



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica,  
sobre suelo, de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de  
la Sierra, Guadalajara

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Samblàs Gayà, Raül

Tutor/a: Patrao Herrero, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecer en primer lugar el apoyo recibido por mi familia,  
especialmente por mis padres, hermano y abuelos,  
así como a todos los profesores que me han ayudado a lo largo de mi vida académica,  
fundamentalmente en mis últimos años de formación.

Además, quiero agradecer también a la empresa iReSoL,  
por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto en mi Trabajo Final de Grado, proyecto  
que voy a dirigir personalmente a pie de obra.

Por último, no quería olvidarme de mi tutor de TFG por su ayuda prestada durante el  
desarrollo del mismo.

## **RESUMEN**

El desarrollo de este Trabajo Fin de Grado consiste en el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para la mina a cielo abierto que tiene la empresa CAOBAR S.A. en Poveda de la Sierra, Guadalajara. La instalación pretende llevarse a cabo sobre una escombrera formada por la acumulación de materia prima proveniente de la montaña de nulo valor útil para la actividad laboral que desarrolla la empresa.

Así pues, será necesario un estudio de diversas alternativas para asegurar cierta puntería en la elección final debido a la disponibilidad de superficie acotada de la que ya se parte, como suele ser habitual por otra parte en el desarrollo de este tipo de proyectos. Además, para llegar a conocer las necesidades energéticas de la industria, así como el potencial aprovechamiento de la planta fotovoltaica, se procederá a estudiar de forma detallada los consumos eléctricos, prestando especial atención a la energía consumida durante las horas de producción solar de cada mes, periodo de tiempo en el que la instalación fotovoltaica es realmente aprovechable. Cabe decir ya en este punto que uno de los mayores contratiempos de esta instalación fue que el campo solar se encontraba a cierta distancia del Cuadro General de Protección de la industria, por lo que fue necesario el uso de equipos no tan convencionales para tratar de abaratar los costes de ejecución del proyecto.

Una vez escogida la opción más interesante de entre las planteadas (1.090 kWp), se calcularán todas las variables que intervienen en la distribución del campo fotovoltaico: número máximo y mínimo de paneles en serie, número máximo de strings en un inversor, potencia pico y nominal de la planta, distribución física de las placas, etc.

Posteriormente, será necesario calcular las secciones de los conductores necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, así como las protecciones que certifiquen la protección, tanto de todos los elementos de la instalación como de las personas, ante cualquier posible alteración.

Asimismo, se evaluará el coste económico que cada una de las instalaciones planteadas conllevaría, prestando especial atención a la opción finalmente elegida; además de comentar el sistema de limpieza que se implementará para evitar que el polvo provocado por las detonaciones y el paso de vehículos de gran tamaño se acumule excesivamente en cada panel fotovoltaico, lo que reduciría el rendimiento energético y, por tanto, económico de la instalación.

Finalmente, decir que se trata de un proyecto que realmente se va a llevar a la práctica, lo que aporta verosimilitud al trabajo presentado.



## **RESUM**

El desenvolupament d'aquest Treball Final de Grau consisteix en el disseny i dimensionament d'una instal·lació solar fotovoltaica per a la mina a cel obert que té l'empresa CAOBAR S.A. en Poveda de la Sierra, Guadalajara. La instal·lació pretén portar-se a terme sobre una escombrera formada per l'acumulació de matèria prima provinent de la muntanya de nul valor útil per a l'activitat laboral que desenvolupa l'empresa.

Així doncs, serà necessari un estudi de diverses alternatives per tal d'assegurar certa punteria amb l'elecció final com a resultat de la disponibilitat de superfície ja acotada de la que es parteix, com sol ser habitual, per una altra banda, en aquests tipus de projectes. A més, per arribar a conèixer les necessitats energètiques de la indústria, així com el potencial aprofitament de la planta fotovoltaica, es procedirà a estudiar de manera detallada els consums elèctrics, prestant especial atenció a l'energia consumida durant les hores de producció solar, període de temps en el que la instal·lació fotovoltaica realment s'aprofita. És necessari dir ja en aquest punt que un dels majors obstacles d'aquesta instal·lació és que el camp solar es troba a certa distància del Quadre General de Proteccions de la indústria, de manera que va ser necessari l'ús d'equips no massa convencionals per tal d'abaratir costos d'execució del projecte.

Una vegada escollida l'opció més interessant dintre de les plantejades (1.090 kWp), es calcularan totes les variables que intervenen en la distribució del camp fotovoltaic: número màxim i mínim de panells en sèrie, número màxim de strings per inversor, potència pic i nominal de la planta, distribució física de les plaques, etc.

Posteriorment, serà necessari calcular les seccions dels conductors necessàries per assegurar el correcte funcionament de la instal·lació, així com les proteccions que certifiquen la protecció, tant de tots els elements de la instal·lació com de les persones, davant qualsevol possible alteració.

Així mateix, s'avaluarà el cost econòmic que cada una d'aquestes instal·lacions plantejades suposaria, prestant especial atenció a l'opció finalment elegida; a més de comentar el sistema de neteja que s'implementarà per evitar que la pols provocada per les detonacions i el pas de grans vehicles s'acumuli excessivament en cada panel fotovoltaic, lo que reduiria el rendiment energètic i, per tant, econòmic de la instal·lació.

Finalment, dir que es tracta d'un projecte que realment es durà a la pràctica, fet que li aporta versemblança al treball presentat.

## **ABSTRACT**

The development of this Final Degree Project consists of the design and the dimensioning of a photovoltaic solar installation of an open pit mine that the company CAOBAR S.A. owns in Poveda de la Sierra, Guadalajara. The Installation aims to be carried out on a dump formed by the accumulation of raw material from the mountain of zero useful value for the work activity carried out by the company.

Thus, a study of various alternatives will be necessary to ensure a certain aim in the final election due to the availability of a limited area from which it is already based, as it is usual on the other hand in the development of this type of projects. In addition, to get to know the energy needs of the industry, as well as the potential use of the photovoltaic plant, the electricity consumption will be studied in detail, paying particular attention to the energy consumed during the hours of solar energy production of each month, period of time in which the photovoltaic installation is really usable. It should be said already at this point that one of the biggest setbacks of this installation was that the solar field was at a certain distance from the General Table of Protection of the industry, so it was necessary to use not so conventional equipment to try to lower the costs of project execution.

Once the most interesting option has been chosen from among those proposed (1.090 kWp), all the variables involved in the distribution of the photovoltaic field will be calculated: maximum and minimum number of panels in series, maximum number of strings in an inverter, peak and nominal power of the plant, physical distribution of the solar panels...

Subsequently, it will be necessary to calculate the sections of the conductors necessary to ensure the correct functioning of the installation, as well as the protections that certify the protection, both of all the elements of the installation and of the people, before any possible alteration.

Likewise, the economic cost that each of the proposed installations would entail will be evaluated, paying special attention to the option finally chosen; in addition to commenting on the cleaning system that will be implemented to prevent the dust caused by detonations and the passage of large vehicles from accumulating excessively on each photovoltaic panel, which would reduce the energy and, therefore, economic performance of the installation.

Finally, it should be noted that this is a project that will actually be put into practice, which lends credibility to the work presented.

## INDICE DE LA MEMORIA

1.	Objeto del trabajo .....	11
2.	Introducción .....	12
2.1.	Contexto .....	12
2.2.	Situación de la fotovoltaica .....	13
2.3.	Estructura del documento.....	18
3.	Consideraciones iniciales .....	18
3.1.	Descripción de la industria .....	18
3.1.1.	Localización .....	18
3.1.2.	Consumos y costes energéticos .....	19
3.1.3.	Superficie disponible .....	21
3.2.	Análisis climático .....	21
3.2.1.	Evolución de la temperatura .....	22
3.2.2.	Radiación solar .....	22
3.2.3.	Fuerza del viento .....	23
4.	Diseño de la instalación fotovoltaica .....	25
4.1.	Dimensionamiento de la instalación.....	25
4.1.1.	Criterios a tener en cuenta.....	25
4.1.2.	Optimización de la superficie disponible .....	25
4.1.2.1.	Estructura fija a 30º de inclinación.....	25
4.1.2.2.	Estructura con seguidor solar “a un eje” .....	28
4.1.2.3.	Estructura fija a 15º de inclinación.....	31
4.1.3.	Selección de la mejor opción .....	33
4.2.	Diseño de la instalación.....	36
4.2.1.	Distribución del campo fotovoltaico .....	36
4.2.2.	Estructura para los paneles fotovoltaicos .....	39
4.2.3.	Equipos utilizados.....	41
4.2.3.1.	Paneles solares .....	41
4.2.3.2.	Cajas concentradoras de strings.....	42
4.2.3.3.	Inversores .....	43
4.2.3.4.	Equipos de control.....	44
4.2.4.	Cálculo de las secciones del cableado. Corriente máxima admisible. ....	45
4.2.4.1.	Cableado entre los paneles fotovoltaicos y los DC combiner .....	45
4.2.4.2.	Cableado entre los DC combiner y los inversores.....	47
4.2.4.3.	Cableado entre inversores y el Cuadro General de Protección .....	49
4.2.5.	Cálculo de las secciones del cableado. Caída de tensión máxima. ....	50

4.2.6.	Cálculo de las protecciones de la instalación .....	52
4.2.6.1.	Protecciones en la parte de continua.....	52
4.2.6.1.1.	Protección frente a sobrecargas .....	52
4.2.6.1.2.	Protección frente a cortocircuitos .....	52
4.2.6.2.	Protecciones en la parte de alterna .....	53
4.2.6.2.1.	Protecciones frente a sobrecargas.....	53
4.2.6.2.2.	Protecciones frente a cortocircuitos.....	54
4.2.6.2.3.	Protección para las personas .....	55
4.2.7.	Mantenimiento .....	56
5.	Presupuesto .....	57
5.1.	Presupuesto de Ejecución Material .....	58
5.2.	Presupuesto de Ejecución por Contrata.....	58
6.	Ejecución de la instalación .....	59
7.	Planos de la instalación .....	64
8.	Conclusiones.....	70
9.	Bibliografía .....	71

## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Imagen aérea de las instalaciones de CAOBAR SA en Poveda de la Sierra .....	11
Ilustración 2. Foto tomada en la ubicación donde se llevaría a cabo la instalación .....	12
Ilustración 3. Energía primaria consumida según su origen .....	13
Ilustración 4. Consumo energético per cápita y por país.....	13
Ilustración 5. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) .....	14
Ilustración 6. Mapa nacional con la ubicación donde pretende llevarse a cabo el proyecto .....	18
Ilustración 7. Paneles fotovoltaicos de la marca Jinko Solar.....	42
Ilustración 8. String combiner de 16 entradas de la marca SMA[20] .....	43
Ilustración 9. Inversor PEAK 3 de la marca SMA de 100 kW de potencia nominal.....	43
Ilustración 10. Data Manager M de la marca SMA .....	44
Ilustración 11. SMA Energy Meter .....	45
Ilustración 12. Imagen del Interruptor Automático NM8-250 [CHINT] .....	53

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumos totales por periodo y por mes .....	19
Tabla 2. Consumos durante las horas de producción solar por periodo y por mes .....	20
Tabla 3. Producción solar mensual para la instalación a 30º de inclinación.....	26
Tabla 4. Resumen de las variables estudiadas para la instalación a 30º de inclinación .....	27
Tabla 5. Inclinación óptima según la quincena del año .....	29
Tabla 6. Producción solar por quincena.....	30
Tabla 7. Resumen de las variables estudiadas para la instalación con seguidor solar .....	31
Tabla 8. Producción solar mensual para la instalación a 30º de inclinación.....	32
Tabla 9. Resumen de las variables estudiadas para la instalación a 15º de inclinación .....	33
Tabla 10. Comparativa de la energía producida por kWp instalado según la instalación .....	35
Tabla 11. Resumen de datos de la distribución del campo fotovoltaico .....	38
Tabla 12. Tabla de datos de los paneles fotovoltaicos utilizados .....	41
Tabla 13. Corrientes máximas admisibles según sección del conductor y condiciones de instalación .....	46
Tabla 14. Factores de corrección para una temperatura ambiente distinta de 30ºC.....	46
Tabla 15. Factor de corrección para la agrupación de circuitos .....	47
Tabla 16. Factor de corrección para una temperatura del terreno distinta a 20ºC.....	48
Tabla 17. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 2,5K·m/W.....	48
Tabla 18. Corrientes máximas admisibles para conductores enterrados según su sección.....	49
Tabla 19. Caídas de tensión máximas en cada equipo.....	51
Tabla 20. Resumen de las secciones utilizadas en cada tramo .....	51
Tabla 21. Comprobación de la respuesta de los fusibles ante cortocircuitos.....	53
Tabla 22. Parámetros calculados para la correcta elección de las protecciones.....	54
Tabla 23. Análisis de los tiempos de disparo en condiciones de cortocircuito.....	54

## INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Fuentes de energía primaria utilizadas.....	14
Gráfico 2. Tecnologías utilizadas para la fabricación de paneles fotovoltaicos.....	16
Gráfico 3. Variación de la inflación interanual.....	16
Gráfico 4. Variación de los precios referentes a la energía solar fotovoltaica.....	17
Gráfico 5. Distribución de los consumos mensuales por periodos.....	19
Gráfico 6. Reparto del consumo total entre las horas de producción solar y restantes.....	21
Gráfico 7. Variación anual de la temperatura en Poveda de la Sierra.....	22
Gráfico 8. Radiación solar sobre plano horizontal a lo largo del año [kWh/m <sup>2</sup> ].....	23
Gráfico 9. Categorías de nubosidad en Poveda de la Sierra a lo largo del año.....	23
Gráfico 10. Velocidad promedio del viento en Poveda de la Sierra.....	24
Gráfico 11. Dirección del viento en Poveda de la Sierra.....	24
Gráfico 12. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica a 30º de inclinación.....	26
Gráfico 13. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica con seguidor solar.....	30
Gráfico 14. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica a 15º de inclinación.....	32
Gráfico 15. Comparación de producción entre la instalación a 30º de inclinación y la instalación con seguidor solar.....	34
Gráfico 16. Curva de funcionamiento del Interruptor Automático NM8-250 [CHINT].....	55





## 1. Objeto del trabajo

El presente Trabajo Fin de Grado tiene como objeto el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo sin vertido a red para las instalaciones que tiene la empresa CAOBAR S.A. en Poveda de la Sierra, Guadalajara. Esta instalación se proyecta con la vista puesta a reducir la demanda eléctrica de la red por parte de la compañía, así como favorecer el ahorro, tanto económico como energético. En la siguiente imagen se observa una imagen aérea de la ubicación en cuestión.



*Ilustración 1. Imagen aérea de las instalaciones de CAOBAR SA en Poveda de la Sierra*

Para llevar a cabo el presente trabajo, se ha seguido la normativa vigente referente a las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, enmarcada en el *Real Decreto 244/2019* [1], de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de la energía eléctrica y el *Real Decreto 477/2021* [2], de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Además, se ha seguido el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión en cuando a la ITC-BT-40 [3], que marca los criterios de selección adecuados para la elección de las secciones del cableado a utilizar, así como la UNE-20.460-5-523 [4], que marca las corrientes admisibles máximas para los conductores según las secciones utilizadas.

## 2. Introducción

### 2.1. Contexto

Caobar S.A. es una empresa familiar dedicada al sector de la minería que actualmente es la primera productora a nivel nacional de caolín. El caolín es una arcilla de color blanco (o casi blanco) que tiene gran variedad de usos. La mayoría del caolín obtenido se utiliza para el llenado y el recubrimiento del papel, aportando un color más blanco, opaco y aumentando su capacidad de impresión. Además, se utiliza ampliamente en la industria de la cerámica para la producción de porcelana y refractarios o en la fabricación del caucho, para mejorar su resistencia mecánica y a la abrasión. Otro de sus importantes usos se encuentra en la pintura, aportándole la capacidad de dispersar su color homogéneamente sobre su superficie. Igualmente, puede utilizarse en la producción de plásticos orgánicos, algunos cosméticos, productos agrícolas e incluso productos farmacéuticos. En la imagen inferior, se puede observar la mina que tiene la empresa en Poveda de la Sierra, en cuya ubicación se realizará la instalación fotovoltaica objeto de este trabajo.



*Ilustración 2. Foto tomada en la ubicación donde se llevaría a cabo la instalación*

El vencimiento del contrato eléctrico que la empresa tenía con su comercializadora a finales de diciembre del año pasado (2021), junto con el elevado coste actual de la energía, llevó al Consejo de Dirección de la compañía a plantearse la posibilidad de poner en marcha una instalación fotovoltaica de autoconsumo que le permitiese ahorrar parte de la factura eléctrica, así como compensar, en la medida de lo posible, parte del impacto ambiental que su actividad económica ocasiona al entorno, obteniendo parte de su demanda energética a partir de una fuente renovable como es la energía solar fotovoltaica.

Desde la empresa iReSoL (Intelligent Real Solutions S.L.), se decidió abordar este proyecto con entusiasmo para plantearle la instalación más rentable desde distintos puntos de vista, llevando a cabo un estudio de varias alternativas que más adelante se estudiarán para asegurar el acierto en cuanto a la elección. La instalación se llevaría a cabo sobre una escombrera de la mina formada por la acumulación de materia prima no aprovechable; de este modo, al tratarse de una instalación sobre suelo, existía la posibilidad de estudiar diversas opciones.

Así pues, tras la presentación de las propuestas al Consejo de la compañía, decidieron llevar a cabo la ejecución de esta instalación de la mano de iReSoL, por lo que el proyecto desarrollado en este TFG se trata de un caso que realmente se llevará a la práctica.

## 2.2. Situación de la fotovoltaica

Desde 1800, la Tierra ha sufrido un aumento de la población mundial de un 700%, que sumado al aumento del consumo energético per cápita de un 400% [5] como consecuencia de la Revolución Industrial (1760-1830) [6], ha hecho que aumente la demanda de energía mundialmente de forma abrupta, en especial, a partir del año 1950 [7].

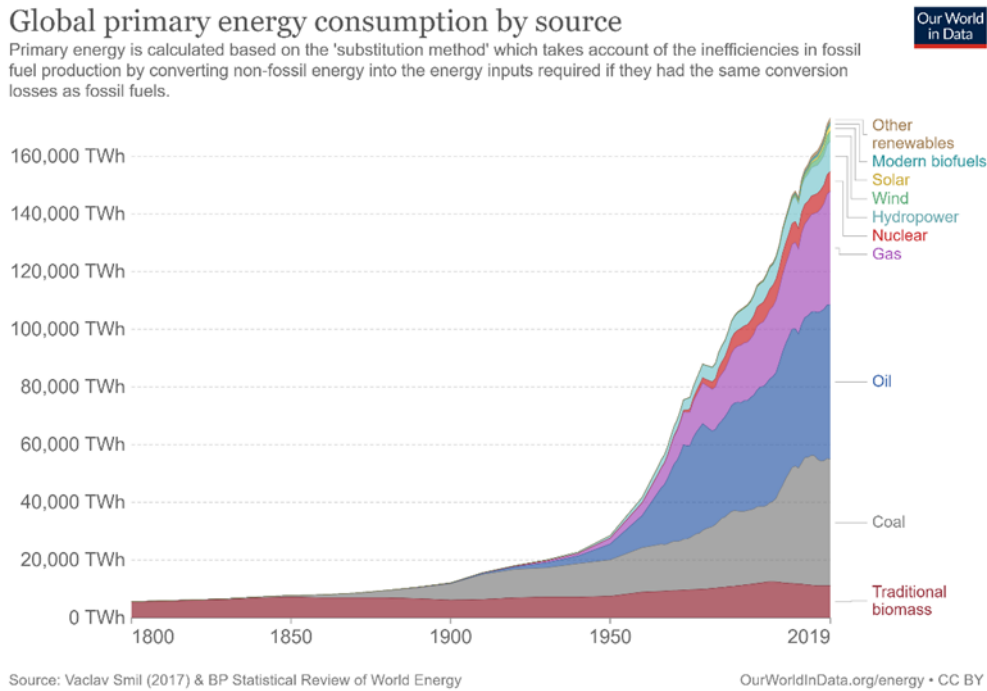


Ilustración 3. Energía primaria consumida según su origen

La demanda energética no está equilibrada a lo largo de la superficie terrestre, sino que se puede observar una diferencia evidente entre el consumo de los países en proceso de desarrollo y aquellos ya industrializados, en los que el aumento de demanda ha sido de un 800% desde el año 1800 [1]. En la Ilustración 4, se puede observar el consumo energético per cápita en los distintos países en el año 2019.

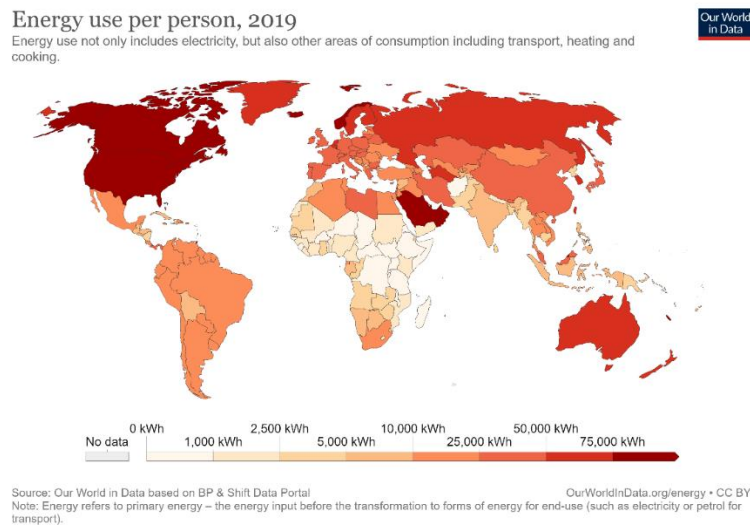


Ilustración 4. Consumo energético per cápita y por país



Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

En cuanto a las fuentes de energía primaria, hay que establecer una diferencia entre la energía total, que incluye la producción de electricidad, calor y el consumo de combustible por el sector del transporte y la producción de electricidad tratado de forma independiente. En relación a la energía total consumida, se puede observar en el Grafico 1 [8] que se utiliza más de un 80% de combustibles fósiles, que emiten Gases de Efecto Invernadero (GEI), los cuales contribuyen al cambio climático que está sufriendo el planeta. No obstante, en el presente proyecto, se va a prestar especial atención a la producción de electricidad, que se ajusta más al objeto del mismo.

Se puede observar que el mix eléctrico lo forma en más de 1/3 fuentes de energía que no emiten GEI a la atmósfera. Sin embargo, el resto de la producción se le asigna a la quema de combustibles fósiles, que además de contribuir al calentamiento global, también son limitados, y por tanto no siguen la línea de la sostenibilidad.

