversores SMA Aerogeneradores.</i> - Incluye Filtros sinusoidales SIN_0270 5 0 P. - Incluye instalación y programación. - Incluye Interface Wind+ y anemómetro. - Oficial 1ª electricista. - Ayudante electricista.	66.066,11 €
1	<i>Conjunto estructuras sustentación módulos y aerogeneradores.</i> - Estructuras de aluminio. - Tornillería Inox. - Incluye montaje completo y camión grúa para colocación de torres cuatripata autosop P750.	30.533,88 €



1	Conjunto Electricidad. - Líneas. - Cuadros y protecciones. - Canalizaciones. - Incluye instalación y comprobaciones. - Oficial 1ª electricista. - Ayudante electricista.	26.517,15 €
1	Acumuladores - Pylontech Powercube M2A-180 - 107,98kWh - DOD 90% - 0,5C - 729,6VDC – 148Ah.	75.608,70 €
1	Grupo electrógeno fijo insonorizado sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, 94 kVA, 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control y central de control de la red. - Incluye montaje y programación.	13.791,00 €

1	<p>Obra civil.</p> <p>Zanjas y relleno.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Retrocargadora sobre neumáticos, de 70kW. - Bandeja vibrante de guiado manual, de 300 kg, anchura de trabajo 60 cm, reversible. - Camión de carga, de 8 m³ de capacidad. - Peón construcción. - Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil. - Cinta plastificada. - Bandeja vibrante de guiado manual para compactación de relleno principal con tierra de la propia excavación, de 300 kg, anchura de trabajo 70 cm, reversible. - Camión basculante de 12 t de carga, de 162kW. <p>Zapatas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, de varios diámetros. - Alambre galvanizado para atar, de 1,30 mm de diámetro. - Hormigón HA-25/F/20/XC2, fabricado en central. - Oficial 1ª ferrallista. - Ayudante ferrallista. - Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón. - Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón. 	40.195,65 €
1	Transporte de materiales y componentes	578,50 €
1	Coste de la instalación	337.978 €
1	Proyecto Ingeniería 3%	10.139 €
TOTAL + IVA		421.170 €

10. ESTUDIO ECONÓMICO

Para llevar a cabo el estudio económico se han de tener en cuenta una serie de datos de partida:

Producción anual media esperada	267965,05
Descenso producción	0,005
Tarifa incentivada	0
Ahorro en la factura	0
Costes explotación	100
Costes mantenimiento	0,02
Costes total instalación	421222
Incremento combustible anual	0
Tasa interes	0
Tasa inflación	0,04
Costes de captial	-0,04

Además, se tendrán ciertas consideraciones basadas en la actualidad, así como a largo plazo:

- No se recibirá ninguna subvención por implantar la instalación.
- Se consideran unos costes de mantenimiento de 4048,2€ anuales durante 25 años, ya que se ha considerado la renovación de baterías y convertidores. Del mismo modo se ha estipulado en 25 años la vida útil de la instalación, excepto de los módulos fotovoltaicos que se considerará un rendimiento menor.
- Se ha establecido un coste de combustible de 1,20€/litro.
- Se ha considerado un precio total de la instalación de 421.170€.
- Se considera una tasa de interés del 0%, datos actuales.
- Se considera una tasa de inflación del 4%.
- Se considera un coste de capital de -4%, puesto que esto se debe a la tasa de interés nula.



Año	Energía Producida	Ing. Autoconsumo	Cost expl	Costes mantenimiento	F.C. actualizado	No Ganacias	FC actualizado	VAN
1	267965,1	52560,0	100,0	8424,4	-377186,4	-377186,4	-375351,6	-375351,6
2	262625,8	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-333150,9	47781,6	-327570,0
3	261312,7	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-289115,3	49772,5	-277797,4
4	260006,2	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-245079,8	51846,4	-225951,0
5	258706,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-201044,2	54006,7	-171944,4
6	257412,6	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-157008,6	56256,9	-115687,4
7	256125,5	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-112973,1	58601,0	-57086,5
8	254844,9	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-68937,5	61042,7	3956,2
9	253570,7	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	-24902,0	63586,1	67542,4
10	252302,8	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	19133,6	66235,6	133777,9
11	251041,3	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	63169,2	68995,4	202773,3
12	249786,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	107204,7	71870,2	274643,5
13	267965,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	151240,3	74864,8	349508,2
14	262625,8	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	195275,8	77984,1	427492,4
15	261312,7	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	239311,4	81233,5	508725,9
16	260006,2	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	283347,0	84618,2	593344,1
17	258706,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	327382,5	88144,0	681488,0
18	257412,6	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	371418,1	91816,6	773304,6
19	256125,5	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	415453,6	95642,3	868947,0
20	254844,9	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	459489,2	99627,4	968574,4
21	253570,7	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	503524,8	103778,6	1072352,9
22	252302,8	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	547560,3	108102,7	1180455,6
23	251041,3	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	591595,9	112606,9	1293062,5
24	249786,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	635631,4	117298,9	1410361,4
25	267965,1	52560,0	100,0	8424,4	44035,6	679667,0	122186,4	1532547,8

Donde:

- E.P.: Energía Producida.
- I.A.: Ingresos Autoconsumo.
- C.E.: Costes de Explotación.
- C.M.: Costes de mantenimiento.
- F.C. n.a.: Flujo de caja no actualizado.
- G: Ganancias.
- F.C. a: Factor de caja actualizado.
- VAN: Valor actual neto.

11. BIBLIOGRAFÍA

Energética, N. e. (2021). *REN21*. Obtenido de Renewable now: <https://www.ren21.net>

Energy, D. (2021). *Irena Global Energy*. Obtenido de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org>

Energy, R. (2020). *Our World in Data*. Obtenido de Our World in Data: <https://ourworldindata.org>

España, R. e. (2021). *REE*. Obtenido de Red Eléctrica de España: <https://www.ree.es/es>
Eólica, E. (2021). *IDAE*. Obtenido de Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: <https://www.idae.es>

Eólica, P. E. (s.f.). *Global Wind Atlas*. Obtenido de Global Wind Atlas: <https://globalwindatlas.info>

Fotoeléctrico, E. (s.f.). *Especialización en Sistemas Fotovoltaicos*. Obtenido de seslab: http://seslab.org/fotovoltaico/11_el_efecto_fotoelctrico.html

Generation, G. E. (2021). *IEA*. Obtenido de International Energy Agency: <http://IEA.org>

Solar, C. I. (s.f.). *PVGIS*. Obtenido de PVGIS: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Autosolar: <https://autosolar.es>

Calculador de precios: <http://www.generadordeprecios.info>

12. CONCLUSIÓN

La conclusión del presente trabajo se va a llevar a cabo en dos partes, por un lado, a nivel práctico y por otro lado a nivel académico. Desarrollando en primer lugar la conclusión práctica y en segundo lugar, la académica.

12.1. CONCLUSIÓN PRÁCTICA

La propuesta inicial de objetivos se ha cumplido de manera satisfactoria durante el desarrollo del trabajo, por lo que algunos de ellos son:

- Dimensionamiento eléctrico de la instalación.
- Organización de elementos de manera óptima.
- Análisis económico de la instalación.

Por ello, tras la realización del dimensionamiento se puede disponer de un documento base el cual recoja los aspectos más importantes a tener en cuenta a la hora del desarrollo de un proyecto de estas características, puesto que ya se están realizando pruebas con convertidores de menos potencia, esto es un aliciente para llevar a cabo la motivación propuesta por la empresa así como poder implantarlo en un futuro cercano.

12.2. CONCLUSIÓN ACADÉMICA

En lo que respecta a los conocimientos desarrollados durante el curso académico y la redacción del trabajo, se puede afirmar que se ha adquirido una cierta destreza en cuanto a la redacción técnica, con una serie de mejoras en los siguientes aspectos:

- Desarrollo de componentes.
- Dimensionado eléctrico de instalaciones.
- Desarrollo de softwares especializados.
- Redacción genérica de documentación técnica.
- Análisis de costes.

A continuación, una vez nombradas las mejoras se va a exponer una opinión genérica de la instalación desarrollada.

Las instalaciones alimentadas con combustibles fósiles cada vez son menos rentables y mucho menos en el presente, ya que el precio del combustible crece constantemente. Es por ello, que se debe abrir paso a las instalaciones renovables, en concreto las híbridas en cuanto entornos del tipo tratado, ya que permiten una energía limpia y además beneficioso para la salud del planeta.

Es cierto que al principio requiere de una gran inversión, sobretodo por las baterías, ya que es el componente más caro, pero es el que permite una estabilidad, siempre

dependiendo de la magnitud, pero en este caso sí que saldría rentable y se amortizaría en unos pocos años, incluso doblando la autonomía serían rentables, aunque la rentabilidad se produciría a más largo plazo.

En cuanto a la realización de mejoras, está claro que todo puede mejorar puesto que al principio existe un desconocimiento, pero uno de los aspectos que podría mejorarse en un futuro es la autonomía de las baterías, puesto que como se ha comprobado que seguiría saliendo rentable, no habría problema en llevarlo a cabo, pero a pesar de ello en este proyecto se ha decidido apostar más por la tecnología de los convertidores y de como se comportarían en un sistema de estas características, de modo que partiendo de un correcto dimensionamiento se podría continuar con el desarrollo del mismo.

En conclusión, las instalaciones de energías renovables cada vez son más rentables, sobretodo desde el punto de vista social, ya que ayudan a reducir los niveles de contaminación y a aprovechar los recursos naturales de los que se disponen. Y desde el punto de vista económico, puesto que cada vez aumenta más tanto el precio de la luz como el del combustible, todavía es más rentable. De modo que, a día de hoy ya se está empezando a ver algo de luz en las energías renovables, pero en un futuro no muy lejano, las energías renovables darán un paso al frente para quedarse y crecer.

ANEXOS

ANEXO A. PLANOS

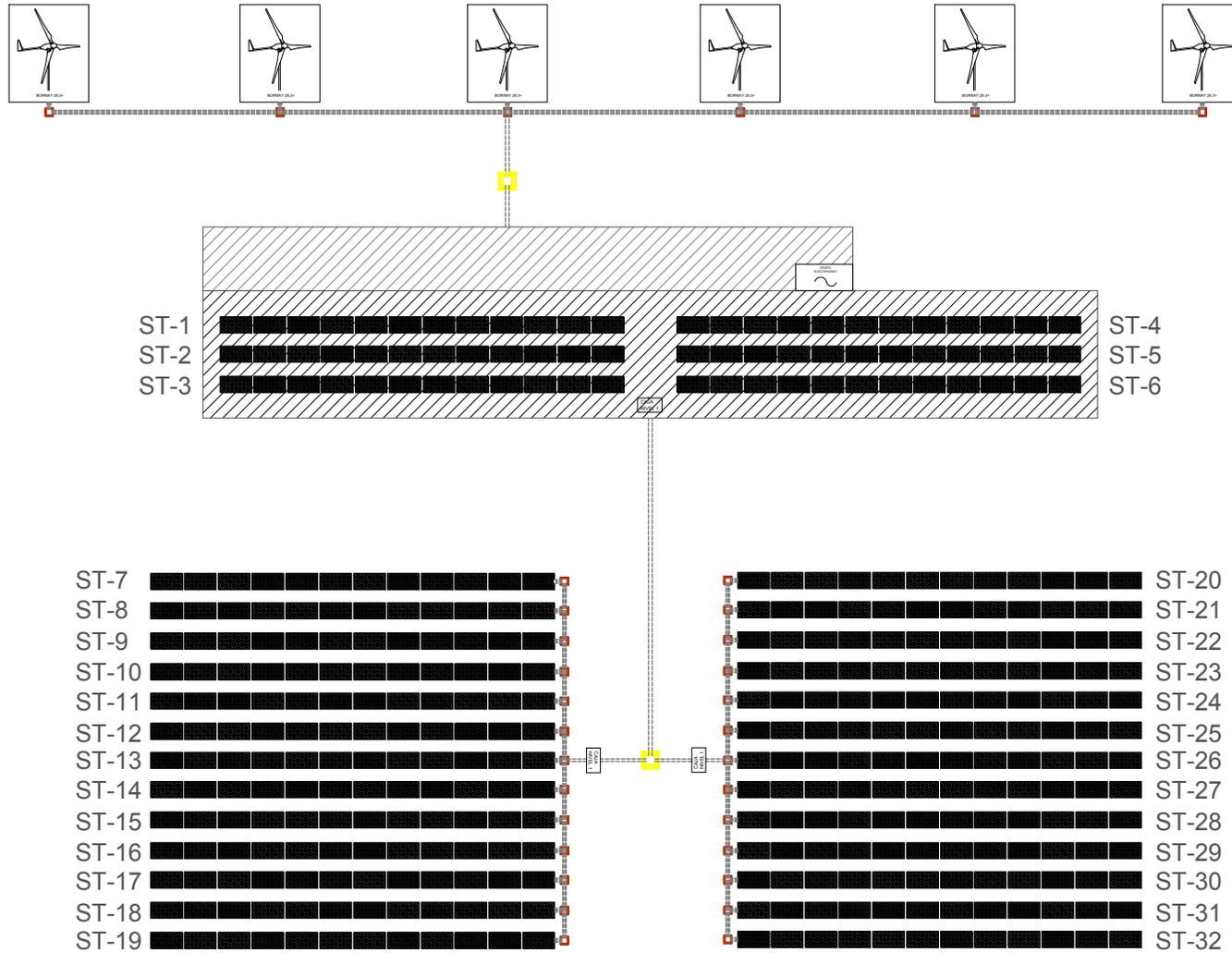
ANEXO B. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ANEXO A. PLANOS



ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro
FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022	SITUACIÓN: La Puebla Nueva, (Toledo)
ESCALA: 1/5000	PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia
REF: 2022 - 01	Nº PLANO: 1



ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: UBICACIÓN GENERADORES SOLAR, EÓLICO Y GRUPO ELECTRÓGENO

AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro

FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022

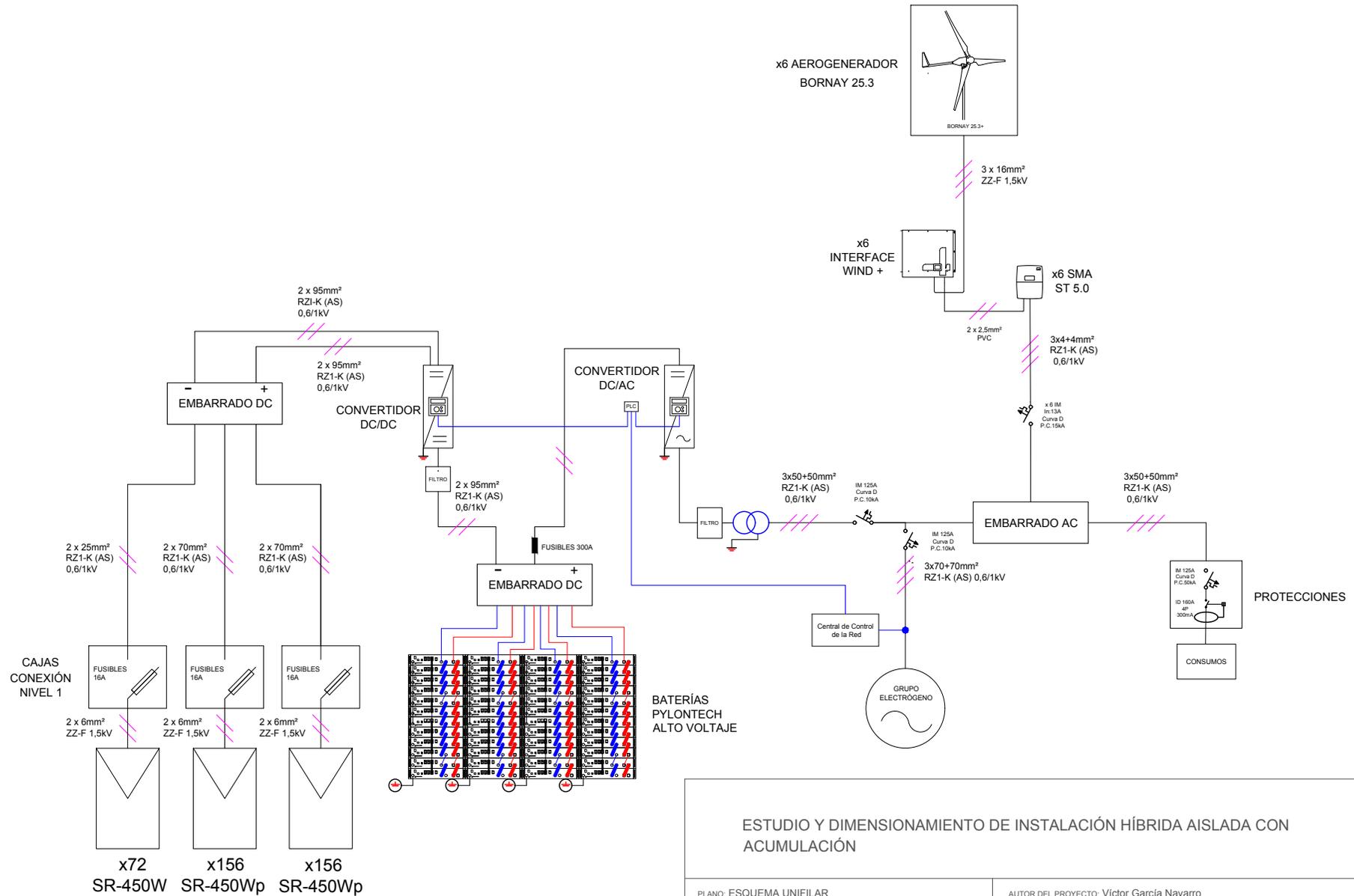
SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)