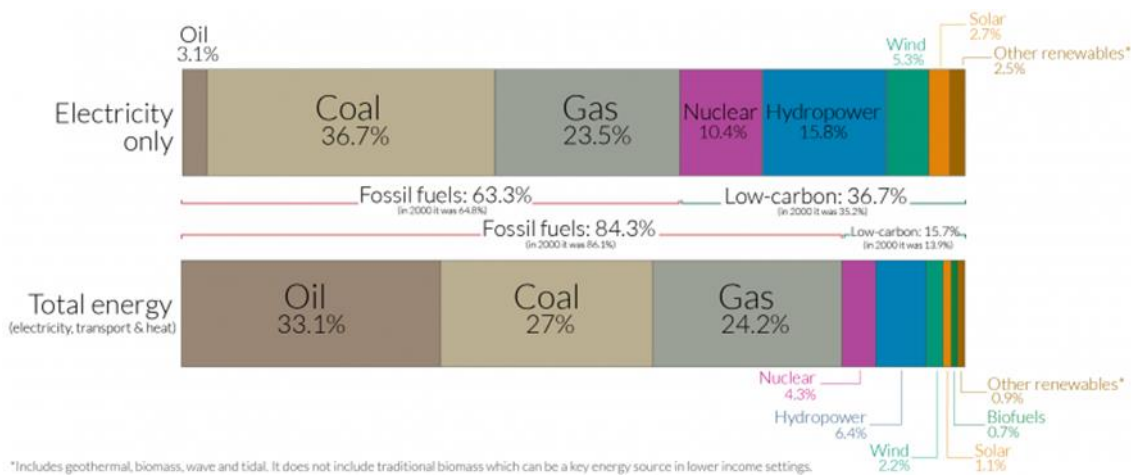


Gráfico 1. Fuentes de energía primaria utilizadas

Por este motivo, junto a otros de interés social, en el año 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas, aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [9]. Entre estos ODS, el objetivo 7: Energía Asequible y No Contaminante, plantea la necesidad de garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.



Producido en colaboración con FROLBANK - GERMANY. Traducción de los iconos de las Naciones Unidas. Para más información sobre los objetivos, por favor comuníquese con: [info@germany.org](mailto:info@germany.org)

Ilustración 5. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

En esta misma línea, la Unión Europea (UE), establece una estrategia a largo plazo para lograr la neutralidad climática en el año 2050 [10], que se basa en una economía con emisiones de GEI nulas. Esta estrategia nace del “European Green Deal” [11], en consonancia con el compromiso de la UE con la acción climática global en el marco del Acuerdo de París [12].

Todo esto impulsa la utilización de las energías renovables para la producción eléctrica, entre otros aspectos como la eficiencia energética y la reducción de la demanda. Por ello, las energías renovables están tomando una importancia destacable, siendo un pilar fundamental en la producción eléctrica en el futuro. La sociedad se está enfrentando a una serie de retos en cuanto a la energía se refiere, entre ellos, la sostenibilidad, la seguridad de suministro, la seguridad de la cadena energética y la creciente demanda de los países en desarrollo. Para solventar estos retos, la solución pasa por disminuir la intensidad energética, aumentando la eficiencia de consumo o la eficiencia de producción eléctrica, o bien por aumentar el suministro de energía, que es donde toman protagonismo las energías renovables.

Una vez ya se han establecido las bases del desarrollo sostenible, nace el debate de la necesidad de descentralización de la producción eléctrica, que puede jugar un papel crucial en la transición energética hacia las fuentes renovables. El hecho de combinar la producción centralizada y distribuida, requiere cambios significativos en los modelos de negocio de las empresas eléctricas, los mercados de la electricidad, la regulación y la política, sin embargo, la descentralización aspira a ser clave.

La descentralización y la reducción de la dependencia de la red eléctrica hace referencia de manera inequívoca al autoconsumo energético, donde tienen un papel clave los sistemas de producción renovable. Existen distintas maneras de autoconsumo, y entre ellas podemos encontrar sistemas de fuentes no renovables, como unidades de micro-cogeneración, y sistemas renovables como aerogeneradores, energía solar térmica y energía solar fotovoltaica.

Dadas las condiciones climáticas y de radiación solar en España (tras realizar el análisis climático desarrollado más adelante), la energía fotovoltaica es ideal para llevar a cabo un autoconsumo sostenible y rentable, más aún, teniendo en cuenta el cambio de normativa de ámbito nacional con el RD-L 15/2018 [13], y posteriormente con el RD 244/2019 [14], con los que cambió el restrictivo paradigma legislativo vigente entre los años 2015 y 2018.

A lo largo de la historia de la energía fotovoltaica, se han implantado distintas tecnologías utilizando distintos materiales de fabricación de los paneles (*Gráfico 2*), no obstante, el mercado lo acapara el silicio cristalino en aproximadamente un 90%, siendo el más común el silicio monocristalino, que tiene características técnicas superiores. La eficiencia de estos paneles se sitúa actualmente por encima del 20%.

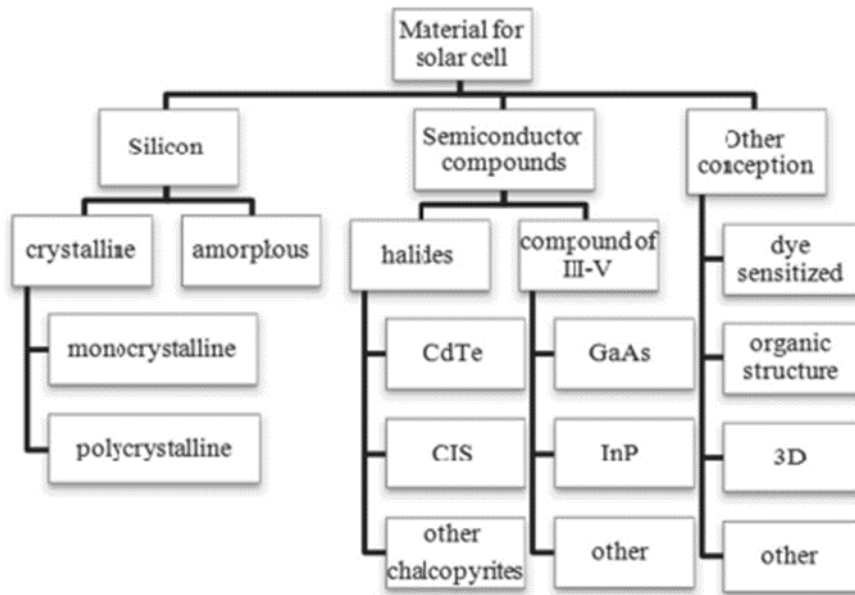


Gráfico 2. Tecnologías utilizadas para la fabricación de paneles fotovoltaicos

Un requisito fundamental para la introducción de la energía fotovoltaica en el mercado, es el logro de la competitividad económica frente a las tecnologías de generación eléctrica ya instauradas en el mercado. Por lo que la reducción del coste de una tecnología innovativa es un indicador clave del éxito de la misma.

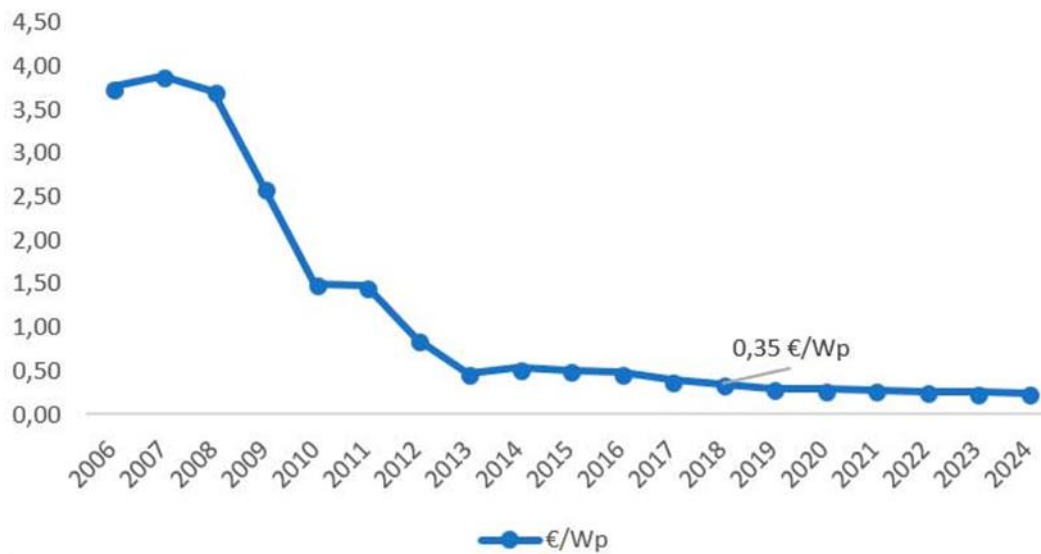
### Inflación interanual



Gráfico 3. Variación de la inflación interanual

A pesar de la subida de precios de los materiales debido a la histórica inflación, disparada aún más por la guerra de Ucrania, tal y como se observa en el Gráfico 3 [15], en los últimos 15 años, se ha reducido de forma drástica el precio de los paneles fotovoltaicos y el coste por kWh de las instalaciones fotovoltaicas, existiendo previsiones de una reducción aun mayor en la próxima década. Se puede observar esta reducción de los precios en el (los) Gráfico 4 [16]:

### **Precio de paneles en Europa (€/Wp)**



### **Proyección Coste por Kwh de Solar PV (USD)**

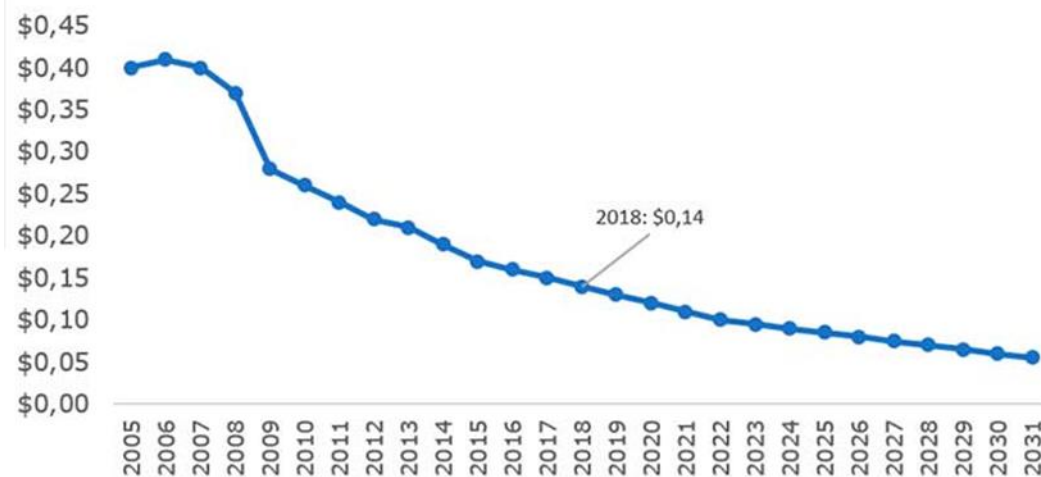


Gráfico 4. Variación de los precios referentes a la energía solar fotovoltaica

En cuanto a las tendencias de futuro, la fotovoltaica sigue evolucionando y adaptándose a los nuevos tiempos. Con el fin de favorecer de la transición energética en las ciudades, la fotovoltaica está tomando fuerza en la integración arquitectónica mediante paneles que se adaptan a la estética de los edificios, mediante Células cristalinas basadas en obleas de silicio (c-Si), Tejas Solares, Sistemas Fotovoltaicos Ligeros, Acristalamiento solar, fachada fría...

Por otro lado, la fotovoltaica se considera una solución idónea en la producción de hidrógeno verde, que está tomando una gran importancia en los últimos tiempos como posible sustitución de los combustibles fósiles. Esta combinación de tecnologías supondría además una perfecta combinación para avanzar hacia el más que evidente problema ante el que se encuentran las energías renovables: almacenar energía para poder utilizarla cuando las fuentes de energía no lo permitan. Así pues, se podría producir hidrógeno durante las horas de producción solar y almacenarlo para su posterior consumo ante una subida de la demanda o una bajada de la producción ante cualquier contratiempo.

### 2.3. Estructura del documento

En primer lugar, se procederá a llevar a cabo un estudio de la energía consumida por parte de la empresa promotora, así como del coste económico que ello supone. Seguidamente, se pasará a llevar a cabo un análisis climático dada la dependencia que el rendimiento de la instalación fotovoltaica podría tener en función de estas variables.

Después, pasará a estudiarse el diseño de cada una de las alternativas planteadas, evaluando cada propuesta en función de la energía ahorrada y el interés económico que conllevaría. Finalmente, una vez elegida la mejor opción entre las planteadas, se calcularán las secciones mínimas necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, así como las protecciones necesarias para certificar su seguridad.

## 3. Consideraciones iniciales

### 3.1. Descripción de la industria

#### 3.1.1. Localización

La instalación fotovoltaica se ubicará en las instalaciones que tiene la empresa CAOBAR S.A. en Poveda de la Sierra, municipio español de la provincia de Guadalajara, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha.



Ilustración 6. Mapa nacional con la ubicación donde pretende llevarse a cabo el proyecto

Esta localidad se encuentra a una altitud media de 1.186 metros sobre el nivel del mar y a una latitud de 40,6428°. Más concretamente, sus coordenadas geográficas son: Latitud 40° 38' 34" Norte – Longitud 2° 1' 44" Oeste.



### 3.1.2. Consumos y costes energéticos

Las instalaciones para las cuales se plantea el proyecto consumieron en el periodo anual en el que se centra el estudio (febrero 2021 - enero 2022) un total de 4.260.711 kWh, según facturas eléctricas aportadas por el mismo cliente, lo que económicamente supuso 246.232,50 €.

A lo largo del año 2021, la compañía tenía pactado un precio fijo con la comercializadora, totalmente independiente del periodo en el que se consumía la energía, que se situaba en 0,0577914 €/kWh, teniendo en cuenta solo el coste de la energía consumida; es decir, dejando a un lado los costes asociados a los peajes de acceso, tanto de la potencia contratada, como del término de energía.

En la siguiente tabla se puede apreciar cómo se distribuirían los consumos mensuales según los periodos aplicables a cada uno de los meses del año.

CONSUMOS MENSUALES TOTALES							
kWh	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
ene	52.867	85.762	0	0	0	100.469	239.098
feb	64.049	111.561	0	0	0	161.722	337.332
mar	0	72.030	112.459	0	0	186.374	370.863
abr	0	0	0	89.982	73.472	151.043	314.497
may	0	0	0	94.563	83.108	202.748	380.419
jun	0	0	100.726	78.095	0	176.762	355.583
jul	104.857	81.543	0	0	0	188.033	374.433
ago	0	0	89.945	72.344	0	147.412	309.701
sep	0	0	109.327	86.468	0	191.127	386.922
oct	0	0	0	100.330	81.193	239.923	421.446
nov	0	106.210	84.982	0	0	208.189	399.381
dic	99.478	79.953	0	0	0	191.605	371.036
						TOTAL	4.260.711

Tabla 1. Consumos totales por periodo y por mes

Observando gráficamente la distribución de estos consumos mensuales según los periodos asignados a cada mes, se tendría lo siguiente:

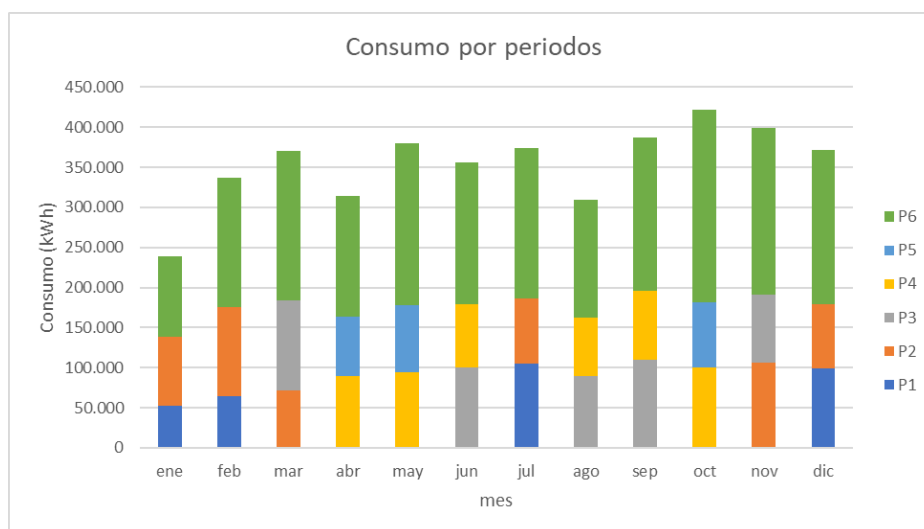


Gráfico 5. Distribución de los consumos mensuales por periodos

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de  
1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

No obstante, tras la entrada en vigor del nuevo contrato en febrero del año 2022, el coste del kWh de la energía consumida aumentó hasta los 0,17€/kWh para el 50% del consumo, estando el 50% restante ligado a la variación del precio de esta en el mercado diario. De este modo, ante el incremento tan significativo del precio, suponiendo que en el año 2022 se consumiese la misma energía que el año anterior, su coste se vería incrementado hasta los 937.170,21€; es decir, 690.937,71€ más que en 2021, lo que supondría un aumento del 280,6%.

Así pues, tras este incremento en los costes asociados a la demanda eléctrica y al tratarse de una industria tan intensiva en cuanto al consumo energético, el Consejo de Dirección de la empresa se planteó rápidamente llevar a cabo alguna medida que le permitiese reducir el impacto de este aumento del precio del kWh; lo que automáticamente se traduciría en un aumento de los costes de producción. La decisión adoptada fue la de implantar una instalación fotovoltaica que le permitiese producir parte de la energía consumida y, por ende, reducir la demanda energética de la red eléctrica.

En este punto, para llevar a cabo un estudio del aprovechamiento de la producción solar, fue necesario ponderar los consumos totales anteriores para obtener los consumos durante las horas diurnas en la que la instalación pudiese estar generando energía eléctrica. Según los tramos horarios que comprende cada periodo de consumo y los periodos que tienen lugar en cada mes, se llegó a los siguientes resultados:

CONSUMO MENSUAL EN HORAS DE PRODUCCIÓN SOLAR							
kWh	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
ene	29.371	61.259	0	0	0	18.605	109.234
feb	39.141	79.686	0	0	0	29.949	148.776
mar	0	48.020	80.328	0	0	37.965	166.313
abr	0	0	0	64.987	52.480	32.866	150.333
may	0	0	0	73.549	59.363	56.319	189.231
jun	0	0	80.581	55.782	0	51.146	187.509
jul	93.206	58.245	0	0	0	56.584	208.035
ago	0	0	79.951	51.674	0	44.360	175.985
sep	0	0	85.032	61.763	0	48.224	195.019
oct	0	0	0	66.887	57.995	53.316	178.198
nov	0	70.807	60.701	0	0	40.481	171.989
dic	55.266	57.109	0	0	0	35.482	147.857
						TOTAL	2.028.481

*Tabla 2. Consumos durante las horas de producción solar por periodo y por mes*

Como resultado, se obtuvo que anualmente se consumirían unos 2.028.481 kWh. En este punto, cabe decir que la empresa mantiene la actividad laboral los siete días de la semana a tres turnos por día por lo que mantiene una actividad casi ininterrumpida a lo largo del año que solo se ve alterada en los días festivos de ámbito nacional; de ahí que el consumo durante las horas diurnas y nocturnas sea tan similar (2.028.481 kWh diurnos frente a 2.232.230 kWh nocturnos; 4.260.711 kWh totales).

Comparando estos consumos mensuales durante las horas de producción solar respecto a los consumos totales presentados anteriormente con ayuda de un gráfico, se obtendría el gráfico de la página siguiente:

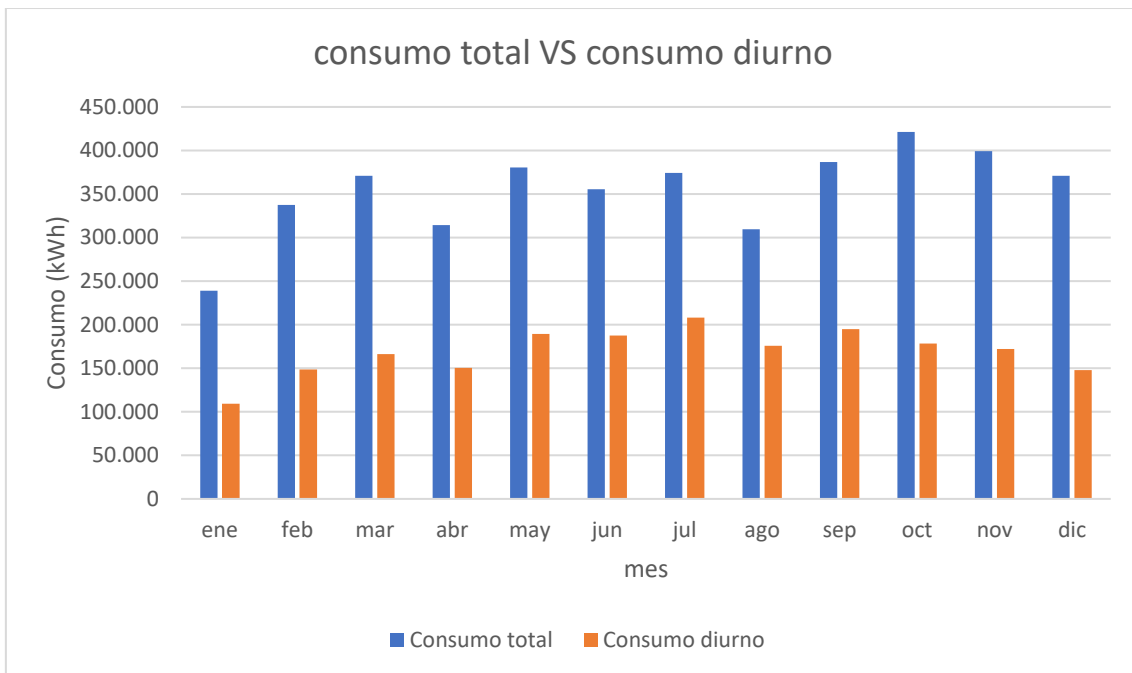


Gráfico 6. Reparto del consumo total entre las horas de producción solar y restantes

Observando el gráfico anterior, vemos como el consumo nocturno es sustancialmente superior al diurno; esto es debido a que las máquinas que precisan mayor potencia para su funcionamiento se utilizan mayoritariamente durante la noche, aprovechando el periodo 6 en el que los peajes de acceso y, generalmente, el precio de la energía es inferior al resto de los periodos.