ESCALA: 1/5000

PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia

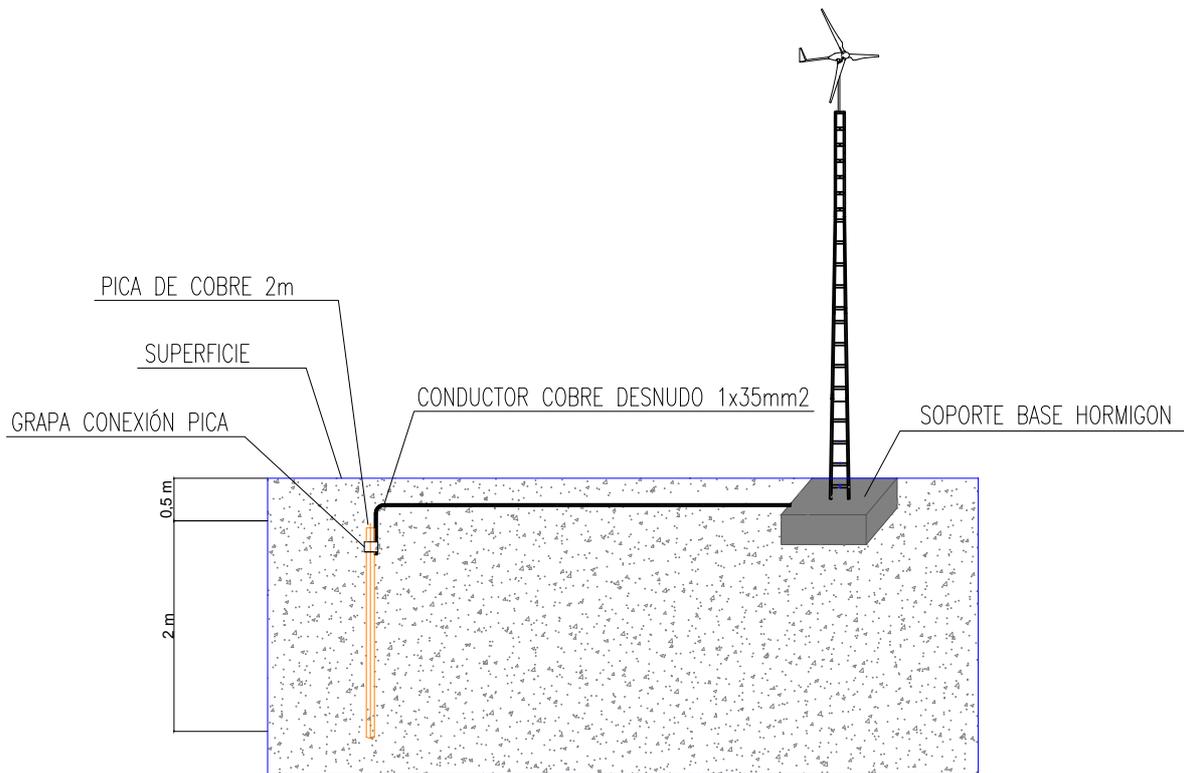
REF: 2022 - 02

Nº PLANO: 2



ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

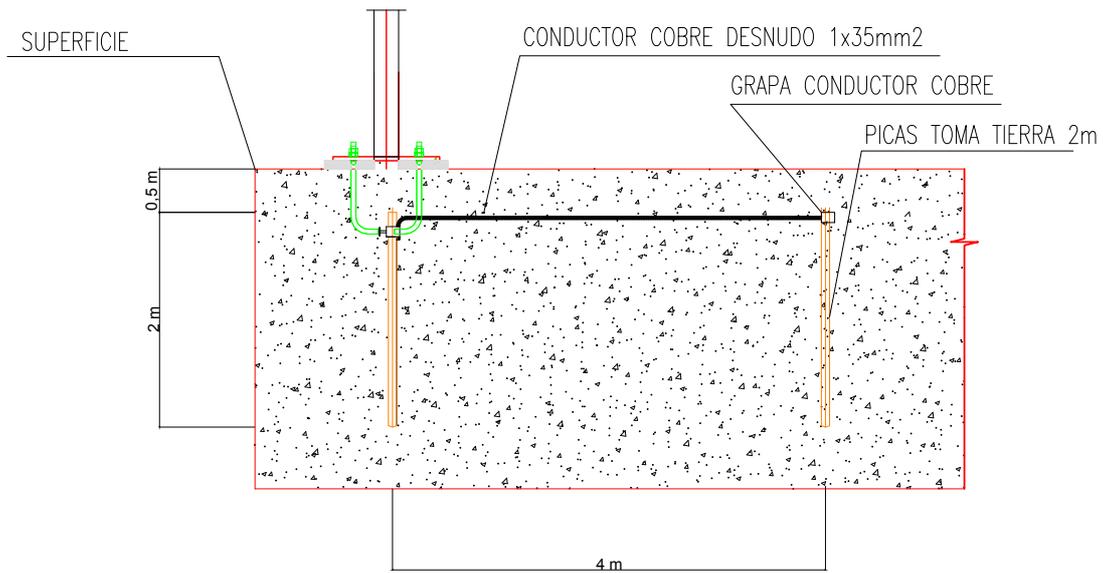
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro
FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022	SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)
ESCALA: 1/5000	PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia
REF: 2022 - 03	Nº PLANO: 3



TÍTULO:

ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: TOMA TIERRA AEROGENERADOR	AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro
FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022	SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)
ESCALA: 1:50	PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia
REF: 2022 - 04	Nº PLANO: 4



TÍTULO:

ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: DETALLE TIERRA DE SERVICIO

AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro

FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022

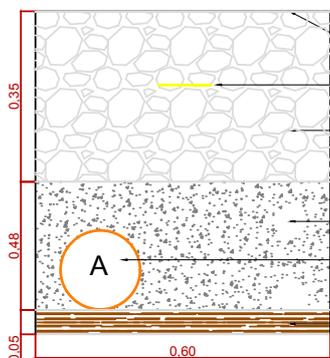
SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)

ESCALA: 1:50

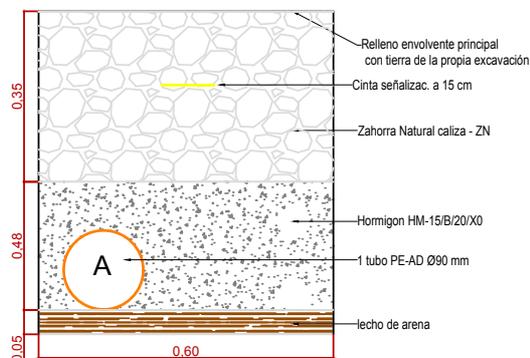
PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia

REF: 2022 - 05

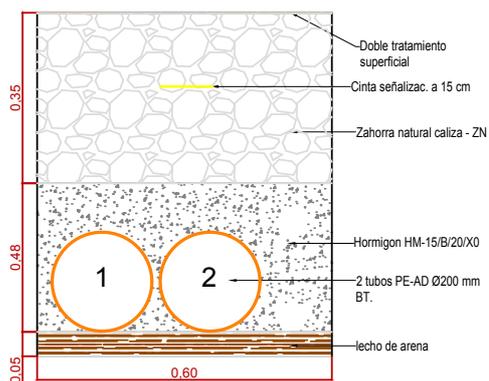
Nº PLANO: 5



TIPO Z1



TIPO Z2



TIPO Z2

TÍTULO:

ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: DETALLE ZANJAS

AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro

FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022

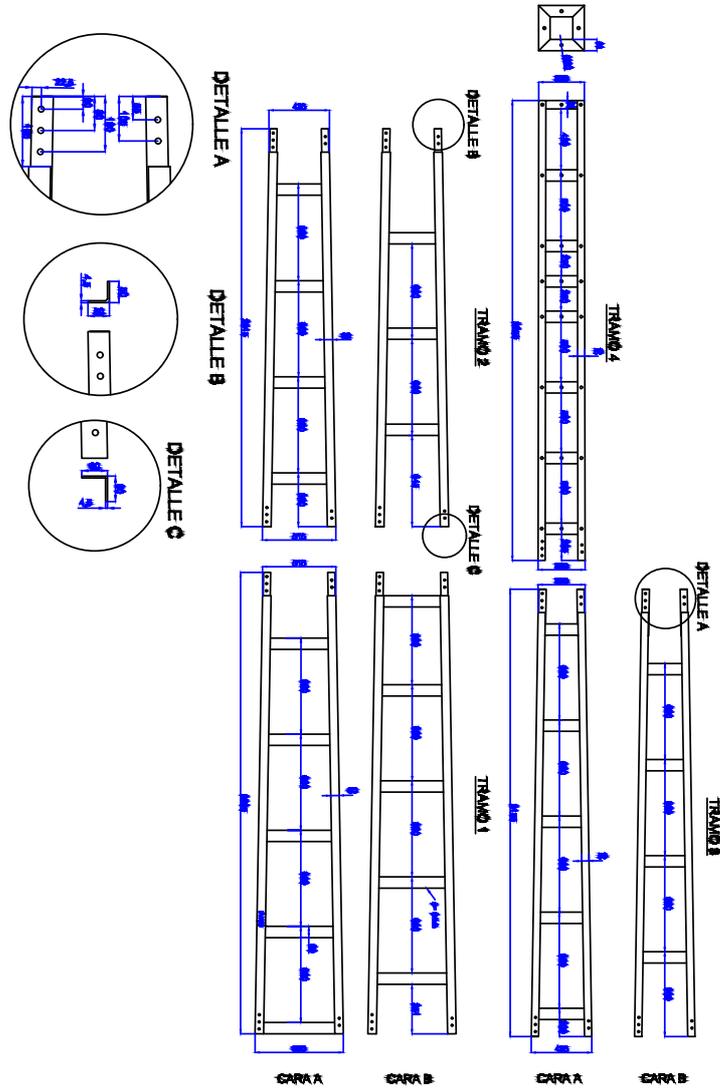
SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)

ESCALA: 1:50

PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia

REF: 2022 - 06

Nº PLANO: 6



TÍTULO:

ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA AISLADA CON ACUMULACIÓN

PLANO: DETALLE TORRE P-750

AUTOR DEL PROYECTO: Víctor García Navarro

FECHA DE CREACIÓN: 27/05/2022

SITUACIÓN: La Pueblanueva, (Toledo)