### 3.1.3. Superficie disponible

La instalación fotovoltaica se ubicará en el suelo de la parcela; más concretamente, sobre una escombrera de unos 12.300 m<sup>2</sup> formada como resultado de la deposición de los materiales extraídos de la montaña de nulo valor para la actividad que desarrolla la compañía y que, por tanto, no son utilizados en ningún proceso.

Así pues, partimos ya de un espacio limitado para la ocupación del campo solar, como en muchas ocasiones suele suceder en proyectos consistentes en el desarrollo de una instalación fotovoltaica en los que no se puede desarrollar la instalación que sería suficiente para maximizar el ahorro energético, sino que se está condicionado por el área disponible. En este caso en concreto, se estudiarán varias alternativas para asegurar que la opción elegida es aquella que más le puede convenir al promotor.

### 3.2. Análisis climático

Dada la importancia que tienen ciertos aspectos climatológicos sobre la producción eléctrica de los paneles fotovoltaicos y su seguridad estructural, se ha llevado a cabo un análisis climático en el que se analiza principalmente la evolución de temperaturas, radiación solar y

velocidad del viento. Aunque otros aspectos como la humedad o la existencia de partículas en suspensión también podrían afectar ligeramente.

### 3.2.1. Evolución de la temperatura

En Poveda de la Sierra, los veranos son cortos, calurosos, secos y mayormente despejados y los inviernos son largos, considerablemente fríos, con frecuentes nevadas, con velocidades altas de viento y parcialmente nublados. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $27\text{ }^{\circ}\text{C}$  y rara vez baja a menos de  $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$  o sube a más de  $31\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

En el siguiente gráfico, se puede observar la evolución de la temperatura mínima y máxima a lo largo del año, donde se considera un año típico con un margen donde se podría mover la temperatura de un año a otro.

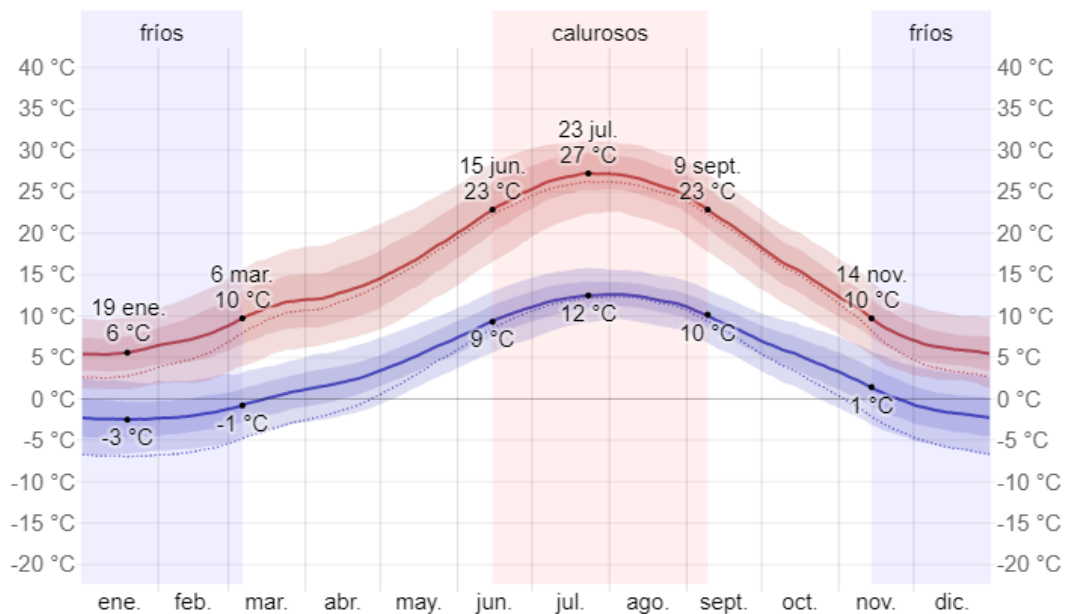


Gráfico 7. Variación anual de la temperatura en Poveda de la Sierra

Las bajas temperaturas ocasionan un aumento en la tensión de los paneles, lo cual se ha tenido en cuenta en el diseño y dimensionamiento de los strings, para cumplir con las características técnicas del inversor y evitar cualquier tipo de problema de funcionamiento por este motivo. Así pues, se ha considerado una temperatura mínima posible de  $-30^{\circ}\text{C}$  basándose esta elección en la temperatura mínima histórica de la zona ( $-26^{\circ}\text{C}$ ); del mismo modo, se ha tenido en cuenta una temperatura máxima alcanzable de  $45^{\circ}\text{C}$ , situándose la temperatura máxima histórica en  $40^{\circ}\text{C}$ . Como se observa, se ha dejado cierto margen de seguridad para conseguir mayor fiabilidad en los cálculos dependientes de estas variables.

### 3.2.2. Radiación solar

Para que una instalación fotovoltaica sea rentable, uno de los factores más importantes es que la radiación solar captada por los paneles sea la máxima posible.

A continuación, se puede observar la evolución de la radiación sobre el plano horizontal del suelo a lo largo del año. Se muestra la energía diaria recibida en dicha superficie por metro cuadrado. Se puede observar la gran diferencia de energía solar recibida entre las estaciones de verano e invierno, siendo en la segunda en torno a un 25% de la primera.

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

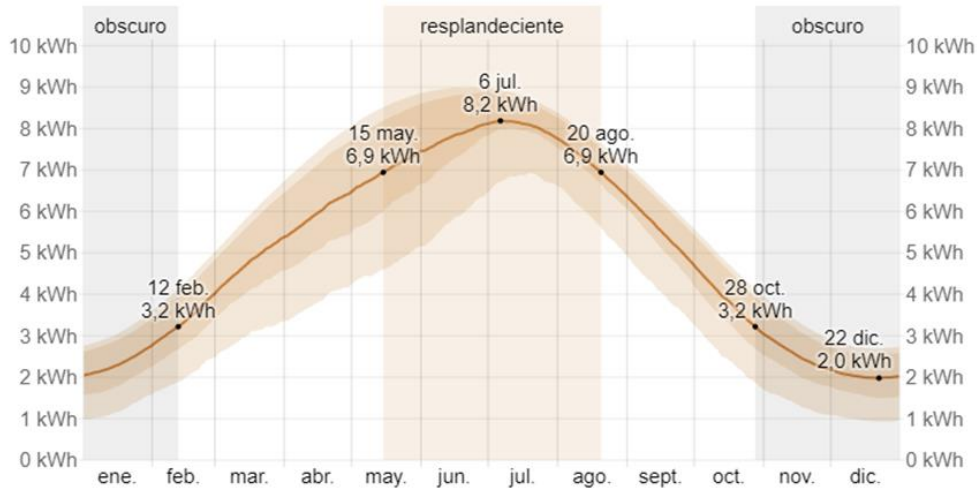


Gráfico 8. Radiación solar sobre plano horizontal a lo largo del año [kWh/m<sup>2</sup>]

La radiación, además de las horas de sol y de la altura del mismo, viene determinado en gran medida por la nubosidad, que evita parcialmente que la radiación llegue hasta la superficie terrestre y que por tanto pueda ser utilizada para la producción eléctrica. Como se puede observar, en los meses de verano, se llega en torno a un 60% del tiempo totalmente despejado. No obstante, en invierno, está mayormente nublado en torno a un 50% del tiempo, lo cual limita de manera significativa la radiación directa aprovechable.

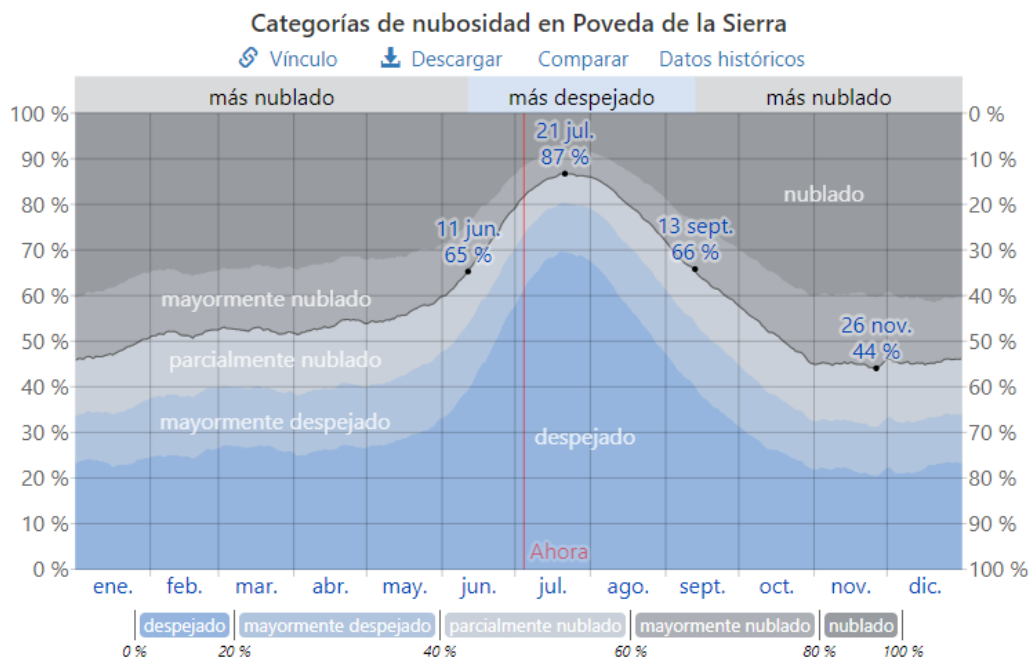


Gráfico 9. Categorías de nubosidad en Poveda de la Sierra a lo largo del año

### 3.2.3. Fuerza del viento

Es muy importante estudiar la fuerza que puede ejercer el viento sobre la estructura del campo solar, pues, por una parte, debe resistir los esfuerzos que el viento puede provocar sobre esta en las condiciones más desfavorables; pero, por otra parte, debe ser lo más económica posible asegurando que no se sobredimensiona su espesor. Se trata de encontrar la solución óptima y

suficiente que soporte los mayores vientos que se podrían dar en la zona, al mismo tiempo no suponga el uso de excesivo material para resistirlos.

De media, se observan vientos de 15 km/h, lo cual no es significativo desde un punto de vista estructural, sin embargo, en algunos momentos se llegan a velocidades de 30 km/h que si que deben tenerse en cuenta a la hora del diseño de la estructura. Por este mismo motivo, se ha diseñado una estructura biposte, para dar mayor estabilidad al panel fotovoltaico y para que el efecto vela no tenga consecuencias mayores.

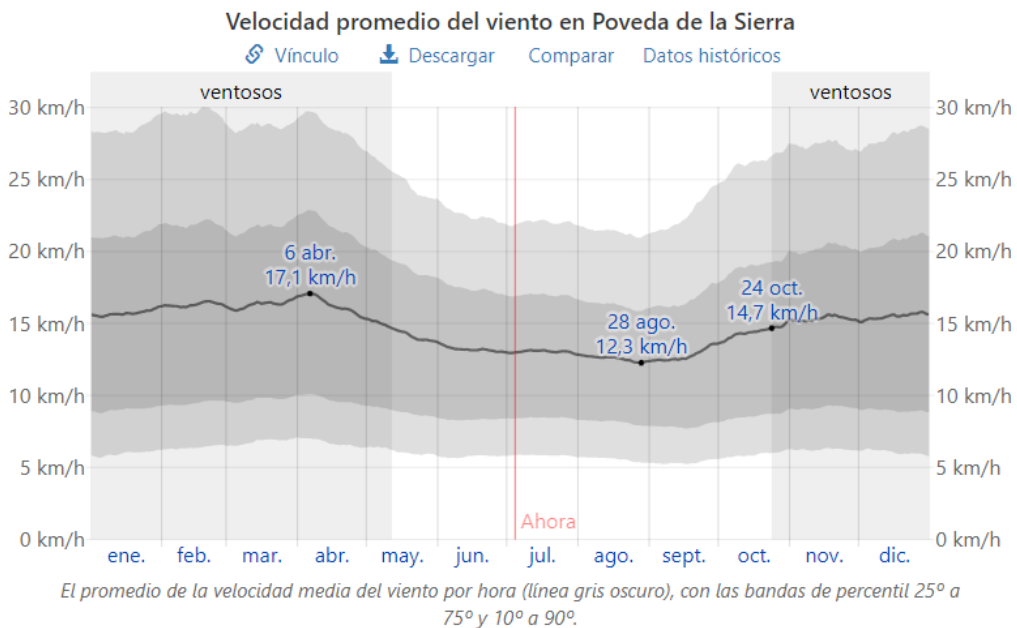


Gráfico 10. Velocidad promedio del viento en Poveda de la Sierra

Se puede observar que la mayor parte del viento proviene del Oeste, que no supone un problema ya que los paneles están orientados al sur perfectamente. Sin embargo, el viento sobre el que hay que poner una atención mayor es el proveniente del norte, que tiene una frecuencia mayor entre el 22 de febrero al 22 de marzo, que además coincide con la época de mayores velocidades del viento.

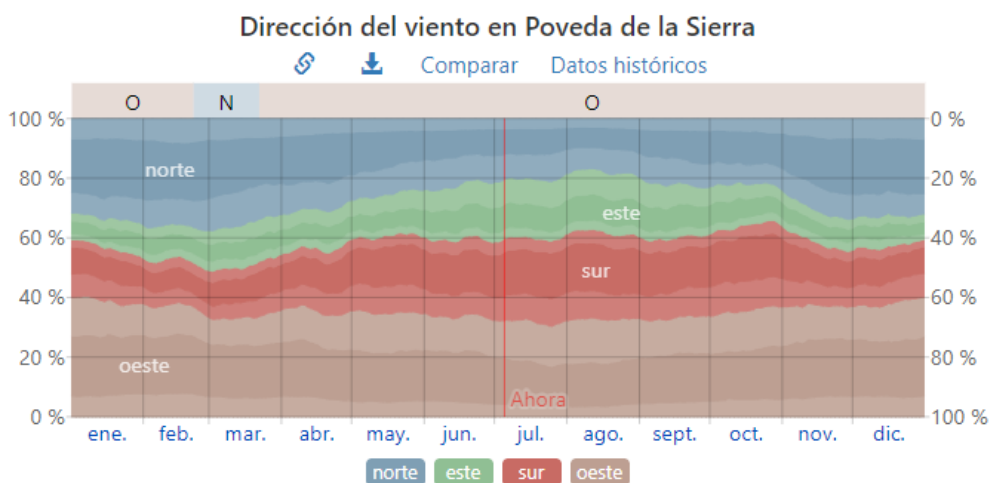


Gráfico 11. Dirección del viento en Poveda de la Sierra

#### **4. Diseño de la instalación fotovoltaica**

##### **4.1. Dimensionamiento de la instalación**

Ante el elevado consumo que tiene esta industria y la superficie ya delimitada de la que se tenía disponibilidad, fue necesario el estudio de diversas alternativas para hallar aquella opción que maximizase el ahorro, tanto energético como económico, para un uso anual de la instalación.

###### **4.1.1. Criterios a tener en cuenta**

Para seleccionar la opción más interesante para la compañía, era necesario definir unos parámetros sobre los cuales basar dicha elección. Estos parámetros se basaron en datos tanto energéticos como económicos teniendo en cuenta, para cada una de las tipologías, los aspectos siguientes:

- Energía eléctrica producida por la instalación
- Reducción de demanda de energía eléctrica de la red
- Energía autoconsumida respecto a la energía producida por la instalación
- Ahorro económico anual
- Ahorro económico al final de la vida útil de la instalación
- Inversión
- Periodo de retorno de la inversión (*PayBack*)

###### **4.1.2. Optimización de la superficie disponible**

Ante una superficie disponible de unos 12.300 m<sup>2</sup>, se tuvieron que plantear diferentes alternativas tal y como ya se ha dicho para elegir la opción que más interesante le pudiese resultar a la empresa para llevarla a cabo, asegurando el éxito del proceso a la vez que se mantenía cierta puntería en la opción seleccionada, pues sería la mejor entre las estudiadas.

Estas opciones consistían en instalar los paneles sobre una estructura fija a 30° de inclinación, utilizar una estructura con seguidores solares que adaptasen la inclinación de los paneles según el periodo del año o instalar los paneles sobre una estructura fija de 15° de inclinación. Cabe decir también en este punto, que el estudio de producción y, consecuentemente, el estudio económico de estas 3 instalaciones, se llevaron a cabo suponiendo un azimuth de 0°; es decir, orientando los paneles fotovoltaicos perfectamente hacia el sur.

El hecho de tener que llevar a cabo la instalación sobre suelo, permitía orientar los paneles de esta forma para maximizar la energía producida en todos los casos a lo largo del año. Tal vez, de tener que instalarlos sobre la cubierta de alguna nave, se tendría que haber adoptado una orientación que no penalizase demasiado la producción solar, a la vez que no disparase los costes de estructura o de ejecución de la obra, así como que no pusiese en peligro la estabilidad estructural de la misma. No obstante, en este caso, como igualmente era necesario el uso de estructura para aportar a los paneles la inclinación necesaria, se decidió orientarla perfectamente hacia el sur.

###### **4.1.2.1. Estructura fija a 30° de inclinación**

En primer lugar, se llevó a cabo el estudio de producción de la instalación fotovoltaica aportando al campo solar una inclinación de 30°. Con esta tipología de instalación, se conseguía poner en

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

funcionamiento una potencia pico de 791,34 kWp lo que anualmente generaría un total de 1.224.151,4 kWh, según la herramienta de simulación de PVGIS [17] (Photovoltaic Geographical Information System). La distribución de esta generación según los meses del año sería la siguiente:

mes	Energía producida [kWh]
Enero	68.803,1
Febrero	73.438,0
Marzo	98.035,9
Abril	105.501,3
Mayo	122.592,6
Junio	128.962,0
Julio	146.507,4
Agosto	138.212,1
Septiembre	113.051,6
Octubre	97.628,5
Noviembre	66.685,9
Diciembre	64.733,1
TOTAL	1.224.151,4

Tabla 3. Producción solar mensual para la instalación a 30° de inclinación

A continuación, se puede observar de forma gráfica el aprovechamiento de la energía fotovoltaica del que gozaría la instalación de llevarse a cabo esta propuesta, según la producción solar y la energía producida por los paneles solares.

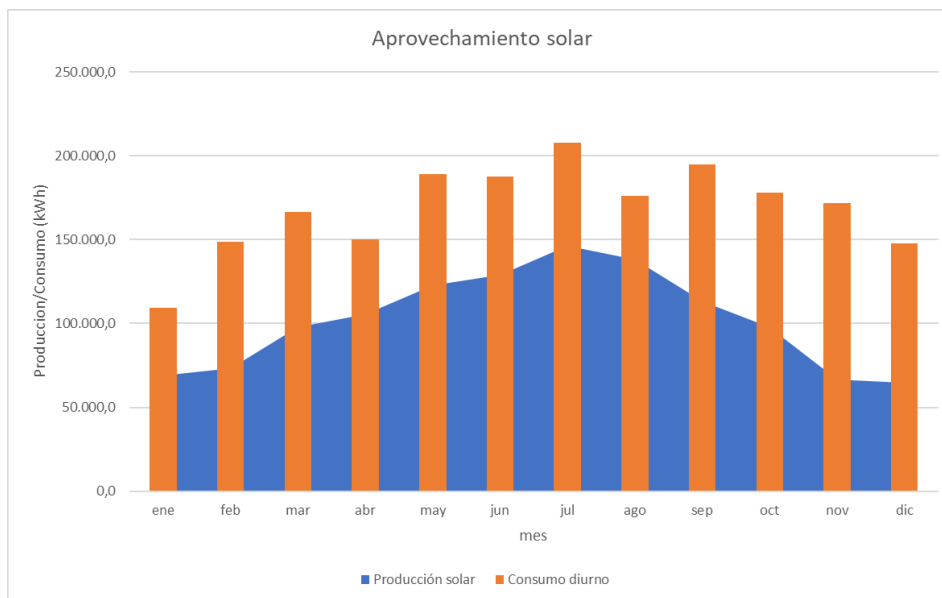


Gráfico 12. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica a 30° de inclinación

Aportando esta inclinación al campo fotovoltaico, se calculó la distancia mínima recomendada por parte del IDAE [18] (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético) entre filas para evitar la proyección de sombras según la siguiente ecuación:



Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

$$D_{min}[m] = \frac{h [m]}{\tan(61^\circ - \text{latitud}[\circ])}$$

En la ecuación anterior, h representaría la altura entre la parte más alta de la fila delantera respecto al nivel de la parte más baja de la fila siguiente. En este caso, siendo aproximadamente la latitud de Poveda de la Sierra igual a 40,64° y h igual a 2,274 metros se tiene que:

$$D_{min} = \frac{2,274}{\tan(61^\circ - 40,64)} = 6,127 \rightarrow D_{min} \approx 6,2m$$

A partir de esta distancia, se distribuyó el campo solar maximizando la potencia instalada y llegando hasta la potencia de 791,34kWp, mencionada anteriormente. Llevar a cabo esta instalación, supondría una inversión inicial de 684.614,47€ como se aprecia en el presupuesto siguiente donde, además, se puede observar, aunque de forma resumida, los materiales y equipos utilizados.

Concepto	Uds	Precio de venta unitario	Coste total
Panel JINKO SOLAR TIGER PRO JKM545	1.452,00	193,43	280.860,36
Estructura hincada biposte. Precio por kWp	791,00	96,50	76.331,50
Caja concentradora de strings	7,00	545,83	3.820,81
Inversor fotovoltaico de conexión a red	7,00	6.459,70	45.217,90
Sistema Antivertido Trifásico	1,00	723,90	723,90
Proyecto de Ingeniería	1,00	31.000,00	31.000,00
Mano de obra. Precio por kWp	791,00	165,00	130.515,00
Material Eléctrico	791,00	145,00	114.695,00
Gestión de la subvención	1,00	250,00	250,00
Legalización de la instalación	1,00	200,00	200,00
Estudio de SS y SS	1,00	500,00	500,00
Gestión de Residuos	1,00	500,00	500,00
		TOTAL	684.614,47

En la siguiente tabla se aprecia un resumen de cada una de las variables estudiadas y que posteriormente se analizarán para elegir la mejor opción:

Energía eléctrica producida por la instalación [kWh/año]	1.224.151,4
Reducción de demanda energética de la red [kWh/año]	1.224.151,4
Energía autoconsumida respecto a la energía producida [%]	100
Ahorro económico anual [€/año]*	257.071,80
Ahorro económico al final de la vida útil de la instalación [€]**	9.372.648,60
Inversión [€]	684.614,47
Periodo de retorno de la inversión (PayBack) [años]	2,6

Tabla 4. Resumen de las variables estudiadas para la instalación a 30° de inclinación

\*Suponiendo un precio del kWh diurno de 0,21 €/kWh según las facturas eléctricas más recientes aportadas por parte de la empresa promotora.

\*\*Suponiendo un incremento del precio del kWh del 3% anualmente y proyectando la instalación con una vida útil de 25 años.

Ambas suposiciones anteriores serán las que se tendrán en cuenta también para los otros 2 estudios.

#### 4.1.2.2. Estructura con seguidor solar “a un eje”

Para comprobar si era rentable la instalación con seguidores solares que adaptasen la inclinación de los paneles a la época del año, se decidió llevar a cabo también este estudio. Como se ha mencionado, estos seguidores solares permitirían modificar la inclinación de los paneles según la época del año hasta un máximo de 30°. Este máximo se fijó debido a la necesidad de establecer un parámetro límite sobre el cual calcular la distancia necesaria entre filas de paneles para evitar que se proyectasen sombras entre ellas, lo que reduciría significativamente el rendimiento de la instalación. Así pues, esta distancia mínima necesaria entre filas, ya calculada anteriormente sería la siguiente:

$$D_{min} = \frac{2,274}{\tan(61^\circ - 40,64)} = 6,127 \rightarrow D_{min} \approx 6,2m$$

Debido a las características técnicas de esta instalación y tras hablarlo con el Consejo de la empresa, se decidió que, en caso de implementar seguidores solares, estos deberían controlarse de forma totalmente manual, ya que la elevada presencia de polvo en el entorno podría penalizar el correcto funcionamiento de los rodamientos de los seguidores solares automáticos. De este modo, al realizar el cambio de inclinación de forma manual, se tenía que establecer un periodo de tiempo entre cambio y cambio que, en este caso en concreto, se fijó en 15 días. Es decir, cada 15 días, un operario de la empresa debía modificar manualmente la inclinación de toda la estructura, de modo que, en esta tipología, además del coste anual de mantenimiento de la instalación, habría que tener en cuenta el coste del operario encargado de realizar estos cambios.

Para llegar a esta inclinación óptima se ha tenido en cuenta el día juliano que ocupaba cada día del año para, a partir de ello, poder obtener la declinación ( $\delta$ ) de la Tierra mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 \sin \left[ \frac{360}{365} (n + 284) \right], \text{ donde } n \text{ representa el día juliano}$$

Una vez obtenido este dato para cada uno de los días del año, y calculando la altura solar máxima para cada uno de los días mediante

$$h_{max} = 90^\circ - \varphi + \delta, \text{ donde } \varphi \text{ representa la latitud del lugar}$$

Sabiendo que, para maximizar el rendimiento de los paneles, los rayos solares deben incidir lo más perpendicularmente posible contra ellos, solo quedaría calcular el ángulo complementario a la altura máxima, siendo este resultado la inclinación que deberían adoptar las placas. Así pues, obtenido este resultado para cada uno de los días del año, se ha calculado la media entre la primera y segunda quincena de cada mes para obtener el ángulo a aportar durante cada periodo de tiempo; eso sí, teniendo en cuenta que en los tramos anuales en los que la inclinación óptima

saliese superior a 30°, esta debería limitarse a ese valor para evitar la proyección de sombras entre filas.

A continuación, se observa la inclinación calculada que debería adoptar la estructura en cada una de las quincenas en las que se divide el año:

Periodo	Inclinación estructura [°]
01-ene	30
15-ene	30
01-feb	30
15-feb	30
01-mar	30
15-mar	30
01-abr	30
15-abr	28
01-may	24
15-may	20
01-jun	18
15-jun	17
01-jul	18
15-jul	21
01-ago	25
15-ago	29
01-sep	30
15-sep	30
01-oct	30
15-oct	30
01-nov	30
15-nov	30
01-dic	30
15-dic	30

Tabla 5. Inclinación óptima según la quincena del año

Para cada uno de los periodos recogidos en la tabla anterior en los que se iría modificando la inclinación de los paneles para adaptarla a su valor óptimo, se obtendría una producción solar a partir de PVGIS que, según estos mismos periodos sería la recogida en la Tabla 6.

A estos resultados se ha llegado modificando la inclinación elegida para el campo fotovoltaico y cogiendo la producción que el Software de simulación de producción de energía fotovoltaica proporcionaba para cada uno de los periodos en cuestión. Anualmente, la producción obtenida alcanzaría el 1.269.709,00 kWh generados, lo que supondría un aumento, con la misma potencia pico instalada, de 45.557,60 kWh anuales, lo que corroboraría que adaptando la inclinación de las placas según la época del año se podría conseguir aumentar, aunque ligeramente, la producción energética.

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

Periodo	Producción solar (kWh)
01-ene	34.043,7
15-ene	34.759,5
01-feb	36.484,7
15-feb	36.953,3
01-mar	47.826,6
15-mar	50.209,3
01-abr	52.750,6
15-abr	54.027,6
01-may	65.576,1
15-may	66.128,8
01-jun	70.973,8
15-jun	71.156,6
01-jul	80.105,8
15-jul	79.530,3
01-ago	73.029,7
15-ago	72.687,6
01-sep	57.893,6
15-sep	56.525,9
01-oct	48.961,1
15-oct	48.667,3
01-nov	33.344,7
15-nov	33.340,8
01-dic	33.321,6
15-dic	31.410,0

Tabla 6. Producción solar por quincena

Asimismo, se tendría una producción total anual de 1.269.708,8 kWh/año. A continuación, se puede ver un gráfico que representa la producción solar frente al consumo diario, así como su aprovechamiento.

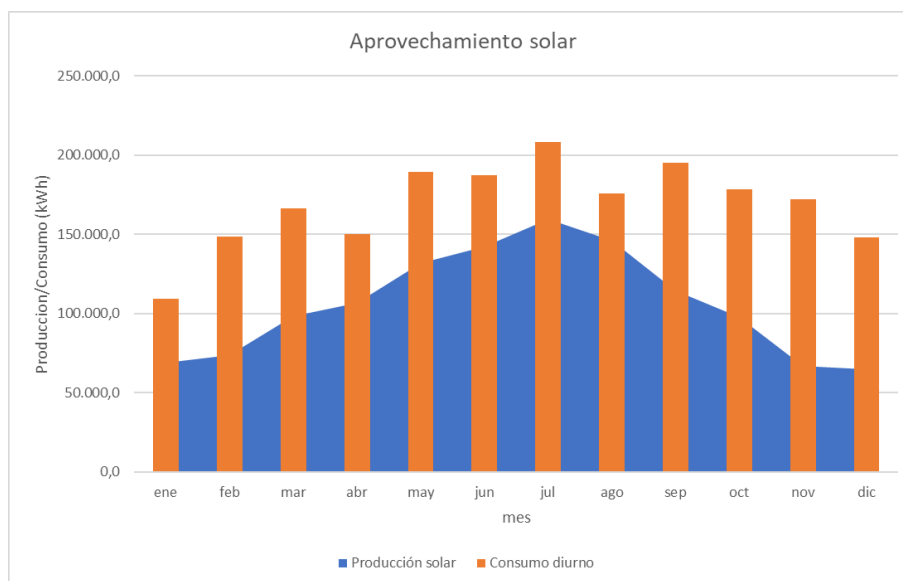


Gráfico 13. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica con seguidor solar

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de  
1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

Ejecutar esta instalación, supondría un desembolso inicial de 713.090,47€ como se aprecia en el presupuesto siguiente, donde se aprecia, de la misma manera que en la opción anterior, los materiales y equipos utilizados.

Concepto	Uds	Precio de venta unitario	Coste total
Panel JINKO SOLAR TIGER PRO JKM545	1.452,00	193,43	280.860,36
Estructura hincada biposte. Precio por kWp	791,00	168,5	133.283,50
Caja concentradora de strings	7,00	545,83	3.820,81
Inversor fotovoltaico de conexión a red	7,00	6.459,70	45.217,90
Sistema Antivertido Trifásico	1,00	723,90	723,90
Proyecto de Ingeniería	1,00	31.000,00	31.000,00
Mano de obra. Precio por kWp	791,00	165,00	130.515,00
Material Eléctrico	791,00	145,00	114.695,00
Gestión de la subvención	1,00	250,00	250,00
Legalización de la instalación	1,00	200,00	200,00
Estudio de SS y SS	1,00	500,00	500,00
Gestión de Residuos	1,00	500,00	500,00
		TOTAL	741.566,47

En la siguiente tabla se aprecia un resumen de cada una de las variables estudiadas:

Energía eléctrica producida por la instalación [kWh/año]	1.269.708,8
Reducción de demanda energética de la red [kWh/año]	1.269.708,8
Energía autoconsumida respecto a la energía producida [%]	100
Ahorro económico anual [€/año]	266.638,89
Ahorro económico al final de la vida útil de la instalación [€]	9.721.257,80
Inversión [€]	741.566,47
Periodo de retorno de la inversión ( <i>PayBack</i> ) [años]	2,7

*Tabla 7. Resumen de las variables estudiadas para la instalación con seguidor solar*

#### 4.1.2.3. Estructura fija a 15° de inclinación

Reduciendo la inclinación de los paneles, se conseguía aumentar considerablemente la potencia instalada en el campo solar gracias a la reducción de la separación necesaria entre filas; es decir, al estar los paneles menos inclinados, la sombra proyectada tras ellos tendría menor longitud, lo que permitía reducir la distancia entre una fila de paneles y la siguiente. La nueva distancia mínima entre filas necesaria para evitar la proyección de sombras, según las ecuaciones vistas anteriormente sería de:

$$D_{min}[m] = \frac{h[m]}{\tan(61^\circ - \text{latitud}[^{\circ}])} = 3,17 m \rightarrow D_{min} = 3,2 m$$

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

Concretamente, al reducirse esta distancia, la potencia instalada podía aumentarse hasta los 1090 kWp, dejando igualmente libres los viales de acceso, así como pasillos de mantenimiento. Además, a pesar de tener una inclinación menor que se alejaría aún más de la inclinación óptima, este aumento de la potencia instalada permitiría generar anualmente un total de 1.623.148,8 Kwh; 398.997,3 kWh/año más que en la primera opción estudiada. Mensualmente, esta generación total se distribuiría, teniendo en cuenta los periodos mensuales de cada año, de la siguiente forma según PVGIS [17]:

mes	Energía producida [kWh]
Enero	78.915,7
Febrero	89.142,5
Marzo	126.853,2
Abril	144.182,8
Mayo	174.541,2
Junio	187.536,9
Julio	211.280,8
Agosto	190.862,2
Septiembre	148.106,8
Octubre	120.150,8
Noviembre	78.401,7
Diciembre	73.174,4
TOTAL	1.623.148,8

Tabla 8. Producción solar mensual para la instalación a 30º de inclinación

El gráfico de aprovechamiento de la energía solar producida, según los consumos durante las horas diurnas quedaría de la siguiente manera:

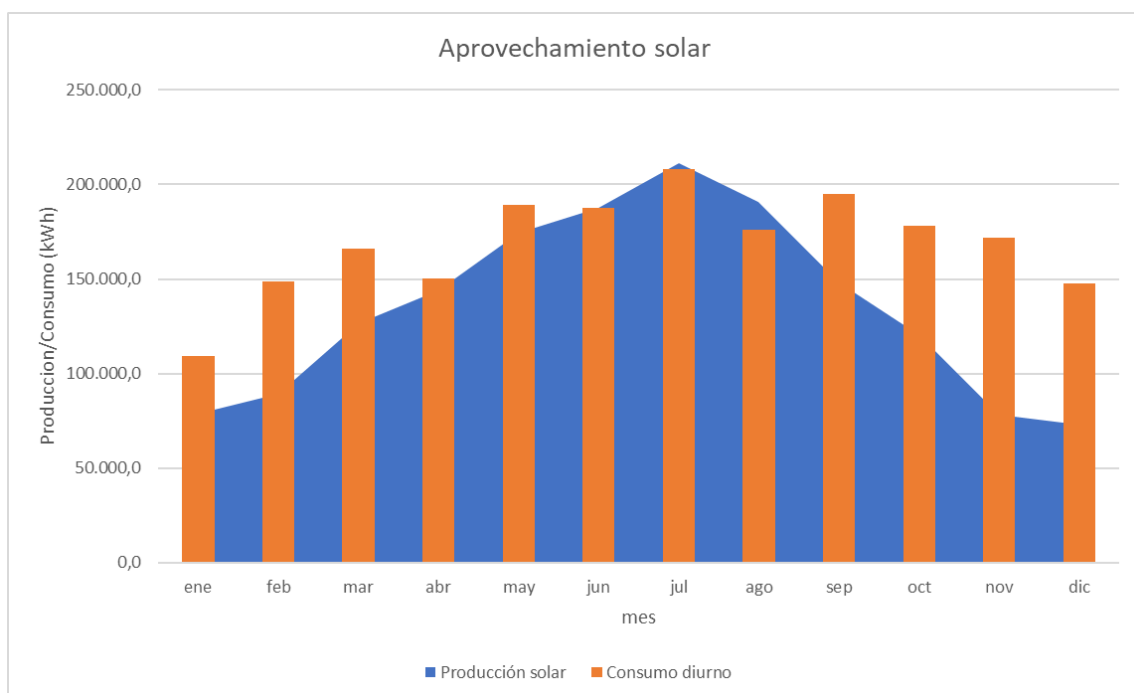


Gráfico 14. Aprovechamiento solar de la instalación fotovoltaica a 15º de inclinación

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de  
1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

En la siguiente tabla se aprecia un resumen de cada una de las variables estudiadas:

Energía eléctrica producida por la instalación [kWh/año]	1.623.148,8
Reducción de demanda energética de la red [kWh/año]	1.604.999,1
Energía autoconsumida respecto a la energía producida [%]	98,9
Ahorro económico anual [€/año]	337.049,78
Ahorro económico al final de la vida útil de la instalación [€]	12.288.587,86
Inversión [€]	937.174,20
Periodo de retorno de la inversión ( <i>PayBack</i> ) [años]	2,7

*Tabla 9. Resumen de las variables estudiadas para la instalación a 15º de inclinación*

Del mismo modo que en ambas opciones anteriores, se plantea ahora el presupuesto de forma resumida que supondría llevar a cabo esta opción, así como el resumen de equipos utilizados.

Concepto	Uds	Precio de venta unitario	Coste total
Panel JINKO SOLAR TIGER PRO JKM545	2.000	193,43	386.860,00
Estructura hincada biposte. Precio por kWp	1090	96,5	105.185,00
Caja concentradora de strings	10	545,83	5.458,30
Inversor fotovoltaico de conexión a red	10	6.459,70	64.597,00
Sistema Antivertido Trifásico	1	723,9	723,90
Proyecto de Ingeniería	1	34.800,00	34.800,00
Mano de obra. Precio por kWp	1090	165	179.850,00
Material Eléctrico	1090	145	158.050,00
Gestión de la subvención	1	250	250,00
Legalización de la instalación	1	200	200,00
Estudio de SS y SS	1	500,00	500,00
Gestión de Residuos	1	700,00	700,00
		TOTAL	937.174,20

#### 4.1.3. Selección de la mejor opción

Primeramente, se llevará a cabo la comparación entre la alternativa conformada por la estructura fija a 30º de inclinación y la estructura con seguidor solar por tener la misma potencia pico instalada en el campo fotovoltaico. En primer lugar, se realizará una comparación sobre la energía que produciría cada una de ellas para posteriormente, en función de la energía producida, llevar a cabo la comparación económica. A continuación, se aprecia en el gráfico de líneas siguiente la diferencia de energía producida entre ambas instalaciones mencionadas.

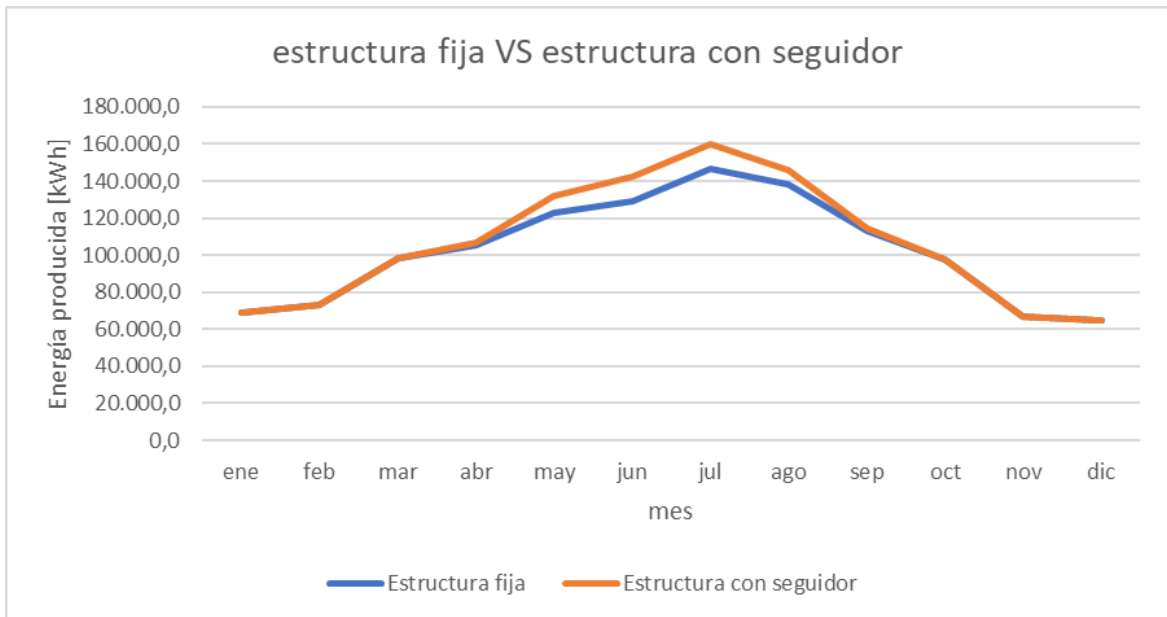


Gráfico 15. Comparación de producción entre la instalación a 30° de inclinación y la instalación con seguidor solar

Así pues, se observa como la instalación solar con seguidor solar produciría más energía anualmente debido a la diferencia de producción existente entre los meses más centrales del año. Esto es debido a que, durante estos meses, y especialmente en los meses de verano, el sol va adoptando una trayectoria cuya altura solar es cada vez superior; por ello, al estar los paneles cada vez menos inclinados durante estos periodos de tiempo, los rayos solares inciden de manera más perpendicular sobre ellos, conllevando una producción superior de energía. No obstante, cabe decir que este incremento tampoco sería demasiado importante, sino que se estaría hablando de unos 45.000 kWh anuales de diferencia. Por este motivo y teniendo en cuenta también que esta instalación podría desencadenar mayores problemas de mantenimiento, decidió descartarse la opción del seguidor solar ya que el ahorro económico al final de la vida útil de la instalación tampoco era muy superior respecto al que se tendría instalando la estructura fija a 30° (348.609,20 €); por no mencionar la mayor probabilidad de problemas que podría desencadenar esta instalación.

Siguiendo con la comparativa entre las distintas alternativas, pasará a analizarse la opción de instalar los paneles fotovoltaicos anclados a una estructura fija de 15°. Así pues, esta opción, respecto a la estructura fija a 30°, permitía instalar 299kWp más de campo fotovoltaico de modo que los 1090 kWp totales producirían anualmente unos 400.000 kWh/año más, lo que se traduciría en un incremento del ahorro anual cercano a los 80.000 euros, lo que al final de la vida útil de la instalación supondría una diferencia en el ahorro de casi 3 millones de euros, contraste que resulta ya bastante significativo.

Si se comparan las alternativas en cuanto al periodo de retorno, se observa que aquella opción que más pronto recuperaría la inversión inicial sería la del seguidor solar. No obstante, como ya se ha mencionado, esta instalación podría desarrollar mayores problemas a lo largo de su vida útil por lo que finalmente el ahorro acumulado podría resultar bastante inferior al que en un principio se ha supuesto, sin tener en cuenta posibles problemas que pudiesen surgir. Igualmente, la instalación que mayor ahorro consigue proporcionar es la de la estructura fija a 15° por el hecho de maximizar la potencia pico instalada en el terreno acondicionado para ello.



Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de  
1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

De este modo, se comprobaba como, a pesar de alejarse aún más de la inclinación óptima hasta los 15° de esta última opción, el hecho de aumentar considerablemente la potencia instalada proporcionaba anualmente un mayor ahorro, tanto energético como económico, por lo que finalmente esta fue la opción elegida para llevarla a la práctica.

Ahora bien, como curiosidad se llevó a cabo también un estudio de comparación de la energía producida respecto a los kWp instalados en el campo fotovoltaico cuyos resultados se recogen en la siguiente tabla.

	Estructura fija a 30 °		Seguidor a un eje		Estructura fija a 15°	
	Energía [kWh]	ratio [kWh/kWp]	Energía [kWh]	ratio [kWh/kWp]	Energía [kWh]	ratio [kWh/kWp]
ene	68.803,1	86,9	68.803,2	86,9	78.915,7	72,4
feb	73.438,0	92,8	73.438,0	92,8	89.142,5	81,8
mar	98.035,9	123,9	98.035,9	123,9	126.853,2	116,4
abr	105.501,3	133,3	106.778,2	134,9	144.182,8	132,3
may	122.592,6	154,9	131.704,9	166,4	174.541,2	160,1
jun	128.962,0	163,0	142.130,4	179,6	187.536,9	172,1
jul	146.507,4	185,1	159.636,1	201,7	211.280,8	193,8
ago	138.212,1	174,7	145.717,3	184,1	190.862,2	175,1
sep	113.051,6	142,9	114.419,5	144,6	148.106,8	135,9
oct	97.628,5	123,4	97.628,4	123,4	120.150,8	110,2
nov	66.685,9	84,3	66.685,5	84,3	78.401,7	71,9
dic	64.733,1	81,8	64.731,6	81,8	73.174,4	67,1

*Tabla 10. Comparativa de la energía producida por kWp instalado según la instalación*

Analizando los resultados obtenidos, se podría decir que durante los meses de verano favorece que la inclinación de los paneles sea menor que durante los meses de invierno como consecuencia de que la altura solar es mayor durante dicho periodo de tiempo, aspecto ya comentado anteriormente. En contraposición, durante los meses de invierno favorece tener un campo fotovoltaico con una inclinación superior, pues la altura solar durante este tiempo es menor y, consecuentemente, si los paneles estuviesen más inclinados, los rayos solares incidirían de manera más perpendicular sobre ellos.