ESCALA: 1:50

PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia

REF: 2022 - 07

Nº PLANO: 7

ANEXO B. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ECUACIONES A APLICAR

$$L_D(Ah/día) = \frac{E_D(Wh/día) \cdot A_1}{\eta_{Convertidor} \cdot Pérdidas conductores \cdot DoD} \quad (1)$$

$$C_{Acumulador}(Ah/día) = \frac{L_D(Ah/día)}{V_{Nominal}} \quad (2)$$

$$E_{TOTAL}(kWh) = E_{Total Consumos} + E_{Total Acumulador} \quad (3)$$

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} \quad (4)$$

$$V_{OC\ max} = V_{OC} + (T_{C-10^\circ C} - 25) \cdot \left(\frac{\alpha_{V_{OC}}}{100} \cdot V_{OC}\right) \quad (5)$$

$$V_{mín} = V_{max} + (T_{C-70^\circ C} - 25) \cdot \left(\frac{\alpha_{V_{OC}}}{100} \cdot V_{OC}\right) \quad (6)$$

$$N^{\circ}_{paneles\ max-serie} = \frac{V_{in\ DC/DC\ max}}{V_{OC\ máx}} \quad (7)$$

$$N^{\circ}_{paneles\ mín-serie} = \frac{V_{in\ DC/DC\ mín}}{V_{OC\ mín}} \quad (8)$$

$$V_{OC-Máx.\ string} = N_{Paneles\ máx.-String} \cdot V_{OC-Máx.} \quad (9)$$

$$V_{Máx.\ string} = N^{\circ}_{paneles-String} \cdot V_{MPP} \quad (10)$$

$$I_{Máx.\ serie} = I_{SC} \cdot N^{\circ}_{String-paralelo} \quad (11)$$

$$R_{máx} = \frac{V}{I} \quad (12)$$

$$R = \frac{\rho}{L} \quad (13)$$

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} = k \cdot h \quad (14)$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (15)$$

$$d = \frac{h \cdot \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \phi)} \quad (16)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc} \quad (17)$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot N_{módulos-serie} \cdot V_{mpp}} \quad (18)$$

$$P = I \cdot V \quad (19)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad (20)$$

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot V^2} \quad (21)$$

El objetivo del presente anexo es justificar el dimensionado del sistema híbrido mediante la realización de los cálculos necesarios de todos los elementos para, de ese modo adaptar el sistema a las necesidades óptimas que se requieren, para así poder suministrar de forma segura el determinado consumo eléctrico que se requiere en la granja.

Para el correcto dimensionado de la instalación se utilizará el método amperios-hora (Ah), puesto que este método se basa en la determinación del cálculo en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería, las cargas y el rendimiento de carga de la batería. De modo que, la batería se va a dimensionar de acuerdo con la autonomía del sistema, siendo esta el tiempo en días mediante el cual la batería debe satisfacer el consumo de una determinada demanda de la instalación sin generación.

El cálculo principal va a ser la capacidad del generador fotovoltaico para el mes más desfavorable, de modo que quedando cubierta la demanda para dicho mes, se tendrá asegurada la producción mínima del resto de meses del año.

A continuación, para poder calcular la producción diaria se va a tener en cuenta el mes más desfavorable en cuanto a producción, así como el mes más desfavorable respecto a consumo que, tal y como se indica en la tabla X se corresponderá con el mes de diciembre y el mes de julio.

	Radiación ($W/m^2/día$)	$G_{dm} (30°,45°)$ [$kWh/m^2/día$]
Enero	2410	2,41
Febrero	3400	3,4
Marzo	4470	4,47
Abril	5420	5,42
Mayo	5310	5,31
Junio	5960	5,96
Julio	6950	6,95
Agosto	7010	7,01
Septiembre	6030	6,03
Octubre	4600	4,6
Noviembre	3210	3,21
Diciembre	2330	2,33

	<i>Energía media diaria consumida (kWh)</i>
Enero	263
Febrero	265
Marzo	268

	<i>Producción (kWh) a 45°</i>
Enero	102,43
Febrero	110,7
Marzo	133,88



Abril	269
Mayo	288
Junio	295
Julio	300
Agosto	299
Septiembre	295
Octubre	285
Noviembre	267
Diciembre	262

Abril	136,65
Mayo	144,24
Junio	144,42
Julio	157,69
Agosto	155,7
Septiembre	142,16
Octubre	125,81
Noviembre	100,77
Diciembre	96,26

Por lo que suponiendo un generador fotovoltaico con 1kW de potencia instalada y una inclinación de 45° se obtiene una producción total de 96,26 kWh en el mes de diciembre. De modo que, dividiendo la producción total del mes de diciembre entre 30 días estimados por mes, se obtiene la media diaria necesaria de producción en diciembre.

En primer lugar, para llevar a cabo el dimensionamiento se va a tener en cuenta la capacidad necesaria del sistema de acumulación, ya que la instalación deberá abastecer tanto los consumos demandados como la capacidad de almacenamiento del acumulador con la correspondiente autonomía que se haya estipulado.

Para el dimensionamiento del acumulador se tendrá en cuenta el rendimiento del convertidor DC/DC que se estima en 0,93, así como unas pérdidas en los conductores estimadas de 0,98:

$$L_D(\text{Ah/día}) = \frac{E_D(\text{Wh/día}) \cdot A_1}{\eta_{\text{Convertidor}} \cdot \text{Pérdidas conductores} \cdot \text{DoD}}$$

Donde:

- L_D : Demanda diaria en Ah.
- E_D : Consumo expresado en kWh/día.
- A_1 : Autonomía de 1 día.
- $\eta_{\text{Convertidor}}$: Rendimiento del convertidor.
- Pérdidas conductores: Pérdidas estimadas por los conductores en la instalación.
- DoD : Profundidad de descarga del acumulador expresado en %.

Donde, sustituyendo se obtiene:

$$L_D(\text{Wh/día}) = \frac{300200 \cdot 1}{0,93 \cdot 0,98 \cdot 0,9} = 365981,5 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

Por lo que dividiendo entre la tensión asignada para el acumulador se obtendrá la capacidad necesaria a instalar:

$$C_{Acumulador}(Ah/día) = \frac{L_D(Wh/día)}{V_{Nominal}}$$

$$C_{Acumulador}(Ah/día) = \frac{365981,5}{729,6} = 501,6 Ah$$

Asimismo, para saber la capacidad total que se requiere para poder abastecer tanto los consumos como el almacenamiento en los acumuladores, a este resultado se sumará la energía equivalente al consumo de las cargas más desfavorable, el cual se corresponde con el mes de julio.

$$E_{TOTAL}(kWh) = E_{Total Consumos} + E_{Total Acumulador}$$

$$E_{TOTAL}(kWh) = 300,200 + 366 = 666,2 kWh$$

De modo que, una vez obtenida la energía total que se debe suministrar a la instalación se realizará el cálculo correspondiente para hallar la potencia necesaria que debe disponer el generador fotovoltaico. Para ello, se aplicará la siguiente fórmula:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

Donde:

- $P_{mp,min}$: Potencia pico mínima del generador.
- E_D : Consumo expresado en kWh/día.
- $G_{CEM} = 1kW/m^2$.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/m^2 \cdot día$.
- PR : Rendimiento energético de la instalación "performance ratio", para los que los sistemas con inversor y batería se estipula un valor de $PR=0,6$.

Por lo que, sustituyendo en las ecuaciones, se obtiene:

$$P_{mp,min} = \frac{666200 \cdot 1}{4,76 \cdot 0,6} = 233,263 kW$$

Por lo tanto, una vez obtenidos los resultados, se deberá tener en cuenta el generador eólico, puesto que dicho generador se va a dimensionar para una potencia total instalada de 50 kW, correspondiente a 6 aerogeneradores de 5 kW de potencia nominal. Por lo tanto, para el correcto dimensionamiento habrá que conocer la producción diaria que se va a llevar a cabo por el generador eólico para, de ese modo poder dimensionar de acuerdo a la producción restante el generador fotovoltaico.

$$Generador eólico (kW) = 5 \text{ aerogeneradores Bornay } 25.3 \cdot 5kW = 30kW$$

A continuación, se muestran la producción media simulada que se va a llevar a cabo por el generador eólico:

Mes	Producción Eólica (kWh/día)
Enero	110,76
Febrero	119,22
Marzo	127,86
Abril	127,86
Mayo	86,58
Junio	78,96
Julio	94,44
Agosto	86,58
Septiembre	64,44
Octubre	78,96
Noviembre	86,58
Diciembre	102,54

Seguidamente, una vez conocida la producción estimada que se va a llevar a cabo por el generador eólico, se procede a calcular la potencia mínima de la que tiene que disponer el generador fotovoltaico, a la cual se le restará la equivalente del generador eólico.

$$P_{mp,mín} = \frac{666,2 \cdot 10^3 \cdot 1}{4,76 \cdot 0,6} = 233263 \text{ kW}$$

$$P_{mp,mín} = 233263 - 30000 = 203233 \text{ kW}$$

De modo que, una vez obtenido el valor equivalente a la potencia mínima que debe tener el generador fotovoltaico, se procede a simular para determinar si con la energía producida por los dos generadores es suficiente para abastecer la energía total demandada por los consumos y los acumuladores en un día.

Así que, a partir de una simulación en PVGIS se obtiene la cantidad de energía producida por el generador fotovoltaico, por lo que se procede a efectuar un balance energético diario de la instalación híbrida para ver si se encuentra en déficit de producción o en superávit.