Comparando la opción de la estructura fija a 30° con la estructura móvil, se observa como a igualdad de potencia pico instalada la ratio *kWh/kWp* aumenta durante los meses de verano gracias a la adaptación del ángulo de inclinación, traduciéndose este hecho en una mayor cantidad de energía producida anualmente. Por otro lado, aportando una inclinación de 15° al campo fotovoltaico, vemos como se penaliza esta misma ratio durante los meses de invierno; no obstante, al ser la potencia pico instalada considerablemente superior, se consigue compensar la reducción de este valor y aportar anualmente mayor cantidad de energía producida, así como también en cada uno de los periodos mensuales.

## 4.2. Diseño de la instalación

### 4.2.1. Distribución del campo fotovoltaico

Una vez determinada la potencia pico a instalar de paneles fotovoltaicos (1090 kWp), se procederá a distribuir las conexiones en cuanto a número de inversores, número de strings por inversor, número de paneles por string, etc. a realizar para el correcto funcionamiento de la instalación.

Debido a la importancia de mayorar en torno a un 10% la capacidad nominal de los inversores para asegurar obtener un mayor rendimiento, y sabiendo que la potencia nominal de cada inversor utilizado es de 100kW, se instalarán 10 unidades de estos equipos. Así pues, habrá en total 2.000 paneles fotovoltaicos de 545 Wp (1.090 kWp totales) y 10 inversores de 100kW (1.000 kW nominales totales).

La potencia pico de los paneles viene determinada por unas condiciones de irradiación, temperatura de operación, inclinación y orientación óptimas; por ello, se recomienda sobredimensionar el campo fotovoltaico respecto a la potencia nominal asignada por cada inversor, para asegurar que el inversor trabajará durante mayor rango de tiempo al día cerca de la potencia nominal, condiciones para las cuales se asegura un rendimiento adecuado

Para determinar el número máximo de paneles por string, se debe tener en cuenta la tensión que sumarían todos esos paneles del string en circuito abierto en las condiciones más desfavorables para la instalación, que en este caso serían las de la mínima temperatura posible que pudiese darse. Así pues, sabiendo que la tensión de circuito abierto en condiciones STC es de 49,52V y que el coeficiente de variación de esta es del -0,28%/°C tenemos que:

$$V_{OC-MAX} = V_{OC-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - 25))$$

$$V_{OC-MAX} = 49,52 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot ((-30) - 25)) \rightarrow V_{OC-MAX} = 57,14 V$$

Así pues, como la tensión máxima de entrada admisible, tanto para la caja concentradora de strings, como para el inversor es de 1.000 V; el número máximo de paneles que podrían conectarse en serie sería de:

$$N_{S-MAX} = \frac{V_{DC-MAX} (inversor)}{V_{OC-MAX} (panel)} = \frac{1.000}{57,14} \rightarrow N_{S-MAX} = 17,5$$

Como es evidente que no se pueden conectar 17,5 paneles en un mismo string, según el resultado obtenido, podrían conectarse, como máximo, 17 paneles fotovoltaicos en serie, pues de conectar 18, ya podría superarse la tensión de entrada máxima que permiten los equipos.

Para determinar el número mínimo de paneles a conectar en serie para asegurar el arranque del inversor, se debe tener en cuenta la temperatura máxima alcanzada en operación, la cual se calcularía de la siguiente manera:

$$T_{MAX} = T_{amb-MAX} + G_{MAX} \cdot \frac{NOTC(^{\circ}C) - 20}{800} = 45 + 1000 \cdot \frac{47 - 20}{800} \rightarrow T_{MAX} \approx 79 ^{\circ}C$$

Con el valor obtenido, se calcularía la tensión mínima que sacaría un panel fotovoltaico:

$$V_{PMP-min (módulo)} = V_{PMP-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{MAX} - 25))$$

$$V_{PMP-min (módulo)} = 40,8 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot (79 - 25)) \rightarrow V_{PMP-min (módulo)} = 34,63 V$$

Así pues, la tensión que sacaría cada uno de los strings en estas condiciones, debería ser superior a la mínima tensión para la cual el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia. Además, debería ser superior también a la tensión de arranque del inversor; no obstante, la primera de ellas es, como mínimo, igual a la segunda, por lo que asegurando que la mínima tensión del string se sitúa en todos los casos por encima de la tensión mínima del rango en el que el inversor es capaz de seguir el PMP, sería suficiente:

$$N_{S\_min} = \frac{V_{PMP-min} (inversor)}{V_{PMP-min} (panel)} = \frac{550}{34,63} \rightarrow N_{S\_min} = 15,88$$

Una vez obtenido este resultado, se puede decir que, como mínimo, deberían conectarse 16 paneles en serie, ya que de conectar 15, el inversor podría no seguir el punto de máxima potencia del campo solar de una manera adecuada

En este caso, tras analizar las posibles distribuciones, se realizarán strings de 17 y 16 paneles; sin mezclarlos en un mismo DC-combiner por el siguiente motivo.

El DC-combiner actúa como si se conectasen los strings en paralelo, así pues, si una rama tuviese una tensión de operación distinta al resto, como mínimo, se anularía esa diferencia adaptando la tensión de funcionamiento a la mínima tensión de cada uno de los strings, lo que afectaría al rendimiento de esa parte de la instalación.

A continuación, se comprobará que el rango de tensiones de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor se encuentra entre los rangos de operación habitual de los paneles.

MPP voltage range del inversor PEAK 3 de la marca SMA: 550V-1.000V

- Ramas de 17 paneles en serie:

$$V_{FV-PMP-MAX} = N_S \cdot V_{PMP-MAX} (módulo);$$

$$siendo \quad V_{PMP-MAX} (módulo) = V_{PMP-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - 25))$$

$$V_{PMP-MAX} = 40,8 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot ((-30) - 25)) \rightarrow V_{PMP-MAX} (módulo) = 47,08 \text{ V}$$

Así pues:

$$V_{FV-PMP-MAX} = N_S \cdot V_{PMP-MAX} (módulo) = 17 \cdot 47,08 \rightarrow V_{FV-PMP-MAX} = \mathbf{800,41 \text{ V}}$$

Del mismo modo

$$V_{FV-PMP-min} = N_S \cdot V_{PMP-min} (módulo);$$

$$siendo \quad V_{PMP-min} (módulo) = V_{PMP-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{MAX} - 25))$$

$$T_{MAX} = T_{amb-MAX} + G_{MAX} \cdot \frac{NOTC(^{\circ}C) - 20}{800} = 45 + 1000 \cdot \frac{47 - 20}{800} \rightarrow T_{MAX} \approx 79 \text{ }^{\circ}C$$

$$V_{PMP-min} = 40,8 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot (79 - 25)) \rightarrow V_{PMP-min} (módulo) = 34,63 \text{ V}$$

Así pues:

$$V_{FV-PMP-min} = N_S \cdot V_{PMP-min} (módulo) = 17 \cdot 34,63 \rightarrow V_{FV-PMP-min} = \mathbf{598 \text{ V}}$$

Entonces, vemos como esta distribución también cumpliría con este requisito adicional por encontrarse los dos valores resaltados anteriormente entre los rangos de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor utilizado.

- Ramas de 16 paneles en serie:

$$V_{FV-PMP-MAX} = N_S \cdot V_{PMP-MAX} (\text{módulo});$$

$$\text{siendo } V_{PMP-MAX} (\text{módulo}) = V_{PMP-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - 25))$$

$$V_{PMP-MAX} = 40,8 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot ((-30) - 25)) \rightarrow V_{PMP-MAX} (\text{módulo}) = 47,08 \text{ V}$$

Así pues:

$$V_{FV-PMP-MAX} = N_S \cdot V_{PMP-MAX} (\text{módulo}) = 16 \cdot 47,08 \rightarrow V_{FV-PMP-MAX} = 753,28 \text{ V}$$

Del mismo modo

$$V_{FV-PMP-min} = N_S \cdot V_{PMP-min} (\text{módulo});$$

$$\text{siendo } V_{PMP-min} (\text{módulo}) = V_{PMP-STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{MAX} - 25))$$

$$T_{MAX} = T_{amb-MAX} + G_{MAX} \cdot \frac{NOTC(^{\circ}C) - 20}{800} = 45 + 1000 \cdot \frac{47 - 20}{800} \rightarrow T_{MAX} \approx 79 ^{\circ}C$$

$$V_{PMP-min} = 40,8 \cdot (1 + (-0,28\%) \cdot (79 - 25)) \rightarrow V_{PMP-min} (\text{módulo}) = 34,63 \text{ V}$$

Así pues:

$$V_{FV-PMP-min} = N_S \cdot V_{PMP-min} (\text{módulo}) = 16 \cdot 34,63 \rightarrow V_{FV-PMP-min} = 554,10 \text{ V}$$

Conectando 16 paneles por string, se observa como las tensiones obtenidas durante el funcionamiento habitual de la instalación también se encontraría dentro del rango de tensiones en el que el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia de la instalación.

Resumen de datos:

Tensión a máxima potencia del módulo fotovoltaico [V]		40,8
Tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico [V]		49,52
Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura [%/°C]		0,28
Tensión máxima admisible del inversor y DC-Combiner [V]		1.000
MPP voltaje range [V]		550 – 1.000
Número máximo de paneles en serie según tensión máxima		17
Número máximo de paneles en serie según tensión mínima (PMP)		16
String de 17 paneles	Tensión máxima en el punto de máxima potencia [V]	800,41
	Tensión mínima en el punto de máxima potencia [V]	732,44
String de 16 paneles	Tensión máxima en el punto de máxima potencia [V]	753,28
	Tensión mínima en el punto de máxima potencia [V]	689,28

Tabla 11. Resumen de datos de la distribución del campo fotovoltaico

Además, para conocer el número máximo de ramas en paralelo a conectar en un mismo equipo, se debe calcular la corriente máxima que circularía por cada uno de los strings en las peores condiciones y compararla con los datos de la ficha técnica de los equipos utilizados. En este caso en concreto, la corriente máxima admisible por parte del DC-Combiner es de 200 A mientras que por parte del inversor es de 180 A. Así pues, se dimensionará la instalación en base a esta última por ser más restrictiva, pues el DC combiner actúa simplemente como un punto de conexión de todos los strings pertenecientes a un mismo inversor. En primer lugar, se procederá al cálculo de la corriente máxima que podría proporcionar un panel en condiciones de temperatura máxima de operación.

$$I_{panel-MAX}(T_{MAX}) = I_{panel-CC} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{MAX} - 25))$$

Donde  $T_{MAX} = 78,75^{\circ}C$  (ya calculada anteriormente) y  $\alpha$  representa el coeficiente variación de la corriente del panel con la temperatura; que en este caso posee un valor de 0,048%/°C. Así pues:

$$I_{panel-MAX}(79) = 13,94 \cdot (1 + 0,048\% \cdot (79 - 25)) \rightarrow I_{panel-MAX} = 14,3 \text{ A}$$

De este modo, sabiendo que la corriente máxima admisible del inversor es de 180A tenemos que, como máximo, podrían conectarse 12 ramas en paralelo por equipo.

$$N_{P-MAX} = \frac{I_{DC-MAX-INVERSOR}}{I_{PANEL-MAX}} = \frac{180}{14,3} \rightarrow N_{P-MAX} = 12,59 \rightarrow N_{P-MAX} = 12$$

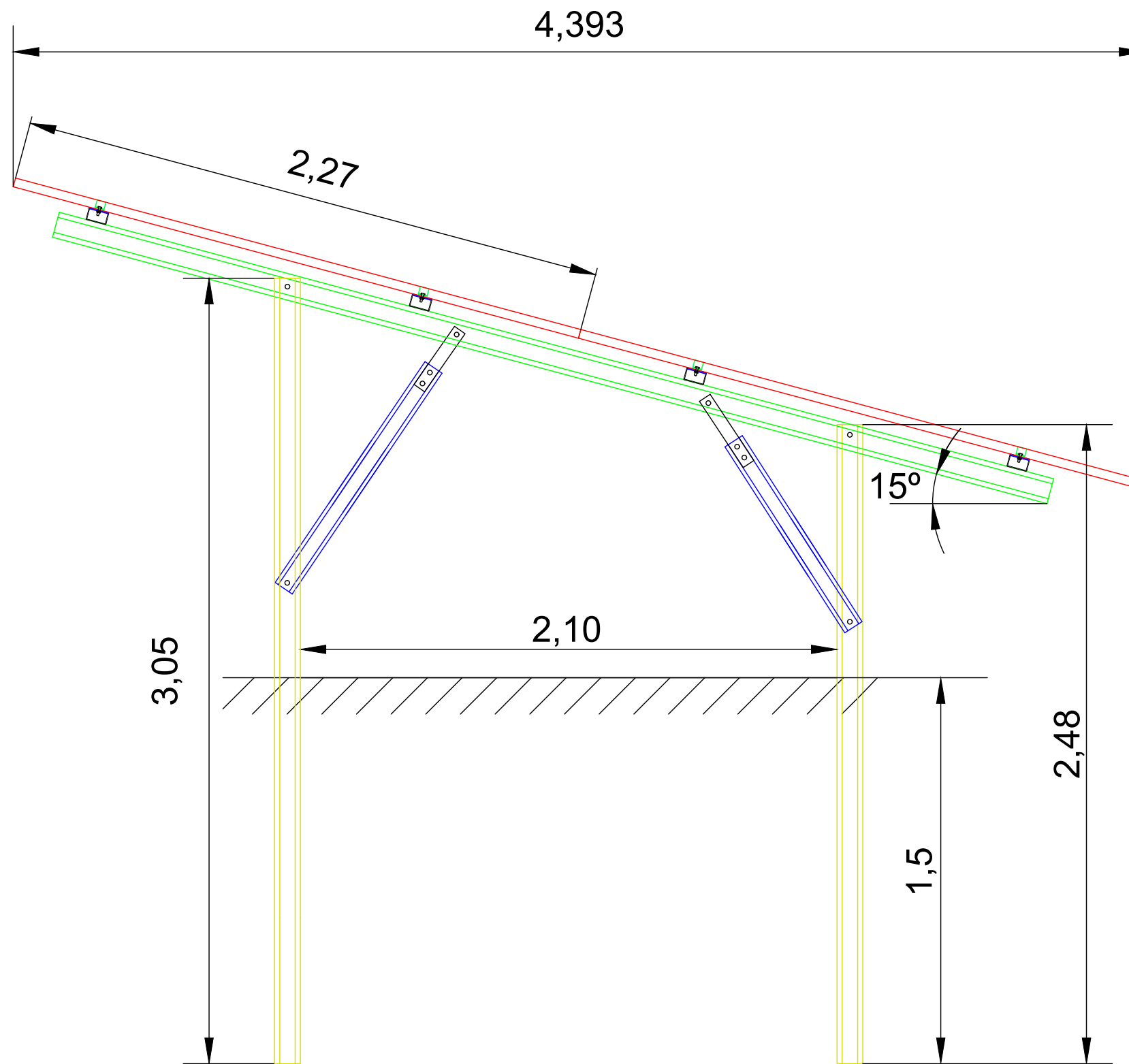
Más adelante, en función de estos cálculos, se presentará el esquema unifilar completo de la instalación de forma más detallada.

#### 4.2.2. Estructura para los paneles fotovoltaicos

Para la sujeción de los paneles fotovoltaicos sobre el suelo, se utilizará una estructura de acero hincada conformada por perfiles de acero de 3 mm de espesor. No obstante, debido a la naturaleza del terreno sobre el que se realizará la instalación, será necesario taladrar en cada posición donde posteriormente se clavará la hinca debido a la posible existencia de rocas de gran tamaño que pueden haber quedado enterradas, lo que se conoce como *prediling*.

Cabe recordar en este punto que la instalación se llevará a cabo sobre una escombrera formada como resultado de los restos de montaña no aprovechados tras las detonaciones y los respectivos procesos de selección al material extraído, por lo que la presencia de rocas de relativamente gran tamaño puede ser habitual.

En un principio no se tuvo en cuenta la necesidad de llevar a cabo dicho *prediling*, pero tras la visita a la obra, se decidió que en primer lugar si sería necesario realizar esta acción. No obstante, había ya un presupuesto firmado en el que no se había tenido en cuenta este trabajo, aunque tras hablarlo con la empresa promotora y dejar constancia del problema que podría suponer empezar la obra y encontrarse con rocas que impidiesen el correcto hincado, se modificó el presupuesto existente y se aumentó la partida correspondiente al montaje de la estructura. A continuación, se observa un esquema de la estructura utilizada.



#### 4.2.3. Equipos utilizados

Es muy importante trabajar con equipos que ofrezcan gran fiabilidad para ofrecer al cliente las mejores garantías; más aún, tratándose de instalaciones que suponen una elevada inversión inicial y se llevan a cabo con la esperanza de una vida útil de 25 años. A continuación, se detallarán los materiales utilizados en este proyecto.

##### 4.2.3.1. Paneles solares

Para llevar a cabo este proyecto, se utilizarán los paneles solares fotovoltaicos del fabricante Jinko Solar [19]. Más concretamente, se utilizarán los paneles cuyo modelo es el JKM545M-72HL4 y cuya potencia pico por unidad es de 545 Wp ( $\pm 3\%$ ) en condiciones STC, instalando un total de 2.000 unidades, lo supone una potencia total de 1.090 kWp.

Estos paneles tienen unas dimensiones de 2.274x1.135x35mm con un peso aproximado de 28,9 Kg; utilizan la novedosa tecnología de célula partida para reducir al máximo los inconvenientes de las sombras parciales. De este modo, cada panel estaría conformado por un total de 144 medias células de tecnología monocristalina, dividiéndose estas mismas en 6 sectores, por lo que cada sector estaría formado por un total de 24 medias células.

Otras de sus características interesantes sería las garantías que ofrece el fabricante; consistiendo estas en una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia lineal de 25; asegurando que, tras estos 25 años, la potencia de cada panel se habrá reducido, como máximo, un 0,55% de su potencia nominal inicial.

Además, la normativa seguida asegura el cumplimiento de la Norma ISO9001 del 2001 en cuanto a Sistema de Gestión de Calidad, la norma ISO14001, en cuanto al Sistema de Gestión del Impacto Ambiental, así como la Norma ISO45001, referente al Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo; al mismo tiempo que también tiene aprobado el Mercado de Conformidad Europea (CE), lo que asegura la evaluación del producto desde el punto de vista de la Seguridad, Sanidad y Protección contra el Medio Ambiente, exigidos por la Unión Europea.

En la siguiente tabla se aprecia un resumen de las características técnicas más importantes, obtenidas de su ficha técnica:

Concepto	Condiciones STC*
Potencia máxima (Wp)	545
Tensión a máxima potencia (V)	40,8
Corriente a máxima potencia (A)	13,36
Tensión de circuito abierto (V)	49,52
Corriente de cortocircuito (A)	13,94
Eficiencia (%)	21,13

Tabla 12. Tabla de datos de los paneles fotovoltaicos utilizados

\*Las condiciones STC implican una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>, una temperatura de la célula de 25°C y un coeficiente de masa de aire (AM) de 1,5.

## Tiger Pro 72HC 530-550 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018  
Occupational health and safety management systems



Ilustración 7. Paneles fotovoltaicos de la marca Jinko Solar

### 4.2.3.2. Cajas concentradoras de strings

Un problema muy importante a tener en cuenta para el diseño de esta instalación fue que la ubicación del campo solar se encontraba a una distancia de unos 200 metros respecto al Cuadro General de Protección de la Industria al que se pretendía conectar la misma.

Esta distancia suponía un elevado coste en cuanto al cableado ya que, en principio, se tenía que presupuestar un cuadro de alterna donde conectar todos los inversores, ubicándose este en el mismo campo fotovoltaico y, desde este, tirar las líneas eléctricas hasta el punto de conexión. No obstante, al conectar todos los inversores en paralelo, la corriente que debía soportar este cableado era muy elevada por lo que los costes de disparaban.

En consecuencia, se optó por estudiar otra vía. Esta otra alternativa consistía en utilizar cajas concentradoras de strings de manera que se pudiesen conectar varios strings en una misma caja y, desde esta, saliesen dos cables (positivo y negativo) hasta llegar al inversor, que pasaría a ubicarse en el mismo habitáculo donde se encontraba el CGP. Con este cambio, conseguía reducirse considerablemente la corriente que circularía por el cableado, pues mantener esta distancia de 200 metros con corriente continua, permitía tener una tensión mucho más elevada que se encontraría en torno a los 850 voltios para transportar la misma potencia. Del otro modo, si se hubiesen ubicado los inversores en el campo solar como inicialmente se pretendía, la tensión a la que se haría toda la tirada del cableado estaría en torno a los 400 voltios, por lo que, para transportar la misma potencia, la corriente aumentaba significativamente.





Ilustración 8. String combiner de 16 entradas de la marca SMA[20]

#### 4.2.3.3. Inversores

El inversor utilizado en este proyecto es el inversor de string de la marca alemana SMA Sunny Highpower PEAK 3 de 100 kW de potencia nominal [21]. Este inversor, en combinación con los DC combiner anteriormente comentados, permite la conexión del campo fotovoltaico con la red eléctrica interna de la promotora.



Ilustración 9. Inversor PEAK 3 de la marca SMA de 100 kW de potencia nominal

En este proyecto, se instalarán un total de 10 inversores, aportando a la planta una potencia total de 1.000 kW nominales. Así pues, se sobredimensionará en cierta medida el campo solar respecto a la potencia nominal de estos equipos, siendo la potencia instalada en él de 1.090 kWp.

#### 4.2.3.4. Equipos de control

Para monitorizar la instalación se instalará un SMA Data Manager M [22], junto con su correspondiente fuente de alimentación, más un SMA Energy Meter [23].

El Data Manager M permite el control de plantas fotovoltaicas descentralizadas de gran tamaño (hasta 2,5 MVA) y compuestas por hasta 50 equipos; refiriéndose, en este caso, por equipos a los inversores, pues no hay ningún otro equipo adicional, como pudiesen ser sistemas enfocados al almacenamiento. Este dispositivo, junto con el SMA Energy Meter, es el que facilita, tanto al cliente como a la empresa instaladora, la lectura en tiempo real de todas las variables de la instalación susceptibles de quererse conocer: energía producida, energía aprovechada, consumo de la industria, etc.

Asimismo, es este equipo de monitorización el que permite detectar fácilmente la existencia de alguna avería en la planta fotovoltaica por parte de la empresa responsable de la instalación mediante el envío de un correo electrónico, que es automático, y se envía ante cualquier anomalía.

La principal ventaja de este sistema de monitorización radica en la oportunidad de centralizar en un mismo equipo y, consecuentemente, en una misma aplicación toda la información perteneciente a una planta descentralizada, comunicándose mediante las interfaces RS485 y Ethernet con todos y cada uno de los equipos instalados. Además, es de gran importancia el sistema automático de control de fallos, lo que permite averiguar la presencia de un fallo en la instalación.



Ilustración 10. Data Manager M de la marca SMA



Ilustración 11. SMA Energy Meter

#### 4.2.4. Cálculo de las secciones del cableado. Corriente máxima admisible.

Para calcular las secciones de cableado necesarias, se dividirán los cálculos en tres partes. Por un lado, se calculará el seccionado del cableado que conecta los paneles fotovoltaicos con cada uno de los DC combiner; por otro, se calcularán las secciones de los cables que unen los DC combiner con los inversores; calculándose por último las secciones de cableado que unen los inversores con el Cuadro General de Protección de la Industria. Así pues, se procede a obtener los resultados comentados.

##### 4.2.4.1. Cableado entre los paneles fotovoltaicos y los DC combiner

Para las conexiones entre los paneles, y entre estos y las cajas concentradoras de string, se utilizará cable de tipo solar (aislante XLPE) de la sección suficiente para soportar la corriente máxima que sacarían los paneles en las peores condiciones de funcionamiento por lo que será necesario conocer dicha corriente, ya calculada anteriormente para determinar la distribución del campo solar. Cabe recordar que esta corriente sería de 14,3A.

Recurriendo ahora a las tablas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y a las normas UNE [3][4] que marcan las corrientes máximas admisibles según la sección de los conductores a 30°C y conociendo las siguientes características de la instalación, se procede a evaluar la sección necesaria.

Características técnicas:

- El cableado se distribuirá mediante bandejas metálicas perforadas: tipología E. En la siguiente página se puede apreciar una tabla que proporciona las corrientes máximas admisibles de los conductores según la sección del cableado y las características técnicas de la instalación en cuestión

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

Método de instalación de la tabla 52 - B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup>												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla 13. Corrientes máximas admisibles según sección del conductor y condiciones de instalación

- Temperatura ambiente máxima de 45°C

Para corregir la corriente máxima respecto a la diferencia de temperatura entre los 30°C de la tabla anterior y los 45°C de temperatura ambiente máxima que se puede dar en esta instalación, se debe aplicar el factor de corrección de 0,87 tal y como se puede apreciar en la tabla inferior.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 14. Factores de corrección para una temperatura ambiente distinta de 30°C

- Agrupamiento, en el peor de los casos, de hasta 6 circuitos

El hecho de agrupar varios circuitos puede dificultar la disipación de calor de las conducciones y, consecuentemente, disminuir su capacidad de transporte de la energía, reduciéndose la corriente máxima que podrían soportar estas líneas. De este modo, observando la siguiente tabla, se aprecia como para una agrupación de 6 circuitos como máximo y teniendo en cuenta que los cableados reposarán sobre bandeja perforada, debería aplicarse un factor de corrección de 0,75.

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Tabla 15. Factor de corrección para la agrupación de circuitos

Aplicando ambos factores de corrección mencionados anteriormente a la corriente máxima que podría suministrar un panel, además de tener en cuenta que la corriente admisible por el cable debe ser superior al 125% de la corriente máxima, tendríamos que la corriente mínima a soportar por la sección elegida sería de:

$$I'_{min} = \frac{I_{max}}{\text{factor de corrección}} \cdot 1,25 = \frac{14,3}{0,87 \cdot 0,76} \cdot 1,25 \rightarrow I'_{min} = 27,03A$$

Así pues, con este resultado y recurriendo a la tabla anterior de corrientes admisibles según la sección del conductor, se observa que, según el criterio de la corriente máxima admisible, la sección mínima de estos conductores debería ser de 2,5 mm<sup>2</sup>. Posteriormente, se procederá a evaluar las secciones mínimas necesarias según el criterio de la caída de tensión máxima para hallar finalmente la sección óptima a utilizar. Cabe decir que es necesario acotar la caída de tensión máxima, que para este tipo instalaciones debe ser inferior al 1,5% entre la instalación generadora y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o cualquier punto de la instalación interior.

#### 4.2.4.2. Cableado entre los DC combiner y los inversores

Según la ficha técnica de las cajas concentradoras de strings, estas podrían suministrar una corriente máxima de 220A. Este cableado irá enterrado bajo tierra, con una agrupación máxima de 5 circuitos de modo que el cableado de los 10 strings combiners se separará en dos zanjas totalmente independientes. Así pues, será necesario aplicar el factor de corrección

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de 1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

correspondiente a la agrupación de estos circuitos, el correspondiente al cambio de temperatura respecto a la temperatura para la cual se han tabulado los valores máximos de corrientes admisibles según la sección (20°C), así como el factor de corrección correspondiente al cambio de la resistividad térmica del terreno.

En cuanto a la diferencia de temperatura, para quedarse del lado de la seguridad, se supondrá una temperatura máxima del terreno de 40°C. Muy probablemente no se alcance nunca esta temperatura; no obstante, como a mayor temperatura disminuye la capacidad de conducción, es preferible tener mayor margen de seguridad antes que ajustar demasiado los cálculos. Así pues, según la siguiente tabla, sería necesario aplicar un factor de corrección de 0,85.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tabla 16. Factor de corrección para una temperatura del terreno distinta a 20°C

Además, según la norma aplicada y al encontrarse la instalación en un terreno arenoso muy seco (materia prima extraída de la montaña no aprovechable) la resistividad del terreno también se vería afectada respecto a las condiciones para las que se ha seguido la tabulación de la corriente máxima admisible según la siguiente tabla:

Resistividad térmica K·m/W	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96

NOTA 1 - Los factores de corrección dados están promediados para los rangos de dimensiones de conductores y los tipos de instalación de las tablas 52-C1 a 52-C4. La precisión de los factores de corrección es de ±5%.

NOTA 2 - Los factores de corrección se aplican a los cables en canalizaciones enterradas; para cables depositados directamente en el terreno los factores de corrección para resistividades térmicas inferiores a 2,5 K·m/W serán más elevados. Si son necesarios valores más precisos, pueden ser calculados por medio de los métodos dados en la Norma IEC 60287.

NOTA 3 - Los factores de corrección se aplican a los conductos enterrados hasta una profundidad de 0,8 m.

Tabla 17. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 2,5K·m/W

Así pues, tenemos que la corriente mínima exigible a soportar por los conductores sería de:

$$I'_{min} = \frac{I_{max}}{\text{factor de corrección}} \cdot 1,25 = \frac{200}{0,89 \cdot 1,1 \cdot 0,75} \cdot 1,25 \rightarrow I'_{min} = 340,48A$$

Una vez calculada la corriente mínima exigible que deben soportar los conductores, cabe encontrar la sección que lo soporte. A continuación, se presenta la tabla que incluye las corrientes máximas admisibles según la sección de los conductores suponiendo que estos se encuentran enterrados en el suelo. Teniendo en cuenta que se trata de cableado de continua con aislante de tipo XLPE, se debería parar atención a la columna encuadrada por la marca negra:

Sección mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
	PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
Cobre				
1,5	22	18	26	22
2,5	29	24	34	29
4	38	31	44	37
6	47	39	56	46
10	63	52	73	61
16	81	67	95	79
25	104	86	121	101
35	125	103	146	122
50	148	122	173	144
70	183	151	213	178
95	216	179	252	211
120	246	203	287	240
150	278	230	324	271
185	312	258	363	304
240	361	297	419	351
300	408	336	474	396

Tabla 18. Corrientes máximas admisibles para conductores enterrados según su sección.

Así pues, tenemos que para el cableado que conecta las cajas concentradoras de string con los inversores debería utilizarse una sección de, como mínimo, 150 mm<sup>2</sup>, a falta de comprobar que cumple con el criterio de caída de tensión máxima exigible para este tipo de instalaciones que, como ya se ha mencionado antes, sería del 1,5%.

#### 4.2.4.3. Cableado entre inversores y el Cuadro General de Protección

Observando las fichas técnicas de los inversores utilizados, se aprecia que estos podrían suministrar una corriente máxima de 151A.

Llegados a este punto y conociendo las siguientes condiciones técnicas de la instalación:

- Cableado sobre bandeja metálica perforada
- Agrupación máxima de 10 circuitos
- Temperatura máxima de operación de 50°C (por estar en un lugar cerrado)

Atendiendo a esta información, la corriente mínima que debería soportar cada conductor sería de:

$$I'_{min} = \frac{I_{max}}{\text{factor de corrección}} \cdot 1,25 = \frac{151}{0,82 \cdot 0,7} \cdot 1,25 \rightarrow I'_{min} = 328,38A$$

Así pues, observando la Tabla de corrientes máximas admisibles y analizando la columna correspondiente a XLPE3, la sección mínima a utilizar sería la de 120 mm<sup>2</sup>, a falta de confirmar que con esta sección se cumpliría que la caída de tensión máxima de la instalación no supera en ningún caso el 1,5%.

#### 4.2.5. Cálculo de las secciones del cableado. Caída de tensión máxima.

Para calcular la caída de tensión en cada una de las líneas, se debe centrar el estudio en las condiciones nominales de funcionamiento y ya no en las condiciones más desfavorables, como era necesario para obtener las secciones según el criterio de CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE. Esto es debido a la necesidad de asegurar que la instalación es segura en las condiciones más adversas que pudiesen darse en la zona; no obstante, durante el funcionamiento normal de la instalación, se prevé que rara vez lleguen a alcanzarse tales condiciones.

En este punto, cabe recordar que la caída de tensión máxima permitida según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se fija en el 1,5% entre el generador y el punto de conexión a la red. Aunque es posible que pudiese surgir cierta duda entre si considerar como generador el inversor o el panel fotovoltaico, en este trabajo se entenderá como generador el segundo de ellos, para optimizar al máximo la instalación y limitar las pérdidas por caída de tensión.

Para calcular la caída de tensión en la parte de continua se ha seguido el siguiente procedimiento:

- 1) Calcular la resistencia del cableado en cuestión según:  $R = \rho(T) \cdot \frac{L}{S}$
- 2) A su vez, la resistividad ( $\rho$ ) depende de la temperatura, tal y como se ha señalado en la ecuación anterior. Así pues, es necesario corregir dicho valor a una temperatura determinada para adaptarlo a la temperatura de funcionamiento de la instalación:

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Siendo, para el cobre,  $\rho_{20} = 0,0176$  y  $\alpha = 0,00392$  ( $^{\circ}\text{C}$ )<sup>-1</sup>

- 3) No obstante, a su vez, la temperatura en cuestión sigue la siguiente expresión:

$$T = T_{amb} + (T_{MAX} - T_{amb}) \cdot \left( \frac{I_{MAX-generador}}{I_{MAX-cable}} \right)^2$$

Por lo que en función de la sección para la que se calcula la caída de tensión, la temperatura del conductor también se verá alterada.

- 4) Una vez obtenidos todos estos resultados, ya se podría calcular la caída de tensión según la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot R \cdot I}{V_{nom}}$$

Del conjunto de ecuaciones anteriores se podría comentar que, a mayor temperatura, la resistividad del material conductor aumenta por lo que su resistencia también lo hace, aumentando consecuentemente la caída de tensión.

Además, a mayor longitud de línea o menor sección utilizada, aumenta también la resistencia del conductor, por lo que ya que, generalmente, no se pueden reducir las distancias entre los distintos componentes ni modificar las temperaturas de trabajo, el único remedio posible es modificar la sección de los conductores.

Se trata pues de un proceso iterativo en el que intervienen diversas variables por lo que es muy útil apoyarse en una hoja de cálculo para llevar a cabo todos estos cálculos, tal y como se ha procedido en este caso.

Por otro lado, para calcular la caída de tensión en la parte de corriente alterna, se debería seguir el mismo procedimiento a excepción del punto número 4, que en este caso debería sustituirse la fórmula anterior por la siguiente.



$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos(\varphi) + X \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi))}{V_{nom}}$$

No obstante, por ser esta línea de corta longitud, se despreciará la parte reactiva de la ecuación y se supondrá factor de potencia unitario [ $\cos(\varphi) = 1$ ]. De este modo, la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot R \cdot I}{V_{nom}}$$

Tras implementar todas estas ecuaciones en una hoja de cálculo e ir modificando las secciones de cada parte de la instalación para hallar la sección mínima (para ahorrar costes), igual o superior a la calculada en el apartado anterior, que acote la caída de tensión máxima al 1,5% se obtendrían los siguientes resultados. Estos números representan la caída de tensión que tendría la línea cuya caída de tensión fuese máxima en cada uno de los equipos utilizados teniendo en cuenta los 3 tramos de cableado (conexión entre los paneles y entre paneles y string combiner -tramo 1-; conexión entre string combiner e inversores -tramo 2-; y conexión entre inversores y el Cuadro General de Protección -tramo 3-).

Resumen de las máximas caídas de tensión en cada equipo [%]				
inversor	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	TOTAL
1	0,76%	0,66%	0,05%	1,47%
2	0,81%	0,63%	0,06%	1,50%
3	0,77%	0,56%	0,08%	1,41%
4	0,83%	0,53%	0,09%	1,44%
5	0,89%	0,50%	0,10%	1,48%
6	0,89%	0,47%	0,06%	1,41%
7	0,71%	0,44%	0,07%	1,21%
8	0,94%	0,40%	0,08%	1,43%
9	0,75%	0,37%	0,09%	1,22%
10	1,04%	0,34%	0,10%	1,48%

Tabla 19. Caídas de tensión máximas en cada equipo

Resumen de las secciones utilizadas en cada tramo [mm <sup>2</sup> ]			
inversor	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3
1	6	240	240
2	6	240	240
3	6	240	240
4	6	240	240
5	6	240	240
6	6	240	240
7	6	240	240
8	6	240	240
9	6	240	240
10	6	240	240

Tabla 20. Resumen de las secciones utilizadas en cada tramo

\*La sección del cable de toma de tierra en el tramo 2 y 3 y la del neutro en el tramo 3, será de la mitad del conductor (120 mm<sup>2</sup>), por ser la sección de estos conductores superior a 35 mm<sup>2</sup>, según la UNE-20.460-5-523. En el tramo 1 no habrá cableado de puesta a tierra por estar en contacto directo los paneles fotovoltaicos con la tierra mediante la estructura metálica.

#### 4.2.6. Cálculo de las protecciones de la instalación

Las protecciones de las instalaciones eléctricas suelen ubicarse al inicio de los conductores. En algunos casos podría obviarse la protección frente a sobrecargas al principio de la línea; como, por ejemplo, en una línea completamente enterrada ya que no podría conectarse nada a ella. En esta instalación, la línea que conecta los strings combiners con los inversores, irá enterrada; no obstante, para estar siempre del lado de la seguridad, se decidirá abordar el cálculo de las protecciones en cuestión para su posterior instalación.

##### 4.2.6.1. Protecciones en la parte de continua

###### 4.2.6.1.1. Protección frente a sobrecargas

La protección frente a sobrecargas en la parte de continua se asegurará mediante la instalación de fusibles en cada una de las líneas eléctricas. No obstante, para garantizar la seguridad de la instalación, será necesario determinar su rango de funcionamiento. Por ello, su corriente de actuación debe encontrarse entre la máxima que podría circular por el circuito en cuestión, mayorada un 20%, y entre la máxima que soportaría la línea de transmisión para la que se plantea la protección. Es decir, el fusible debe soportar la máxima corriente que podría circular por la instalación, pero debe fundir antes de que esta alcance la corriente máxima que soportaría el cableado.

$$I_{MAX-instalación} \cdot 1,2 < I_{fusible} < I_{MAX-cableado}$$

Así pues, para los fusibles que protegerán cada uno de los strings, se debe tener en cuenta la corriente máxima que podría generar una placa fotovoltaica en sus condiciones más desfavorables (14,3 A -calculada anteriormente) y la corriente máxima que soportaría el cableado de 6mm<sup>2</sup> utilizado para estas conexiones según las condiciones de la instalación (41,1 A). Entonces, tenemos que:

$$14,3 \cdot 1,2 < I_{fusible} < 41,4 \rightarrow 17,16 < I_{fusible} < 41,4$$

No obstante, como la corriente de este elemento debe estar normalizada, se elegirá un fusible cuya corriente máxima de operación se fije en 25 A.

Del mismo modo, para los fusibles que protegerán las líneas que unen las cajas concentradoras de string con los inversores, cabría tener en cuenta la corriente máxima que podría circular por estas líneas (150 A) mayorada un 20% y la corriente máxima admisible de este conductor, aplicando los factores de corrección dados por las especificaciones técnicas de la instalación (307,7 A). Resumiendo, se tiene que:

$$150 \cdot 1,2 < I_{fusible} < 307,7 \rightarrow 180 < I_{fusible} < 307,7$$

Luego la corriente nominal para la cual fundiría el fusible utilizado en este caso sería de 200 A .

###### 4.2.6.1.2. Protección frente a cortocircuitos

Ahora bien, después de haber elegido los fusibles anteriores, es necesario comprobar si estos protegerían también frente a cortocircuitos. Según este criterio, debería cumplirse que:

$$I^2 \cdot t_{fusible} < K^2 \cdot S^2$$

El término  $I^2 \cdot t_{fusible}$  viene especificado en la ficha técnica de cada fusible, mientras que en cuanto al otro término tenemos que  $K$ (constante del material) = 140 por tratarse de un

conductor de cobre con aislante de tipo XLPE y S (en mm<sup>2</sup>) representa la sección del conductor. En la tabla siguiente se recogen los resultados:

	$I^2 \cdot t_{fusible}$	$K^2 \cdot S^2$
Fusible de 25 A (6 mm <sup>2</sup> )	550	705.600
Fusible de 200 A (240 mm <sup>2</sup> )	$0,48 \cdot 10^9$	$1,13 \cdot 10^9$

Tabla 21. Comprobación de la respuesta de los fusibles ante cortocircuitos

Así pues, como en ambos casos se cumple la desigualdad anterior, los fusibles elegidos serían válidos para proteger esta instalación tanto frente a sobrecargas como frente a cortocircuitos.

#### 4.2.6.2. Protecciones en la parte de alterna

##### 4.2.6.2.1. Protecciones frente a sobrecargas

De la misma forma que en el apartado anterior, es necesario calcular el rango de operación en el que el interruptor automático actuaría adecuadamente; para ello, la corriente nominal de la protección debe encontrarse entre la corriente máxima de salida del inversor y la máxima que soportaría el conductor en las condiciones de la instalación tal y como se presenta en la siguiente ecuación:

$$I_{MAX-inversor}(151 A) < I_{proteccion} < I_{MAX-cableado}(308,8 A)$$

Además, debería cumplirse también la siguiente relación:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_{MAX-cableado}$$

No obstante, por tratarse de un IA,  $I_2 < 1,45 \cdot I_{proteccion}$ , por lo que esta segunda ecuación ya estaría implícitamente incluida en la primera.

De este modo, se llega a la conclusión de que la corriente nominal de disparo de este interruptor magnetotérmico debe encontrarse entre 151 A y 308,8 A por lo que eligiendo un equipo normalizado, se elegirá un interruptor automático con una corriente nominal de 200 A [24]. seguidamente se presenta una imagen del dispositivo utilizado.



Ilustración 12. Imagen del Interruptor Automático NM8-250 [CHINT]

#### 4.2.6.2.2. Protecciones frente a cortocircuitos

Para conocer si el interruptor elegido protegería también frente a cortocircuitos, se procederá a calcular si protege la línea más corta, que es la menor resistencia ofrecería, porque si protege esta línea adecuadamente, el resto de la instalación también estará debidamente protegida. Se presentarán los resultados obtenidos en formato tabla para que sea más fácil su interpretación.

Parámetros necesarios calculados previamente	
$I_{MAX}$ [A]	151
$I_{cc, inicio}$ [A] *	7.550
$Z_{red}$ [ $\Omega$ ]	0,030463
$R_{cable a 90^{\circ}C}$ [ $\Omega$ ]	0,000958
$I_{cc final 90^{\circ}C}$ [A]	7.319,73
$R_{cable a -30^{\circ}C}$ [ $\Omega$ ]	0,000603
$I_{cc final -30^{\circ}C}$ [A]	7.403,46

Tabla 22. Parámetros calculados para la correcta elección de las protecciones

\*La corriente de cortocircuito en el principio de la línea se ha calculado aplicando un factor 50 a la corriente máxima que suministraría el inversor.

Calculando ahora los tiempos de disparo según la gráfica proporcionada por el fabricante y según el tiempo máximo de disparo que debería soportar el dispositivo según la siguiente ecuación, ya presentada anteriormente, tendríamos que:

$$I^2 \cdot t_{disparo} < K^2 \cdot S^2 \rightarrow t_{disparo} < \frac{K^2 \cdot S^2}{I^2}$$

Luego, con ayuda de una tabla:

Análisis del tiempo de disparo			
Corrientes [A]	$I_{cc}/I_N$	Tiempo de disparo (gráfica) [s]	Tiempo de disparo máximo [s]
$I_{90^{\circ}C} = 7.319,73$	36,60	0,011	21,07
$I_{-30^{\circ}C} = 7.403,46$	37,02	0,0115	20,59
$I_{cc, inicio} = 7.550$	37,75	0,012	19,81

Tabla 23. Análisis de los tiempos de disparo en condiciones de cortocircuito

Por tanto, como el tiempo de disparo máximo calculado según la ecuación anterior es en todos los casos superior al tiempo de disparo obtenido de la gráfica presentada a continuación, el dispositivo elegido protegería a la instalación correctamente tanto frente a sobrecargas como frente a cortocircuitos.