Mes	Demanda total de energía (kWh)	Producción eólica media diaria (kWh)	Producción fotovoltaica media diaria (kWh)	Producción total (kWh)	Déficit o Superávit (kWh)	% Superávit
Enero	629	110,76	693,9	804,6	175,6	22%
Febrero	631	119,22	803,5	922,7	291,7	32%
Marzo	634	127,86	907,0	1034,8	400,8	39%
Abril	635	127,86	925,7	1053,6	418,6	40%
Mayo	654	86,58	977,1	1063,7	409,7	39%
Junio	661	78,96	981,3	1060,3	399,3	38%
Julio	666	94,44	1068,3	1162,7	496,7	43%
Agosto	665	86,58	1054,7	1141,3	476,3	42%
Septiembre	661	64,44	963,1	1027,5	366,5	36%
Octubre	651	78,96	852,3	931,3	280,3	30%
Noviembre	633	86,58	682,7	769,2	136,2	18%
Diciembre	628	102,54	652,09	754,6	126,6	17%

Observando los resultados obtenidos se comprueba que con la potencia calculada para el generador fotovoltaico combinada con el generador eólico existe un superávit en cuanto a la producción, de modo que para ajustarla se va a reducir la potencia lo equivalente al mes más desfavorable, que como se puede comprobar se corresponde con diciembre, para disminuir dicho porcentaje en la potencia del generador fotovoltaico, de modo que a partir de los siguientes cálculos se obtiene:

$$\text{Superávit} = 17\%$$

$$\text{Generador FV} = 203233 (1 - 0,17) = 168683 \text{ kW}$$

De modo que, una vez obtenido la potencia resultante equivalente al generador fotovoltaico, se procede a realizar la simulación en PVGIS para determinar la cantidad de energía producida.

<i>Mes</i>	<i>Demanda total de energía (kWh)</i>	<i>Producción eólica media diaria (kWh)</i>	<i>Producción fotovoltaica media diaria (kWh)</i>	<i>Producción total (kWh)</i>	<i>Déficit o Superávit (kWh)</i>	<i>% Superávit</i>
Enero	629	110,76	575,9	686,7	57,7	8%
Febrero	631	119,22	666,9	786,1	155,1	20%
Marzo	634	127,86	852,8	980,7	346,7	35%
Abril	635	127,86	768,4	896,2	261,2	29%
Mayo	654	86,58	811,0	897,6	243,6	27%
Junio	661	78,96	812,0	891,0	230,0	26%
Julio	666	94,44	886,7	981,1	315,1	32%
Agosto	665	86,58	875,5	962,0	297,0	31%
Septiembre	661	64,44	799,4	863,8	202,8	23%
Octubre	651	78,96	707,4	786,4	135,4	17%
Noviembre	633	86,58	566,6	653,2	20,2	3%
Diciembre	628	102,54	541,24	643,8	15,8	2%

A partir de la simulación, se puede observar que, en este caso, con la reducción de la potencia del generador fotovoltaico, la producción se adapta a la demanda con una regulación del superávit inicial, lo que asegura una producción óptima puesto que, con la potencia instalada respecto al generador fotovoltaico y eólico la instalación se va a abastecer perfectamente de la energía renovable tanto para los consumos como para la autonomía seleccionada.

Puesto que el panel seleccionado ha sido el correspondiente a una potencia nominal de 450Wp, se va a instalar un total de 384 paneles. A continuación, se observan los valores de potencia que se va a instalar respecto al dimensionamiento final obtenido tanto para el generador fotovoltaico como para el eólico.

Generador fotovoltaico (kW)	172800
Generador eólico (kW)	30

Cálculos por tensión:

A continuación, se va a comprobar que tanto la tensión mínima como la máxima generada por los paneles se encuentra dentro de los rangos de tensión admisibles por el Convertidor DC/DC, así como por las baterías.

Para llevar a cabo estos cálculos se debe establecer unos criterios de temperatura mínima y máxima a las que se puede someter el módulo fotovoltaico dentro de unas condiciones ambientales desfavorables, por lo que para ello se ha considerado -10°C como temperatura mínima y 70°C como temperatura máxima.

Por lo que a partir de la siguiente fórmula determinaremos la tensión máxima y mínima para las que se determinará el número de paneles a instalar en serie.

$$V_{OC\ max} = V_{OC} + (T_{C-10^{\circ}\text{C}} - 25) \cdot \left(\frac{\alpha_{V_{OC}}}{100}\right) \cdot V_{OC}$$

$$V_{mín} = V_{max} + (T_{C-70^{\circ}\text{C}} - 25) \cdot \left(\frac{\alpha_{V_{OC}}}{100}\right) \cdot V_{OC}$$

Aplicando las fórmulas se obtiene:

$$V_{OC\ max} = 50,10 + (-10 - 25) \cdot \left(\frac{-0,285}{100}\right) \cdot 50,1 = 55,10\text{V}$$

$$V_{mín} = 41,39 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{-0,285}{100}\right) \cdot 50,1 = 34,96\text{V}$$

A partir de los resultados de tensión máxima y mínima obtenidos, sabiendo la tensión máxima de funcionamiento del convertidor DC/DC, se determinará el número de paneles que se pueden colocar en serie:

$$N^{\circ}_{\text{paneles max-serie}} = \frac{V_{in\ DC/DC\ max}}{V_{OC\ máx}}$$

$$N^{\circ}_{\text{paneles max-serie}} = \frac{700}{55,10} = 12,7 \approx 12\ \text{paneles}$$

$$N^{\circ}_{\text{paneles mín-serie}} = \frac{V_{in\ DC/DC\ mín}}{V_{OC\ mín}}$$

$$N^{\circ}_{\text{paneles mín-serie}} = \frac{300}{34,96} = 8,6 \approx 8\ \text{Paneles}$$

De modo que, cada string va a estar formada por 12 paneles en serie, formando un total de 32 string conectadas en paralelo, aprovechando así los parámetros del convertidor, pudiendo agrupar en el convertidor DC/DC todo el generador fotovoltaico.

Con la configuración definida, estos van a ser los valores máximos que se pueden dar:

$$V_{OC-M\acute{a}x. \text{ string}} = N_{\text{Paneles m\acute{a}x.-String}} \cdot V_{OC-M\acute{a}x.} = 12 \cdot 55,10 = 661,17 \text{ V}$$

$$V_{M\acute{a}x. \text{ string}} = N^{\circ}_{\text{paneles-String}} \cdot V_{MPP} = 12 \cdot 41,39 = 496,68 \text{ V}$$

$$I_{M\acute{a}x. \text{ serie}} = I_{SC} \cdot N^{\circ}_{\text{String-paralelo}} = 11,48 \cdot 32 = 367,36 \text{ A}$$

PUESTA A TIERRA

Puesto que la instalación posee tensiones nominales superiores a 48V, se debe instalar una toma de tierra para proteger a los usuarios de posibles contactos.

En cuanto a las estructuras metálicas se considerará como valor equivalente a un local húmedo, ya que van a estar situadas en la intemperie, por lo tanto, dispondrá de una tensión de contacto de 24V. Para llevar a cabo el cálculo de la resistencia máxima se ha considerado el mismo valor de corriente de defecto que para el caso de una industria, cuyo valor se corresponde con 300mA. Por lo tanto, el valor máximo admisible de resistencia de puesta a tierra total será:

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Una vez obtenida la resistencia máxima se procede al cálculo del electrodo de protección, que se dimensionará de manera que en todo momento su resistencia no sea superior al valor especificado por ella. De modo que, para realizar el cálculo se tendrá en cuenta

la de resistencia de tierra en Ohmios dependiendo del tipo de electrodo a utilizar así como la resistividad del terreno:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Puesto que la instalación se va a llevar a cabo formada por 4 picas enterradas verticalmente y el terreno se compone de arenas arcillosas, se va a estimar un valor de 300 ohmios para la realización del cálculo.

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- R: Resistencia de tierra del electrodo.
- ρ : Resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$
- L: Longitud en metros de la pica, en malla la longitud total de los conductores enterrados.

Por lo que, sustituyendo se obtiene:

$$R = \frac{300}{8} = 37,5\Omega$$

Conductores de Protección:

El conductor de tierra es el que va a conectar el conjunto de electrodos con el borne principal de puesta a tierra, el cual deberá cumplir con unas secciones mínimas dependiendo del tipo de conductor a utilizar. En este caso, según se indica en la tabla 2 de la ITC-BT-18, la sección mínima del conductor de protección será:

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Por lo tanto, le corresponderá una sección para el conductor de protección de 35 mm²,

Seguidamente, una vez obtenidos los cálculos correspondientes a la determinación del número de paneles a colocar en cada string, se procede a la realización de los cálculos de distancia entre paneles para evitar las posibles pérdidas por sombras.

DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS FV

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable, es decir, cuando la altura solar es mínima durante el periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila sea proyectada, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente. Por dicho motivo, según estipula el IDAE, el cálculo de la distancia mínima (d), medida sobre la horizontal, entre el campo fotovoltaico y algún obstáculo cercano, o entre dos filas de módulos, se realizará cuando exista peligro de proyección de sombras, a partir de la siguiente expresión:

Para módulos situados sobre plano horizontal:

A partir de la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \varnothing)} = k \cdot h$$

Siendo:

- h: altura del módulo fotovoltaico respecto a la horizontal.
- \varnothing : latitud de la ubicación.
- k: coeficiente el cual varía dependiendo de la latitud del lugar de la instalación.

Por lo tanto, dependiendo de la latitud del lugar de la instalación se obtendrá un valor diferente, por lo que a partir de la siguiente tabla se selecciona el valor correspondiente a la latitud del lugar en cuestión:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°

k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487
-----	-----	-------	-------	-------	-------	-------

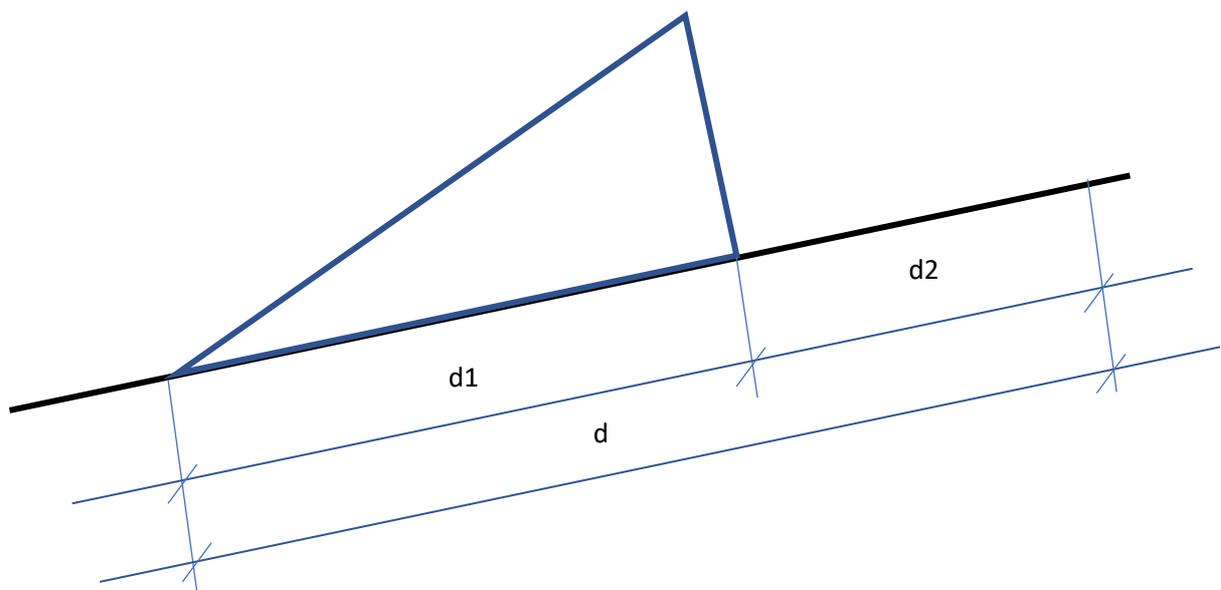
$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \varnothing)}$$

Calculando la distancia necesaria a partir de los dos métodos, se comprueba que se obtiene el mismo resultado:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \varnothing)} = \frac{1,04}{\tan(61^\circ - 39)} = 2,57 \text{ m}$$

$$d = k \cdot h = 2,475 \cdot 1,04 = 2,57 \text{ m}$$

Para módulos situados sobre cubierta inclinada:



A partir de la siguiente expresión:

$$d = \frac{h \cdot \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \varnothing)}$$

Siendo:

- h : altura del módulo fotovoltaico respecto a la horizontal.
- $\sin(\beta)$: ángulo del módulo fotovoltaico sobre la horizontal.
- \varnothing : latitud de la ubicación.
- k : coeficiente el cual varía dependiendo de la latitud del lugar de la instalación.

Sustituyendo en la fórmula, se obtiene:

$$d = \frac{1,04 \cdot \sin(45)}{\tan(61^\circ - 39)} = 1,82 \text{ m}$$

por criterio de intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible por los diferentes tramos en los que se va a dividir la instalación, por un lado los tramos correspondientes a la parte DC y por otro lado los correspondientes a la parte de AC.

Antes de proceder a ello hay que destacar que existe un límite para la caída de tensión máxima admisible en cada tramo:

- $\Delta V\%$ Parte DC = 1,5%
- $\Delta V\%$ Parte AC = 3%

REVISAR

Seguidamente, se procede a calcular los tramos de las líneas que van a discurrir por la instalación, tanto de corriente continua (DC) como de corriente alterna (AC), comprobando así que se cumplen los niveles de caída de tensión asociados a cada línea para las secciones obtenidas.

Para llevar a cabo el dimensionado tanto de la parte de corriente continua (DC) como de corriente alterna (AC) se va a recurrir a las tablas 1, 2 y 3 del documento recogido por la ITC-BT-19

CONEXIONADO PARTE DC

Tramo 1: Conexión Módulos Fotovoltaicos

Este tramo corresponde al conexionado entre sí de los módulos fotovoltaicos por la parte posterior de los mismos, de modo que, esto influye en que se puedan alcanzar altas temperaturas debido a la radiación solar y al calentamiento por el paso de corriente eléctrica, por lo que dichos conductores deben ser capaces de soportar altas temperaturas. Por lo tanto, se requiere de unos cables específicos para dicha aplicación con aislamiento (XLPE), que mejoran el rendimiento general de la instalación debido a su menor degradación con el paso del tiempo, disponiendo de una mayor vida útil.

El conductor del panel fotovoltaico ya viene incluido en el mismo junto con la sección de cable adecuada seleccionada por el fabricante que, en este caso es de 4mm^2 y además viene con los conectores MC4 para la interconexión de paneles entre sí y de este modo formar las series (string).

CRITERIO TÉRMICO

Asimismo, se va a considerar el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua, según lo indicado en la ITC-BT-40, concretamente en el apartado 5, por lo tanto:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Siendo:

- I_{max} : Intensidad máxima de trabajo a la que se dimensionan los conductores en amperios (A).
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito propia del módulo fotovoltaico en amperios (A).

De modo que a partir de la intensidad de cortocircuito propia del módulo fotovoltaico sustituimos, obteniendo:

$$I_{max} = 1.25 \cdot 11,48 = 14,35 \text{ A}$$

Al aplicar el criterio de intensidad máxima admisible se tendrá en cuenta la sección que viene definida por el fabricante, por lo que aplicando la respectiva intensidad admisible se puede verificar que, sin aplicar ningún factor correctivo:

$$14,35\text{A} < 45 \text{ A}$$

$$I_{max} < I_{adm}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN:

Puesto que en este caso no es necesaria la aplicación de ningún factor de corrección, se procede a realizar el cálculo del criterio de caída de tensión a partir de la sección recomendada por el fabricante, correspondiente a $4mm^2$, por lo que aplicando para ello la ecuación (18), se obtiene:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot V_{mpp}}$$
$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 1}{44 \cdot 4 \cdot 41,39} = 0,31\%$$

Siendo:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito correspondiente del módulo fotovoltaico en (A).
- L: Longitud del conductor (m).
- γ_{90° : Conductividad del cobre a 90°C .
- S: Sección del conductor (mm).
- $N^{\circ}_{módulos}$: Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie
- V_{mpp} : Tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V).

Se observa que dicho criterio se cumple para una sección de $4mm^2$, de modo que se confirma que la sección establecida es la correcta.

TRAMO 2: PANELES - CAJA DE CONEXIÓN

CRITERIO TÉRMICO

El siguiente tramo por estudiar es el comprendido desde las string hasta la caja de conexión (caja nivel 1) que, en este caso se ha considerado la más desfavorable en cuanto a distancia, por lo que el tramo a estudiar va a ser al situado en terreno horizontal puesto se ha considerado como más desfavorable.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 11,48 = 14,35 A$$

Al aplicar el criterio de intensidad máxima admisible, puesto que no es necesario la aplicación de factor de corrección se puede verificar que:

$$14,35A < 24 A$$

$$I_{max} < I_{adm}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

Se verifica así que, cumple con el criterio de intensidad máxima admisible, de modo que se procede a realizar el cálculo para verificar que se cumple el criterio de caída de tensión máxima admisible.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot N^{\circ}_{módulos-serie} \cdot V_{mpp}}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 32}{44 \cdot 1,5 \cdot 12 \cdot 41,39} = 2,24\% \rightarrow \text{NO CUMPLE}$$

Se observa que dicho criterio no se cumple para una sección de $1,5mm^2$ de modo que, como el tramo comprendido incluye una distancia considerable, se va a emplear una sección superior a la del conexionado de paneles, es decir, $6mm^2$ evitando así una caída de tensión desproporcionada.

De modo que, como se deduce que dicha sección cumple con el criterio de intensidad máxima admisible, se procede a calcular la caída de tensión en la línea:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 32}{44 \cdot 6 \cdot 12 \cdot 41,39} = 0,56 \%$$

De este modo podemos afirmar que para dicha sección de $6mm^2$ se cumple el criterio de caída de tensión máxima admisible.

TRAMO 3: CAJA DE CONEXIONES – EMBARRADO

CRITERIO TÉRMICO

En primer lugar se estudiará la línea que engloba la cubierta del tejado y en segundo lugar el tramo que ocupa el resto del generador fotovoltaico situado en terreno horizontal, puesto que es el que se tomará para el cálculo de la caída de tensión máxima admisible. De modo que considerando el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de DC, se obtiene:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ} \text{ ramas paralelo}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 11,48 \cdot 6 = 86,1 \text{ A}$$

Aplicando el factor de corrección correspondiente a dicha línea, se verifica que:

$$I_{max} < I_{adm} \cdot \text{Factor de corrección}$$

$$86,1 \text{ A} < 123 \cdot 0,75$$

$$14,35 \text{ A} < 92,25 \text{ A}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ} \text{ strings-paralelo} \cdot L}{\gamma_{90^{\circ}} \cdot S \cdot N^{\circ} \text{ módulos-serie} \cdot V_{mpp}}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 6 \cdot 5}{44 \cdot 25 \cdot 12 \cdot 41,39} = 0,12\%$$

CRITERIO TÉRMICO

Este tramo incluye la línea que circula desde la salida de las cajas de conexiones hasta la entrada al convertidor DC/DC, pero para dicho tramo se seleccionará el más desfavorable, el cual corresponde al situado en terreno horizontal. Por lo tanto, del mismo modo que anteriormente, según la instrucción vigente de la ITC-BT-40 en la que

los conductores se dimensionan para una corriente igual al 125% de la corriente de cortocircuito fotovoltaico, se va a considerar el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de DC.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ} \text{ ramas paralelo}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 11,48 \cdot 13 = 186,55 \text{ A}$$