NM8-250 (200A, 225A, 250A)

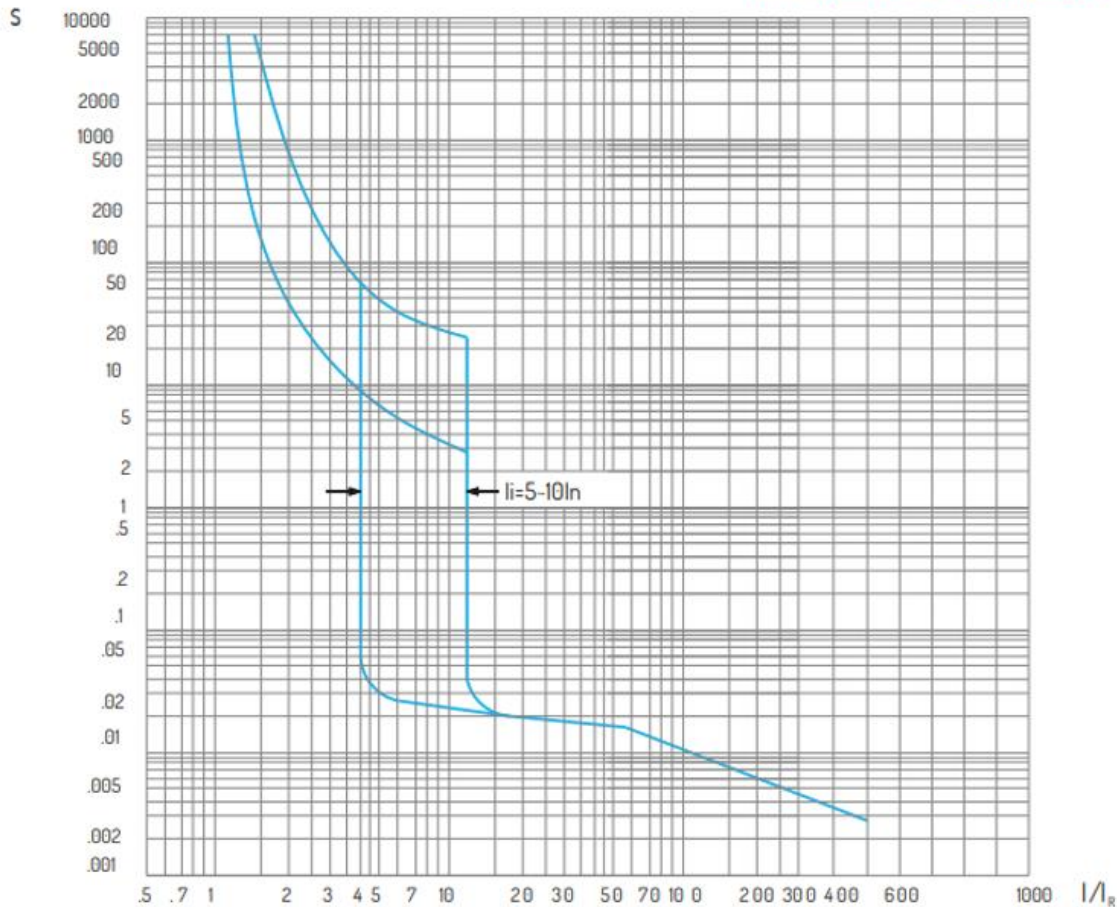


Gráfico 16. Curva de funcionamiento del Interruptor Automático NM8-250 [CHINT]

#### 4.2.6.2.3. Protección para las personas

Este apartado consiste en hallar las protecciones necesarias para que la instalación sea segura para las personas. Para ello, será necesario calcular la resistividad del terreno para, en función de ella, elegir una pica con la longitud suficiente que asegure una corriente determinada de derivación a tierra.

Teniendo en cuenta las características del terreno y consultando el REBT, se llega a la conclusión de que sería necesario hacer los cálculos para una resistividad situada entre  $50 \Omega \cdot m$  y  $500 \Omega \cdot m$  (arena arcillosa), por lo que, siendo restrictivos, se plantearán los cálculos suponiendo una resistividad de  $500 \Omega \cdot m$ .

Así pues, se tendría que la corriente de derivación a tierra debería ser superior a la corriente de actuación del interruptor diferencial tal que la siguiente ecuación:

$$I_{actuacion} = \frac{R_{puesta a tierra}}{V_{proteccion personas}} > 300mA$$

De esto modo, suponiendo que la instalación se encontraría en un local seco, la tensión máxima sería de 50 V, por lo que la longitud de la pica de puesta a tierra debería ser la siguiente:

$$50 V = R \cdot I_{\Delta N}(300mA) \rightarrow R < 167 \Omega$$
$$\rightarrow \frac{500}{L - 0,8 (\text{margen})} < 167 \rightarrow L > 3,79 m$$

Como sale una longitud bastante elevada, se intentará hallar otra configuración que permita colocar de forma más sencilla la resistencia de puesta tierra. Así pues, haciendo uso de una placa enterrada de forma profunda como electrodo, se tendría lo siguiente:

$$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P} \rightarrow 167 > 0,8 \cdot \frac{500}{P} \rightarrow P = 2,39 m$$

De este modo, se observa que sería necesaria una placa con un perímetro de, como mínimo 2,39 m, por lo que sería necesaria una placa cuadrada de unos 0,65 metros de lado (2,6 metros de perímetro, superior a los 2,39 necesarios).

#### 4.2.7. Mantenimiento

Las detonaciones que se llevan a cabo en la montaña para obtener materia prima, así como la circulación de vehículos pesados próximos a la instalación fotovoltaica ocasionan con relativa frecuencia nubes de polvo que en gran medida se queda depositado sobre la superficie de captación de los paneles solares, reduciendo así su rendimiento.

Ante esta problemática, se decidió que era necesario poseer algún sistema de limpieza para evitar que el rendimiento de la instalación se redujese de manera importante. No obstante, tampoco era sencillo diseñar un sistema de limpieza automático por medio de tuberías y agua (a presión o pulverizada) que limpiase los paneles directamente cuando fuese necesario, pues la reducida temperatura de la zona durante el invierno podría llevar a la congelación del agua por el interior de alguna tubería, lo que provocaría una especie de tapón, o incluso podría hacer que esta reventase.

Finalmente, como la empresa ya poseía un tractor, se decidió implementar un sistema con rodillo que, enganchado a este tractor pudiesen llevar a cabo la limpieza de los paneles fotovoltaicos de forma exitosa. Así pues, cuando los paneles necesitaran ser limpiados, un operario de la misma mina se encargaría de enganchar el sistema de limpieza al vehículo y proceder a ello.

Ahora bien, ¿cuándo limpiarlos? Para detectar la necesidad de limpieza, se instalaría un panel piloto que estuviese monitorizado y a cuya monitorización tuviese acceso el departamento técnico de la empresa promotora de modo que, cuando la caída de producción de la planta fuese lo suficientemente elevada como para que estos precisasen ser limpiados, se le comunicaría al operario; es decir, cuando la caída de generación solar fuese lo relativamente significativa y superase los costes que su limpieza acarrearía, el operario debería actuar en consecuencia y devenir en el limpiado de los paneles fotovoltaicos.

Por otra parte, desde iReSoL, la empresa constructora del proyecto se ofrece en el mismo presupuesto anteriormente presentado 2 años de garantía gratuitos para revisar en dos ocasiones al año todos los aspectos técnicos de la instalación. En todo caso, como empresa constructora, se tendría acceso también a la monitorización en tiempo real de la planta de modo que ante la desconexión de algún equipo o cualquier otro problema, se podría detectar fácilmente.

## 5. Presupuesto

En este apartado, se procederá a evaluar la cantidad monetaria total, centrándose en cada una de las partidas que supone la ejecución del proyecto presentado anteriormente. Cabe decir en este punto que este el presupuesto real que se presentó al Consejo de Dirección de la Compañía y que el mismo aceptó.

Concepto	Uds.	Precio de venta unitario	Coste total
<b>Panel JINKO SOLAR TIGER PRO JKM545</b> Panel solar de 144 medias células (6x24) de tipo monocristalino de 545 Wp. Rendimiento del 21,13%. Dimensiones: 2.274x1.134x35mm. Peso: 28,9 Kg. 12 años de garantía de producto y 25 años de garantía de potencia lineal con una caída máxima del 0,55% a los 25 años.	2.000,00	193,43	386.860,00
<b>Estructura hincada biposte. Precio por kWp</b> Estructura hincada biposte de acero con perfil tipo C de 3 mm de espesor. Incluye el prediling, hincado y suministro y reparto de la estructura en el campo fotovoltaico.	1.090,00	96,50	105.185,00
<b>Caja concentradora de strings</b> Caja concentradora de hasta 16 strings. Permite la conexión de hasta 16 strings para conectarlos de forma simultánea hasta llegar al inversor con una tensión equivalente a la de la tensión mínima de entrada. Tensión de entrada máxima de 1.000 V	10,00	545,83	5.458,30
<b>Inversor fotovoltaico de conexión a red</b> Inversor fotovoltaico de la marca SMA. Modelo PEAK 3. Potencia nominal de 100 kW. Tensión máxima de entrada de 1.000 V. 1 entrada (inversor con 1 entrada de continua y 1 MPPT).	10,00	6.459,70	64.597,00
<b>Sistema Antivertido Trifásico</b> Sistema certificado que asegura el nulo vertido de potencia a la red eléctrica proveniente de la generación fotovoltaica.	1,00	723,90	723,90
<b>Proyecto de Ingeniería</b> Desarrollo de los cálculos necesarios para determinar el diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, así como su correcto conexionado para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos instalados	1,00	34.800,00	34.800,00
<b>Mano de obra. Precio por kWp</b> Conjunto de trabajos desarrollados por cada uno de los operarios consistente en las distintas etapas de la ejecución práctica del proyecto.	1.090,00	165,00	179.850,00
<b>Material Eléctrico. Precio por kWp</b> Conjunto de elementos eléctricos para el correcto funcionamiento de la instalación. Incluye: cableado de continua, cableado de alterna, protecciones (fusibles, seccionadores, interruptores diferenciales, interruptores térmicos) y conectores.	1.090,00	145,00	158.050,00
<b>Gestión de la subvención</b> Tramitación de la subvención en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha otorgada para las instalaciones de generación eléctrica con fuentes de energía renovable.	1,00	250,00	250,00

Diseño y dimensionamiento de instalación fotovoltaica sobre suelo de autoconsumo de  
1.090 kWp en Poveda de la Sierra, Guadalajara

Concepto	Uds.	Precio de venta unitario	Coste total
<b>Legalización de la instalación</b> Tramitación de la Legalización para que Industria autorice el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica.	1,00	200,00	200,00
<b>Estudio de SS y SS</b> Estudio de Seguridad y Salud para no comprometer la integridad de los trabajadores.	1,00	500,00	500,00
<b>Gestión de Residuos</b> Conjunto de medidas adoptadas para la recogida y posterior tratamiento de los residuos generados antes, durante y después de la instalación fotovoltaica que tengan que ver con ella.	1,00	700,00	700,00
<b>TOTAL</b>			<b>937.174,20</b>

### 5.1. Presupuesto de Ejecución Material

El Presupuesto de Ejecución Material incluiría, en este caso, los costes asociados a las siguientes partidas:

- Panel JINKO SOLAR TIGER PRO JKM545
- Estructura hincada biposte
- Caja concentradora de strings
- Inversor fotovoltaico de conexión a red
- Sistema Antivertido Trifásico
- Mano de obra
- Material Eléctrico
- Estudio de SS y SS
- Gestión de residuos

Así pues, el Presupuesto de Ejecución Material ascendería a la cantidad de 901.924,20 €.

### 5.2. Presupuesto de Ejecución por Contrata

El presupuesto de Ejecución por Contrata, en este caso, incluiría, además de las partidas presentadas en el Presupuesto de Ejecución Material, las siguientes partidas:

- Proyecto de Ingeniería
- Gestión de la subvención

Añadiendo estas cantidades al Presupuesto de Ejecución por Contrata, la cifra alcanzaría los 937.174,20 € (+IVA [21%]).

- IVA (21%): 196.806,58 €

De este modo, el Presupuesto Total de la Instalación sería de 1.133.980,78 €.



## 6. Ejecución de la instalación

Una vez adquiridos todos los equipos necesarios para llevar a cabo la instalación, se prevé iniciar la obra el lunes 4 de julio de 2022. No obstante, su entrega “llave en mano” al cliente no está prevista hasta el viernes 12 de agosto de 2022 con una duración estimada de 30 días laborables o, dicho de otra forma,

Para llevar a cabo la ejecución de esta obra, será necesario el trabajo directo de los siguientes equipos:



- 2 operarios encargados de llevar a cabo el *prediling*.
- 3 operarios encargados de manejar la hincadora.
- 1 cuadrilla formada por 8 operarios encargada del montaje de la estructura sobre la que reposarán los paneles.
- 1 cuadrilla formada por 6 trabajadores encargada del montaje de los paneles sobre la estructura hincada.
- 1 equipo de 3 operarios encargados de llevar a cabo todo lo relacionado con el cableado de la instalación.
- 1 director técnico encargado de la supervisión y secuenciación en campo de todos los trabajos. El director técnico será la misma persona que ha llevado a cabo todos los cálculos en cuanto al diseño y dimensionamiento de la instalación, y es el que realmente conoce a fondo el proyecto.
- 1 técnico cualificado encargado de realizar las conexiones pertinentes entre los inversores y el CGP de la industria, así como de poner en marcha la instalación.

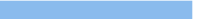

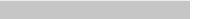
















Parte de estos trabajos, por su independencia en cuanto a la ejecución, se establecerán de manera simultánea, lo que permite reducir el tiempo de ejecución de la obra. En primera instancia, se ha procedido a elaborar un Diagrama PERT con ayuda del programa Project Manager que establecería la duración estimada de cada uno de los siguientes trabajos y sus respectivas relaciones temporales.

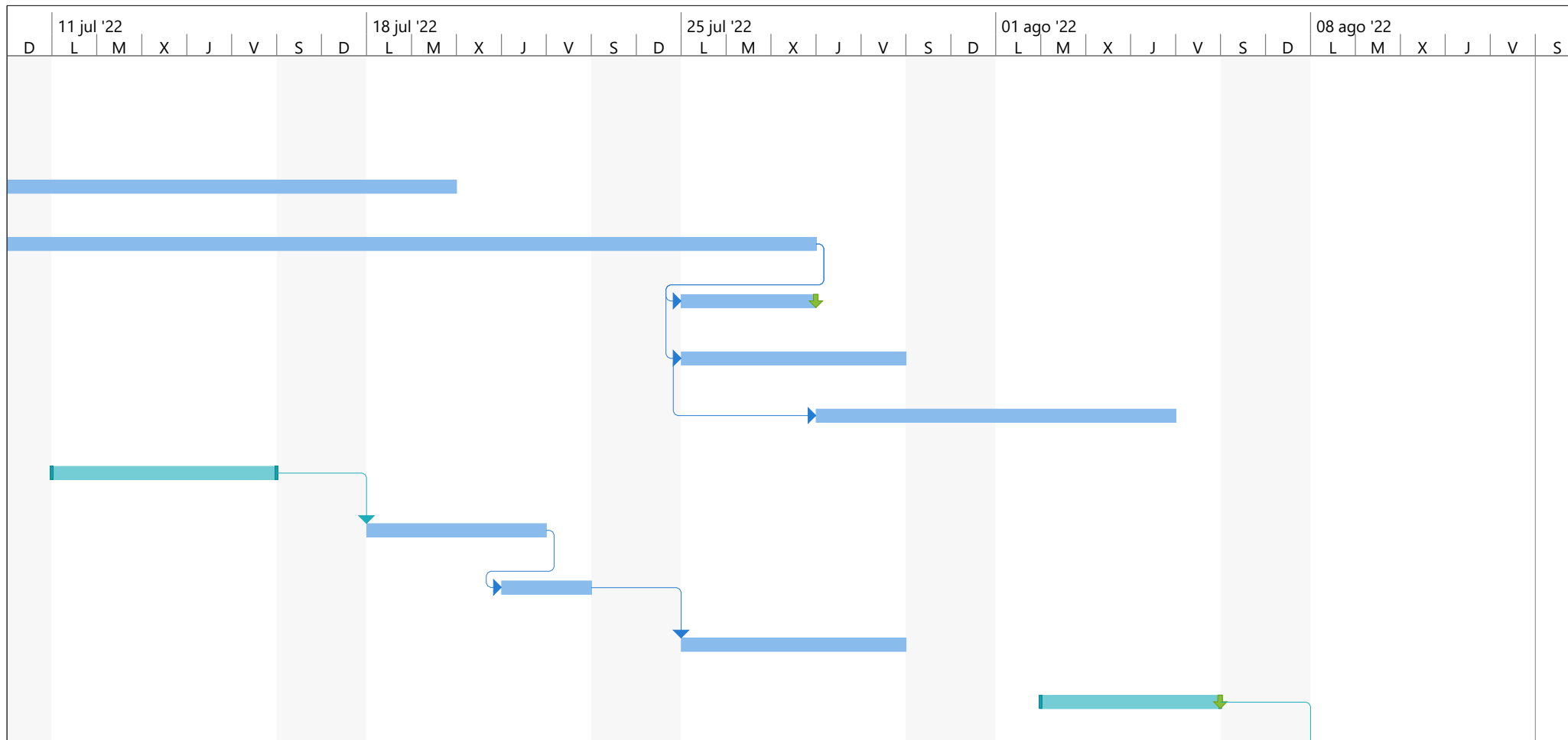
Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	04 jul '22
								D L M X J V S D
1		PREDILING	3 días	lun 04/07/22	mié 06/07/22			
2		HINCADO	3 días	mar 05/07/22	jue 07/07/22	1CC+1 día		
3		MONTAJE ESTRUCTURA	10 días	mié 06/07/22	mar 19/07/22	2CC+1 día		
4		MONTAJE PANELES Y STRING COMBINER	15 días	jue 07/07/22	mié 27/07/22	3CC+1 día		
5		ZANJA CAMPO SOLAR	3 días	lun 25/07/22	mié 27/07/22	4FC-3 días		
6		CONEXIONADO PANELES	5 días	lun 25/07/22	vie 29/07/22	4FC-3 días		
7		CONEXIONADO PANELES-STRING COMBINER	6 días	jue 28/07/22	jue 04/08/22	6CC+3 días		
8		ZANJA CAMPO SOLAR-CGP	5 días	lun 11/07/22	vie 15/07/22			
9		TUBO+ARQUETAS	4 días	lun 18/07/22	jue 21/07/22	8		
10		TAPAR ZANJA	2 días	jue 21/07/22	vie 22/07/22	9FC-1 día		
11		CABLEADO POR ZANJA	5 días	lun 25/07/22	vie 29/07/22	10		
12		MONTAJE INVERSORES	4 días	mar 02/08/22	vie 05/08/22			

Proyecto: DiagramaCAOBAR.m  
Fecha: mar 05/07/22

Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	
Hito		solo duración		Fecha límite	
Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin			

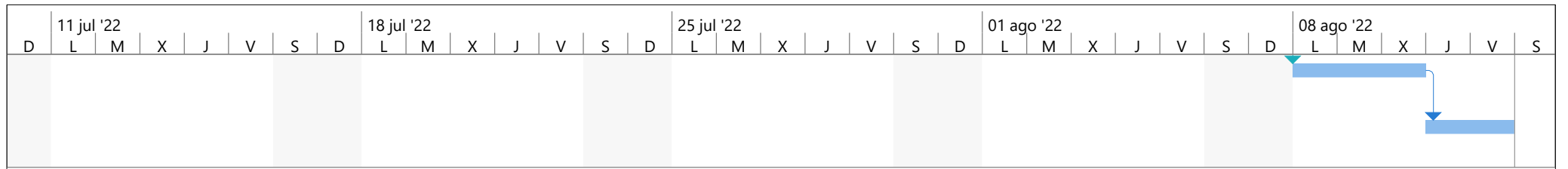
Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	04 jul '22							
								D	L	M	X	J	V	S	D
13		CABLEADO INVERSORES-CGP	3 días	lun 08/08/22	mié 10/08/22	12									
14		PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	2 días	jue 11/08/22	vie 12/08/22	13									

Proyecto: DiagramaCAOBAR.m Fecha: mar 05/07/22	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin				



Proyecto: DiagramaCAOBAR.m  
 Fecha: mar 05/07/22

Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	
Hito		solo duración		Fecha límite	
Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin			



Proyecto: DiagramaCAOBAR.m  
 Fecha: mar 05/07/22

Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	
Hito		solo duración		Fecha límite	
Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin			

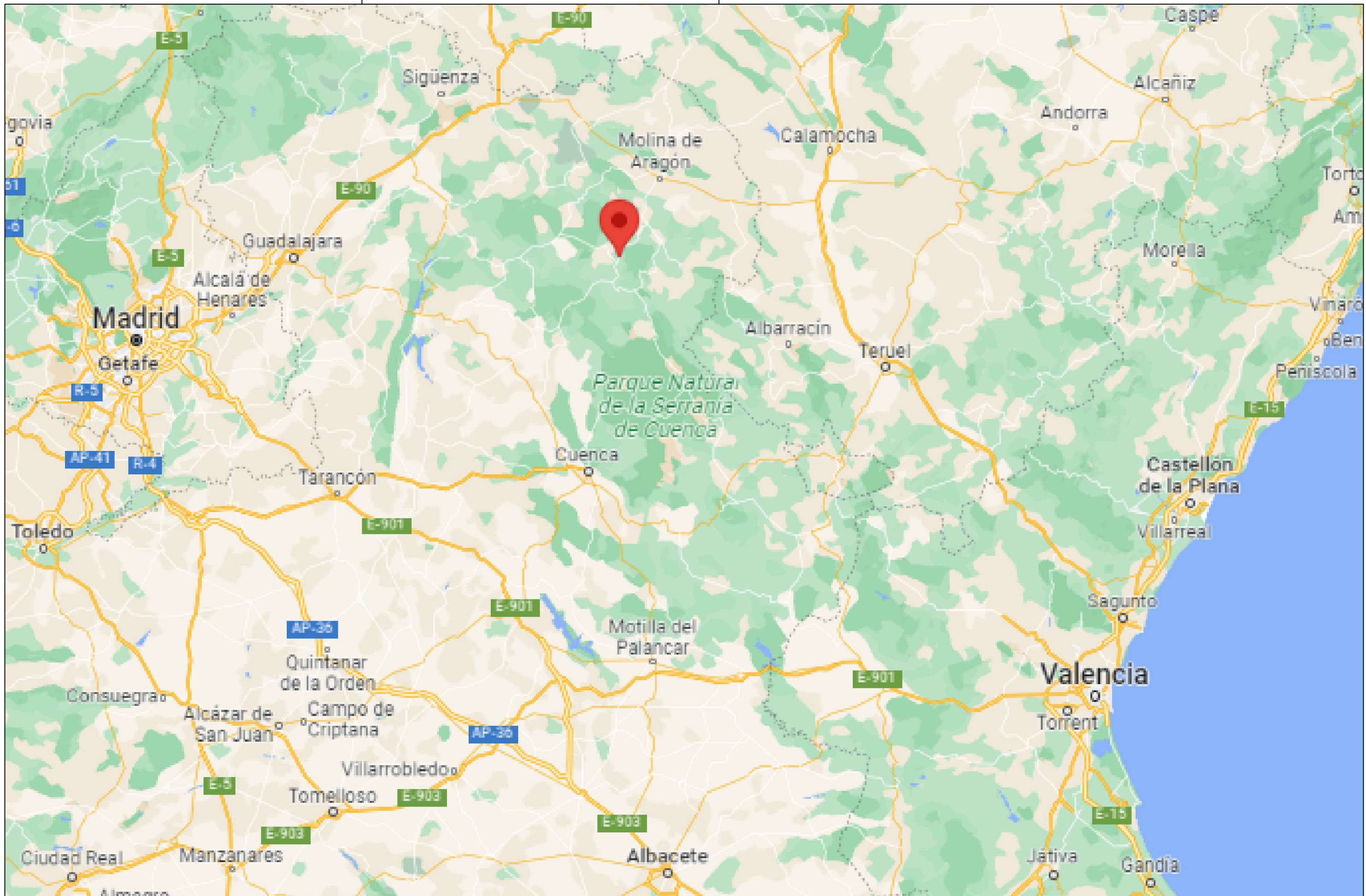
## **7. Planos de la instalación**



A continuación, se mostrarán los planos representados en el transcurso de este Trabajo.