Sin la aplicación de ningún factor de corrección, se puede verificar que:

$$I_{max} < I_{adm}$$

$$186,55 \text{ A} < 225 \text{ A}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

Aplicando el respectivo factor de corrección, puesto que dicha línea va a discurrir bajo tubo enterrado, se obtiene:

Factor de corrección para cables en el interior de 2 tubos en contacto en posición horizontal formando 1 capas en vertical: 0,94

$$I_{max} < I_{adm} \cdot \text{Factor de corrección}$$

$$186,5 \text{ A} < 225 \cdot 0,94$$

$$186,5 \text{ A} < 211,5 \text{ A}$$

CRITERIO CÁIDA DE TENSIÓN:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ}_{strings-paralelo} \cdot L}{\gamma_{90^{\circ}} \cdot S \cdot N^{\circ}_{módulos-serie} \cdot V_{mpp}}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 13 \cdot 35}{44 \cdot 70 \cdot 12 \cdot 41,39} = 0,58\%$$

TRAMO 4: EMBARRADO – CONVERTIDOR DC/DC

Este tramo es el enlace para la conexión del generador fotovoltaico a la entrada el convertidor DC/DC, de modo que las líneas se conectarán a un embarrado común a partir del cual se llevarán al convertidor.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ} \text{ ramas paralelo}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 11,48 \cdot 32 = 459,2 A$$

Sin la necesidad de aplicación de ningún factor de corrección, se puede verificar que:

$$I_{max} < I_{adm}$$

$$459,2 A < 500 A$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ} \text{ strings-paralelo} \cdot L}{\gamma_{90^{\circ}} \cdot S \cdot N^{\circ} \text{ módulos-serie} \cdot V_{mpp}}$$

$$\Delta V\% = \frac{200 \cdot 11,48 \cdot 32 \cdot 2}{44 \cdot 185 \cdot 12 \cdot 41,39} = 0,03\%$$

Para este tramo, puesto que la sección es demasiado elevada, se doblará dicha sección obteniéndose dos conductores unipolares tanto en el polo positivo como en negativo con una sección equivalente a la mitad de la obtenida en el cálculo, siendo la más próxima superior a esta $95mm^2$.

De modo que, tras la realización de los cálculos anteriores, se procede a comprobar si los tramos cumplen con la caída de tensión máxima admisible para la línea DC.

$$\sum \Delta V\% = 0,31 + 0,56 + 0,58 + 0,03 = 1,48 \% < 1,50\%$$

Por lo tanto, al ser menor que 1,5% tal y como marca la normativa, cumple con las secciones indicadas para el tramo de DC.

TRAMO 5: CONVERTIDOR DC/DC – BATERÍAS

Este tramo es el correspondiente al comprendido desde la salida del convertidor DC/DC hasta las baterías. De modo que, se va a calcular la corriente que va a circular por dicha línea y posteriormente aplicar el criterio de intensidad máxima admisible.

$$I = \frac{P_{\text{Generador FV}}}{V_{\text{batería}}}$$
$$I = \frac{180000}{729,6} = 253,7 \text{ A}$$

A continuación, una vez obtenida la corriente máxima que puede transportar la línea y considerando el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de DC, se obtiene:

$$I_{\text{max}} = 1,25 \cdot I_N$$
$$I_{\text{max}} = 1,25 \cdot 253,7 = 317 \text{ A}$$

Por lo tanto, sin la aplicación de ningún factor de corrección y con la intensidad obtenida de la Tabla 1 de intensidad admisible para cables al aire con conductores de cobre para una temperatura del aire de 40°C se puede verificar que:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{adm}}$$
$$317 \text{ A} < 327 \text{ A}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

Por lo tanto, la sección mínima para la que cumplen la condición los conductores con aislamiento XLPE es de 95mm^2 .

TRAMO 5: INTERFACE WIND 25.3 – SMA SUNNY TRIPOWER 5.0

Este tramo corresponde al de la salida DC del Interface Wind + hasta la conexión DC del inversor trifásico SMA, de modo que se va a proceder al cálculo del criterio de la intensidad máxima admisible. Para ello se va a tener en cuenta la máxima intensidad admisible del inversor SMA.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 18 = 22,5A$$

Sin la aplicación de ningún factor de corrección se procede a comprobar la intensidad máxima admisible para la intensidad calculada:

$$I_{max} < I_{adm}$$

$$22,5 A < 26,5 A$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

Intensidad obtenida de la tabla 1 de intensidad admisible para cables al aire, con conductores unipolares de cobre.

Por lo tanto, para los conductores seleccionados, con aislamiento de PVC, la sección mínima que cumple la condición es la de $2,5mm^2$.

CONEXIONADO PARTE AC

TRAMO 1. CONVERTIDOR DC/AC – CONSUMOS

Este tramo es el comprendido desde la salida AC del convertidor al conexionado AC, es decir, hasta la conexión del cableado de alterna que posteriormente discurrirá hasta el cuadro de conexiones pasando por el filtro y transformador. De modo que, para dimensionar este tramo se va a tener en cuenta la intensidad nominal de salida del convertidor, ya que los conductores estarán dimensionados para dicha intensidad. Por lo tanto, para calcular la corriente máxima que va a poder circular por dicho tramo se va a aplicar la siguiente fórmula:

La corriente máxima que puede circular desde el convertidor hasta los consumos es el cociente resultante de dividir la potencia que este puede entregar entre la tensión a la cual se realiza la conexión 400V y teniendo en cuenta el factor de potencia correspondiente a cargas, para el cual se ha considerado un valor conservador de 0,8, de modo que sustituyendo se obtiene:

$$I = \frac{P_{\text{cálculo}}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$

$$I = \frac{61500}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 110,9 \text{ A}$$

Donde:

- I: Intensidad de salida del convertidor (A).
- P: Potencia nominal del convertidor (W).
- V: Tensión de salida del convertidor (V).
- $\cos \varphi$: Factor de potencia de la instalación.

Aplicando el criterio de intensidad máxima admisible, se obtiene:

$$I_{\text{max}} = 1.25 \cdot 110,9 = 138,7 \text{ A}$$

Por lo tanto, sustituyendo valores, sin aplicar ningún factor de corrección, se verifica:

$$I_{max} < I_{adm}$$

$$138,7 A < 167 A$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

De modo que se verifica que cumple el criterio térmico de máxima intensidad admisible. Por lo tanto, se procede a calcular la caída de tensión correspondiente a la línea de estudio para una sección de $50mm^2$.

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot V^2}$$

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot 61500 \cdot 2}{44 \cdot 50 \cdot 400^2} = 0,03\%$$

TRAMO 2. INVERSOR SMA SUNNY TRIPower 5.0 – CONEXIÓN AC

Este tramo comprende el recorrido desde el inversor SMA Sunny Tripower 5kW hasta el conexionado de la parte de AC. Para llevar a cabo los cálculos requeridos se tendrán en cuenta las especificaciones técnicas correspondientes al inversor SMA, que dispone de la misma potencia que el aerogenerador, ya que es el encargado de transportar la energía hacia los consumos.

De modo que, a partir del criterio de intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{adm}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 9,1 = 11,4 A$$

Al aplicar el criterio de intensidad máxima admisible, así como el factor de corrección correspondiente, puesto que los conductores van a ir agrupados sobre bandeja no perforada, se obtiene:

Factor de corrección debido al agrupamiento de de 4 cables multiconductores: 0,70

$$11,4 < 20 \cdot 0,70$$

$$11,4 A < 14 A$$

$$I_{max} < I_{adm}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

De acuerdo con el resultado obtenido, se verifica que se cumple el criterio de máxima intensidad admisible.

A continuación, se procede a realizar el cálculo del criterio de caída de tensión de la línea que, de acuerdo con la sección seleccionada, se obtiene:

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot V^2}$$

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot 5000 \cdot 2}{44 \cdot 1,5 \cdot 400^2} = 0,09\%$$

Tras la obtención de los resultados, se puede afirmar que dicho tramo cumple con las condiciones de intensidad y caída de tensión máximas admisibles. Por lo tanto, este tramo discurrirá desde el inversor SMA Sunny Tripower 5kW hasta las protecciones para su posterior distribución con conductores de $4mm^2$ de sección que, ha sido seleccionada de la Tabla 1 de intensidad admisible para conductores de cobre con aislamiento XLPE.

TRAMO 3. GRUPO ELECTRÓGENO – CONEXIONES AC

Este tramo corresponde al comprendido entre los consumos de la instalación en AC y el grupo electrógeno, puesto que este va a estar situado en un habitáculo ventilado aparte para evitar el contacto de los gases emitidos por este a la instalación eléctrica, que va a discurrir bajo tubo enterrado hasta el cuadro de consumos. De modo que, aplicando la siguiente fórmula vamos a obtener la intensidad de salida del grupo electrógeno seleccionado, donde a partir de ahí se van a realizar los respectivos cálculos para comprobar si cumple o no con los criterios establecidos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$

Sustituyendo se obtiene:

$$I = \frac{75000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,80} = 135A$$

Donde:

- I: Intensidad de salida del Grupo electrógeno (A).
- P: Potencia nominal del Grupo electrógeno (W).
- V: Tensión de salida del Grupo electrógeno (V).
- $\cos \varphi$: Factor de potencia del Grupo electrógeno.

A continuación, a partir del criterio de intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{adm}$$

$$I_{max} = 1.25 \cdot 135 = 168A$$

Seguidamente aplicando el factor de corrección debido a una profundidad diferente a 0,7 y considerando una temperatura del terreno a 25°C según la Tabla 3 para conductores de cobre enterrados bajo tubo obtenemos:

Factor de corrección para una profundidad de 0,5m: 1,02

$$I_{max} < I_{adm} \cdot \text{Factor de corrección}$$

$$168 < 190 \cdot 1,02$$

$$168A < 193,8A$$

$$I_{max} < I_{adm}$$

Donde:

- I_{max} : Intensidad máxima para la cual se han sobredimensionado los conductores.
- I_{adm} : Máxima intensidad admitida por el conductor.

De modo que se verifica que cumple el criterio térmico de máxima intensidad admisible. Por lo tanto, se procede a calcular la caída de tensión correspondiente a la línea de estudio correspondiente a dicho tramo para una sección de $70mm^2$.

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot P \cdot L}{\gamma_{90^\circ} \cdot S \cdot V^2}$$

$$\Delta V\% = \frac{100 \cdot 75000 \cdot 20}{44 \cdot 70 \cdot 400^2} = 0,30\%$$

Como se puede comprobar, puesto que ninguna caída de tensión supera el 2%, se puede afirmar que las secciones calculadas son correctas.

CÁLCULO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Todas las protecciones presentes en la instalación cumplirán con las especificaciones designadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), cumpliendo así con la respectiva normativa vigente en instalaciones aisladas.

Protecciones DC

La corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos se encuentra limitada a un valor cercano a la intensidad máxima de operación de éstos, por lo que no supone un peligro para el generador fotovoltaico, en cambio si que puede tener consecuencias en lo que respecta al convertidor, es por ello por lo que en la instalación se incluirán fusibles tipo gPV, de acuerdo con la IEC60269-6 en cada uno de los conductores.

Además, para poder asegurar el correcto funcionamiento, la intensidad nominal del dispositivo de protección será superior a la intensidad de cortocircuito de cada string de paneles conectados en serie, multiplicándola por 1,25 como en los cálculos realizados anteriormente. De este modo se conseguirá un correcto funcionamiento de la instalación.

Protección contra sobretensiones

Sobre el generador se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico que podrían afectar gravemente a la instalación, es por ello por lo que la caja de conexiones del generador fotovoltaico incorpora una protección contra sobretensiones, además de un seccionador de corte en carga.

Además, ambos convertidores tanto el de la parte de DC como el de AC incluyen una protección contra sobretensiones.

Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

En cuanto a la instalación de las protecciones se instalará un fusible con su correspondiente portafusible en los polos positivo y negativo de cada conductor a la entrada de la caja de conexiones de cada string.

En lo que respecta a las sobrecargas, en caso de que la potencia sea excesiva, el convertidor obligará al generador fotovoltaico a trabajar fuera del punto de máxima potencia.

A continuación, se va a calcular el calibre de los fusibles de protección para el tramo

correspondiente de la instalación.

Para proceder al cálculo de los fusibles, se deberá calcular partir de las siguientes condiciones:

Condición 1:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Condición 2:

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).
- I_F : Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (A).

De modo que:

$$14,35 \leq \mathbf{16} \leq 56$$

A continuación, aplicando la condición 2, se obtiene:

$$I_F \leq 1,45 \cdot 56$$

$$1,9 \cdot 16 \leq 81,42$$

$$30,4 \leq 81,2$$

Por lo tanto, observando que se cumple la condición 1 que asegura la intensidad máxima admisible del conductor y la condición 2 que, del mismo modo asegura la sobrecarga transitoria que puede soportar el conductor, se comprueba que para la sección seleccionada se va a instalar un fusible de $I_N=16A$ de intensidad nominal. Dichos fusibles irán en la caja de conexiones, con su respectivo portafusibles, de modo que habrá un total de 64 fusibles, que se encargarán de proteger el generador fotovoltaico en caso de cortocircuito o sobrecarga.

Además, se instalarán fusibles también en el tramo correspondiente a la entrada a baterías, puesto que puede ocurrir algún defecto que provoque una sobrecarga. Por lo tanto, puesto que la corriente máxima está determinada por la tensión de baterías puesto que el convertidor adaptará la tensión a la de estas, se tomará como referencia la corriente obtenida a partir de dicho cálculo para llevar a cabo la determinación de las protecciones, de modo que aplicando la misma metodología que para el tramo anterior se obtiene:

$$P_{\text{Generador FV}} = \frac{V_{\text{out DC/DC}}}{I_{\text{out DC/DC}}}$$

Donde:

- $P_{\text{Generador FV}}$: Potencia máxima del generador fotovoltaico.
- $V_{\text{out DC/DC}}$: Tensión de salida del convertidor DC/DC.
- $I_{\text{out DC/DC}}$: Corriente de salida del convertidor DC/AC.

Por lo tanto, para obtener la corriente de entrada a baterías, puesto que será la misma que la de salida del convertidor, sustituyendo en la fórmula, se obtiene:

$$I_{\text{out DC/DC}} = \frac{P_{\text{Generador FV}}}{V_{\text{out DC/DC}}}$$
$$I_{\text{out DC/DC}} = \frac{185000}{729,6} = 253,6 \text{ A}$$

De modo que, una vez obtenida la intensidad máxima que va a conducir dicha línea se procede al cálculo de las protecciones a partir de las condiciones establecidas:

Condición 1:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Condición 2:

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).
- I_F : Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (A).

Por lo que, aplicando ambas condiciones se obtiene:

Condición 1:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$253,6 \leq 300 \leq 327$$

Condición 2:

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$1,6 \cdot 300 \leq 1,45 \cdot 327$$

$$480 A \leq 474,1 A \rightarrow \text{NO CUMPLE}$$

Se puede observar que dicha condición no se cumple para la intensidad admisible por el conductor, de modo que se procede a seleccionar la intensidad superior a la actual.

Condición 1:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$253,6 \leq 300 \leq 380$$

Condición 2:

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$1,6 \cdot 300 \leq 1,45 \cdot 380$$

$$480 A \leq 532 A$$

Al seleccionar una I_Z superior se observa que se cumplen ambas condiciones, de modo que para dicha línea se instalarán dos fusibles con $I_N = 300 A$. Por ello, pese a haber seleccionado una I_Z cuyo valor corresponde a una sección superior a la seleccionada para dicha línea, se fijará la sección correspondiente a la I_Z seleccionada, de modo que se corresponde con una sección de 120 mm^2 .

PROTECCIONES AC

Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

Según el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, es obligatorio incluir en la instalación un interruptor general magnetotérmico, con poder de corte en carga para poder realizar maniobras de forma manual.

Teniendo en cuenta la corriente máxima que puede ser demandada por los consumos, obtenida en el Tramo 1 de AC, cuyo valor es de 110,9 A se procede a calcular las protecciones necesarias para el tramo en cuestión. De modo que, cumpliendo la siguiente condición, se obtiene:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$110,9 \leq 125 \leq 167$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Se observa que se cumple la condición tanto para la intensidad de cálculo del circuito como para la intensidad admisible por el conductor, para una sección correspondiente a la calculada anteriormente de 50mm^2 . De modo que el interruptor magnetotérmico a instalar dispondrá de las siguientes características:

- Calibre I_N : 125 A
- Poder de corte (kA): 10
- Curva D
- Nº polos: 4

Protección frente a contactos directos e indirectos

Se instalará un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de posibles derivaciones de algún elemento de la instalación en lo que respecta a la parte de AC. Para ello se deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_B \leq I_N$$

$$110,9 A \leq 160A$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor diferencial (A).

Una vez realizado el cálculo se verifica que cumple la condición establecida para la protección frente a contactos directos e indirectos. Por lo tanto, la unidad diferencial seleccionada para la instalación va a disponer de un calibre de 160 amperios. A continuación, se adjuntan las características técnicas del mismo:

- Calibre I_N : 160 A
- Poder de corte (kA): 10
- Sensibilidad: 300 mA
- Nº polos: 4
- Clase AC

Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

En la parte correspondiente al grupo electrógeno se instalará otro interruptor magnetotérmico con el fin de proteger la línea en caso de tener que abastecer los consumos demandados, ya que si en dicha línea se requiere más potencia debido a un fallo ya sea por un motor o cualquier elemento de la instalación, puesto que el generador posee una potencia superior a la potencia de las cargas, el magnetotérmico cortará a la potencia máxima de cálculo demandada por dichas cargas.

De modo que, aplicando la condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$110,9 \leq 125 \leq 193,8$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Se observa que se cumple la condición tanto para la intensidad de cálculo del circuito como para la intensidad admisible por el conductor, para una sección correspondiente a la calculada anteriormente de 70mm^2 . De modo que el interruptor magnetotérmico a instalar dispondrá de las siguientes características:

- Calibre I_N : 125 A
- Poder de corte (kA): 10
- Curva D
- Nº polos: 4

Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

En la parte correspondiente los aerogeneradores se instalará otro interruptor magnetotérmico con el fin de proteger la línea en caso de que se de algún cortocircuito o sobrecarga en dicha línea.

De modo que, aplicando la condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$11,4 \leq \mathbf{13} \leq 14$$

Donde:

- I_B : Intensidad de cálculo del circuito (A).
- I_N : Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).
- I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Se observa que se cumple la condición tanto para la intensidad de cálculo del circuito como para la intensidad admisible por el conductor, para una sección correspondiente a la calculada anteriormente de $1,5 \text{ mm}^2$. De modo que el interruptor magnetotérmico a instalar dispondrá de las siguientes características:

- Calibre I_N : 13 A
- Poder de corte (kA): 15
- Curva D
- Nº polos: 4