1. Ubicación según catastro de la instalación desarrollada.
2. Ubicación en el mapa nacional de la instalación desarrollada.
3. Distribución en planta de la instalación fotovoltaica a 30º.
4. Distribución en planta de la instalación fotovoltaica a 15º. (La que realmente se llevará a la práctica).
5. Distribución de los strings vistos en planta de la instalación definitiva.
6. Esquema unifilar de la instalación.

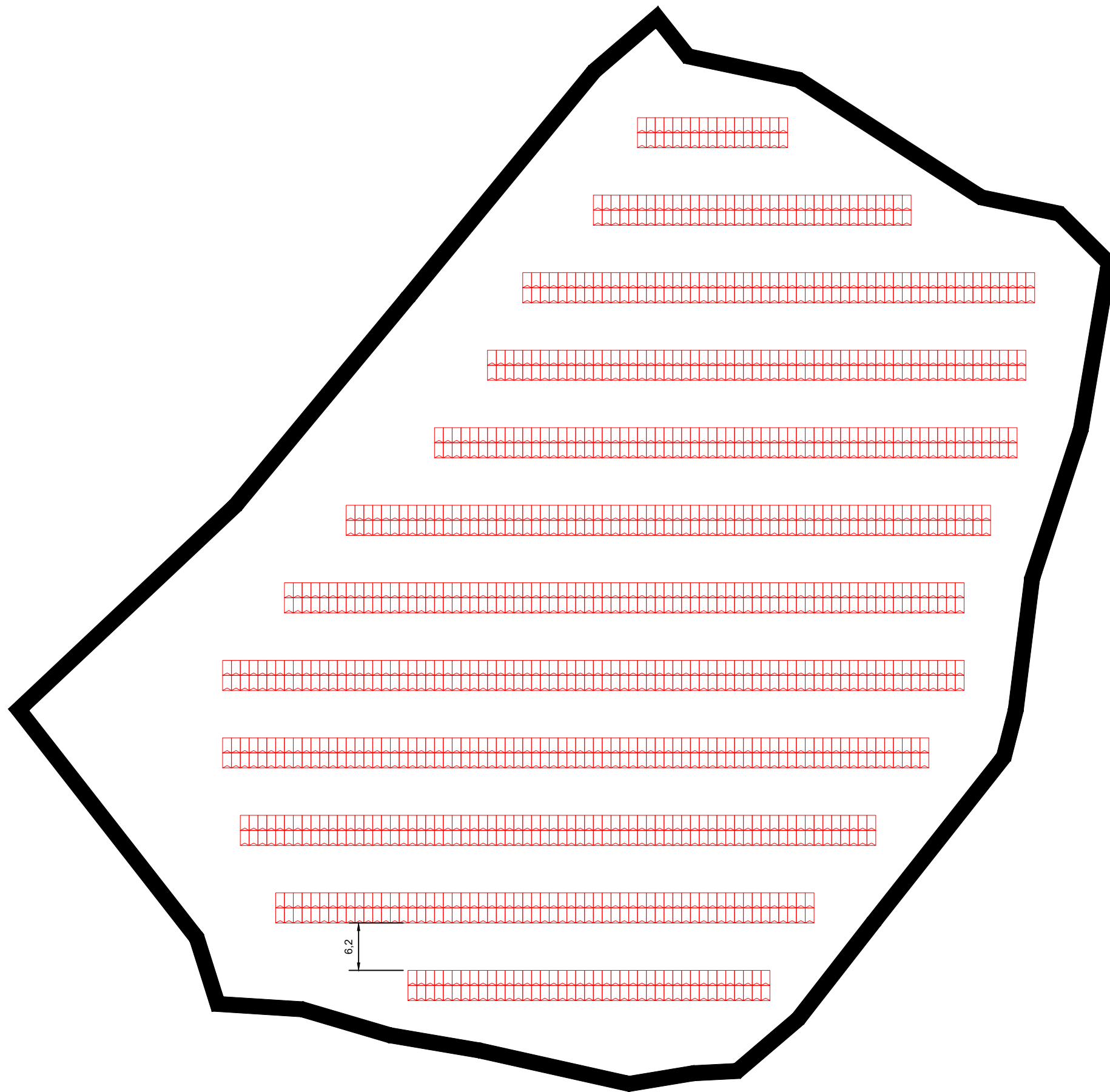
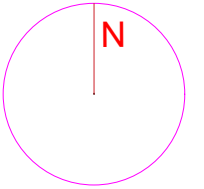


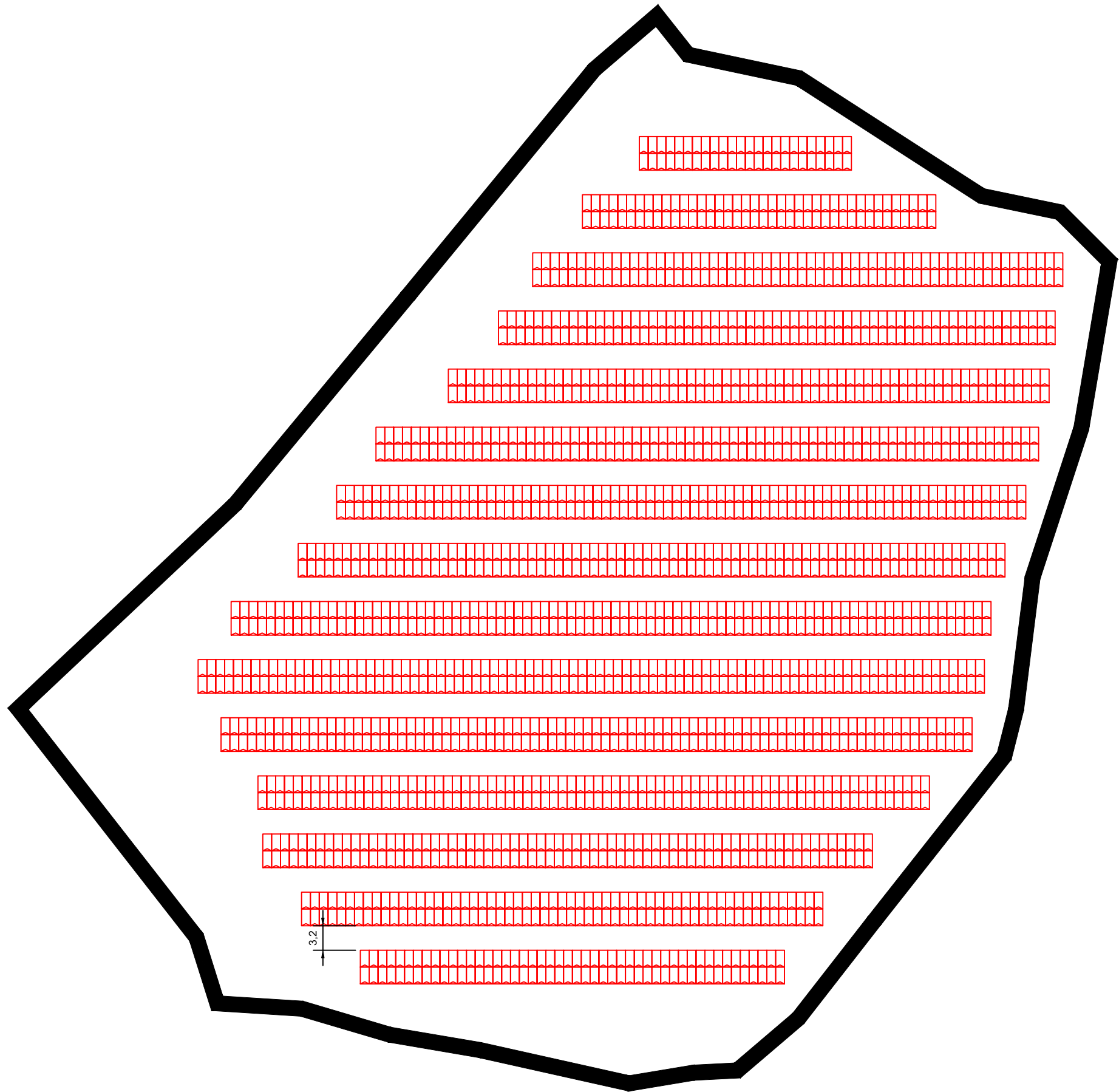
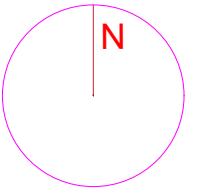


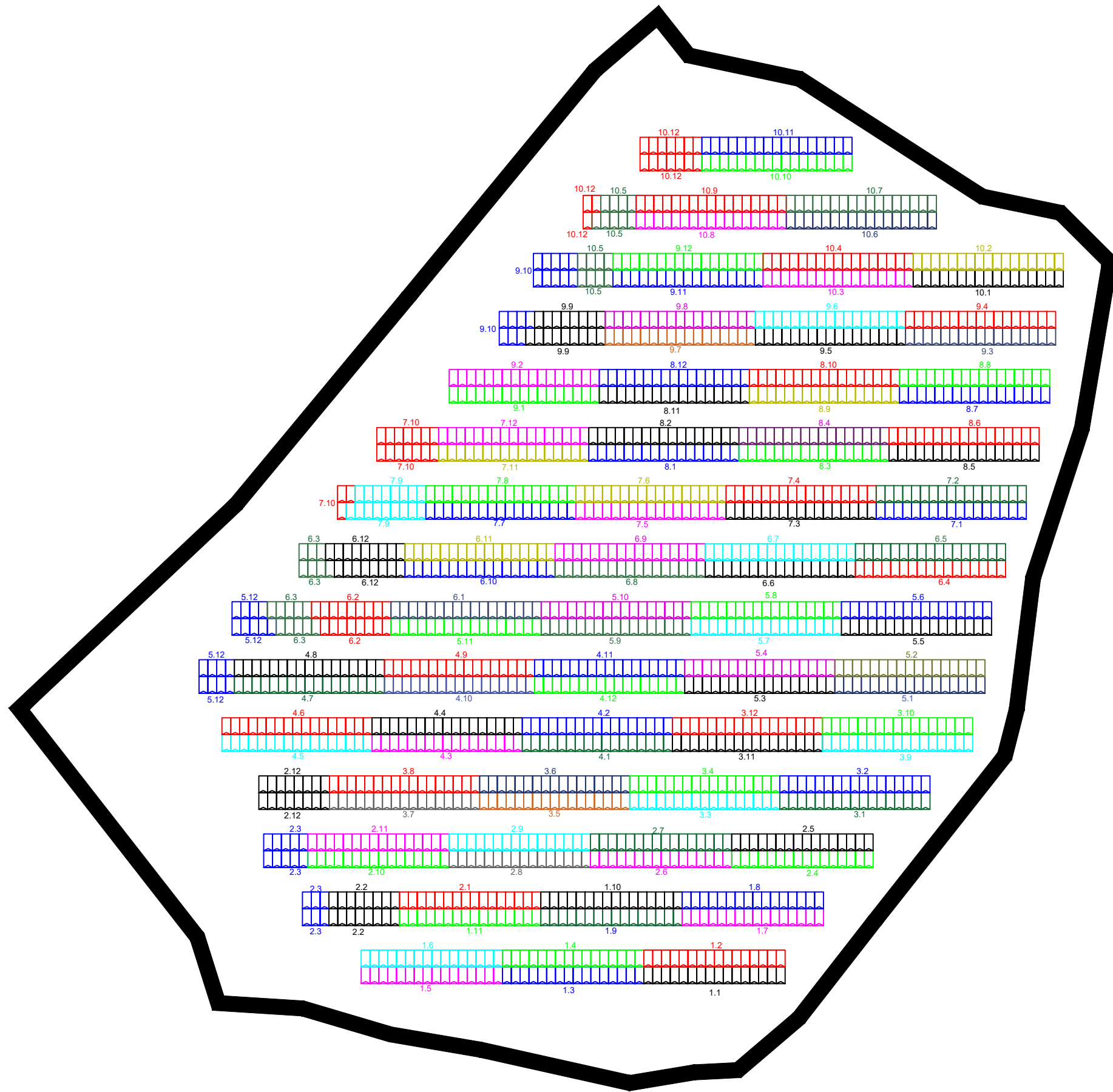
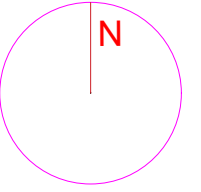


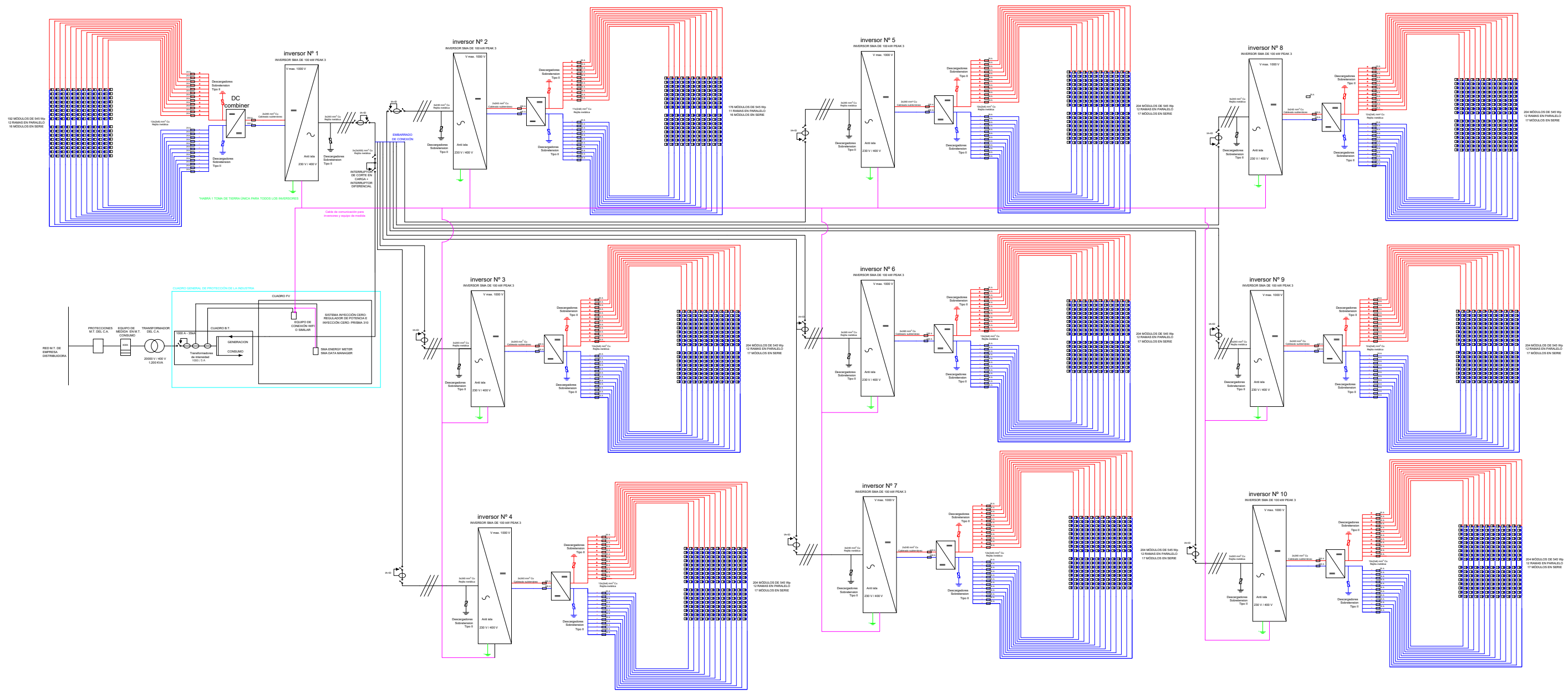
<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA</p>  <p><b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b></p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: <b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA CAOBAR S.A. EN POVEDA DE LA SIERRA, GUADALAJARA</b></p>	<p>Plano: <b>Ubicación</b></p> <p>Autor: <b>Raúl Samblás Gayá</b></p>	<p>Fecha: <b>Julio 2022</b></p> <p>Escala: <b>1:100000000</b></p> <p>Nº Plano: <b>3</b></p>
--	--	---	---











## 8. Conclusiones

- A la hora de proyectar una inversión que supone un gran desembolso inicial para el promotor, es necesario evaluar previamente distintas alternativas, pues a menudo no es necesario quedarse simplemente con el análisis del periodo de retorno de dicha inversión.
- Los seguidores solares pueden resultar interesantes en países que tienen una HSP (Hora Solar Pico) reducida en los que es necesario alinear cuidadosamente la inclinación del panel fotovoltaico para generar la mayor energía. No obstante, en países como España que poseen una irradiación solar importante en la mayoría del territorio, puede resultar mucho más rentable aumentar la potencia pico a instalar evitando la implantación de estructuras que a la larga podrían ocasionar algún problema de funcionamiento.
- Si se pretende diseñar una instalación para un periodo del año en concreto (verano o invierno) es importante conocer la trayectoria del Sol, pues gracias a ello se podría aumentar la rentabilidad de la instalación diseñada. Para una instalación cuyo uso principal se centrara en verano, sería interesante inclinar los paneles unos 15° por debajo de la inclinación óptima que deberían tener para un uso anual de la instalación. Durante el verano, el sol alcanza una altura solar mayor a lo largo del día por lo que si los paneles están menos inclinados, los rayos solares incidirán de forma más perpendicular sobre ellos, consiguiendo obtener mayor energía. Por el contrario, si se desea diseñar una instalación para un uso hibernal, lo más interesante sería aportar a los paneles una inclinación unos 15° por encima de lo que sería óptimo para un uso anual ya que, a diferencia de lo que ocurre en verano, durante el invierno el Sol alcanza una altura menor por lo que al estar los paneles fotovoltaicos más inclinados, los rayos solares incidirán de manera más perpendicular sobre él.
- Es necesario conocer bien un proyecto antes de proceder a su ejecución. En este caso en concreto, de haber colocado los inversores solares en el campo solar y haber dejado de lado las cajas concentradoras de strings, el presupuesto de ejecución material se hubiese incrementado alrededor de 160.000 euros debido a la sección mayor de cableado que hubiese sido necesaria. De este modo, utilizando los DC-Combiner, se conseguía llegar a los inversores, ubicados cerca del Cuadro General de Protección de la industria, a una tensión elevada (tensión en continua) y, consecuentemente, a una menor corriente. De ejecutar el proyecto siguiendo el otro modelo, se habría recorrido gran distancia a una tensión de 400V por lo que hubiese sido necesario aumentar considerablemente la sección de este cableado para que soportase la corriente y, además, que las pérdidas por caída de tensión no resultasen demasiado elevadas.

Del mismo modo, se habrían utilizado 4 conductores por inversor (3 fases + neutro) mientras que utilizando los DC-combiner se utilizarían solo 2 por equipo. También, al referir el tanto por cien de caída de tensión a la tensión en continua, esta es menor que si se refiriese a la caída de tensión en alterna de 400V.

## 9. Bibliografía

- [1] E. Blasco Hedo, "Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica," *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 90, pp. 68–71, 2019, Accessed: Jul. 05, 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [2] "BOE.es - BOE-A-2021-10824 Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia." [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824) (accessed Jul. 05, 2022).
- [3] "BOE.es - Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC." [https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC) (accessed Jul. 05, 2022).
- [4] "UNE 20460-5-523:2004 Instalaciones eléctricas en edificios. Pa..." <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=norma-une-20460-5-523-2004-n0032340> (accessed Jul. 05, 2022).
- [5] C. Wilson and A. Grubler, "DRAFT, FOR COMMENTS ONLY NOT FOR CITATION Lessons from the history of technology and global change for the emerging clean technology cluster Lessons from the history of technology and global change for the emerging clean technology cluster," 2010.
- [6] T. S. (Thomas S. Ashton, "The Industrial Revolution, 1760-1830," p. 135, 1968.
- [7] "Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home." <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed Jul. 05, 2022).
- [8] "Energy mix - Our World in Data." <https://ourworldindata.org/energy-mix> (accessed Jul. 05, 2022).  
  
Iván Patrao Herrero. Apuntes de la asignatura Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia, impartida en el Grado en Ingeniería de la Energía, en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de la UPV. Curso 2020-2021.
- [9] "THE 17 GOALS | Sustainable Development." <https://sdgs.un.org/es/goals#goals> (accessed Jul. 05, 2022).
- [10] "Estrategia a largo plazo para 2050." [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es) (accessed Jul. 05, 2022).  
  
Juan Pérez Cruz. Apuntes de la asignatura Sistemas y Tecnología Eléctricos, impartida en el Grado en Ingeniería de la Energía, en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de la UPV. Curso 2021-2022.
- [11] "A European Green Deal | European Commission." [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (accessed Jul. 05, 2022).
- [12] "Paris Agreement." [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en) (accessed Jul. 05, 2022).

- [13] “BOE.es - BOE-A-2018-13593 Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.” <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593> (accessed Jul. 05, 2022).
- [14] “BOE.es - BOE-A-2019-5089 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.” <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089> (accessed Jul. 05, 2022).
- [15] “Sección prensa / Índice de Precios de Consumo (IPC).” [https://www.ine.es/prensa/ipc\\_tabla.htm](https://www.ine.es/prensa/ipc_tabla.htm) (accessed Jul. 05, 2022).
- [16] “La rentabilidad de los proyectos de autoconsumo | Atersa.” <https://atersa.shop/autoconsumo-fotovoltaico-a-la-carta/> (accessed Jul. 05, 2022).
- [17] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) (accessed Jul. 05, 2022).
- [18] “Inicio | Idae.” <https://www.idae.es/home> (accessed Jul. 05, 2022).
- [19] “Placa solar JINKO TIGER PRO 545 Wp.” [https://tecnosolab.com/producto/placas-solares/placa-solar-jinko-tiger-pro-545-wp#/37-numero\\_de\\_placas\\_precio\\_por\\_unidad-12\\_o\\_mas\\_placas](https://tecnosolab.com/producto/placas-solares/placa-solar-jinko-tiger-pro-545-wp#/37-numero_de_placas_precio_por_unidad-12_o_mas_placas) (accessed Jul. 05, 2022).
- [20] S. A. Solar Technology, “SMA STRING-COMBINER”.
- [21] “Sunny Highpower PEAK3 | SMA Solar.” <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-highpower-peak3.html> (accessed Jul. 05, 2022).
- [22] “SMA Data Manager M powered by ennexOS | SMA Solar.” <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/data-manager-m.html> (accessed Jul. 05, 2022).
- [23] “SMA Energy Meter | SMA Solar.” <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sma-energy-meter.html> (accessed Jul. 05, 2022).
- [24] “Chint - Home.” <https://www.chint.eu/es/> (accessed Jul. 05, 2022).