

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"Diseño y cálculos justificativos de una planta solar fotovoltaica de 10 MW, en la provincia de Alicante, y su estudio de viabilidad económico"

TRABAJO FIN DE GRADO

Diciembre -2022

AUTOR: Carlos Martínez de Sayas

DIRECTOR: Juan Manuel Sánchez Eugenio

JUAN  
MANUEL  
SANCHEZ  
EUGENIO

Firmado  
digitalmente por  
JUAN MANUEL  
SANCHEZ|EUGENIO  
Fecha: 2023.02.15  
10:35:17 +01'00'



# 1 Índice

|   |    |
|---|----|
| <b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....                                | 5  |
| 1.1 Preámbulo .....   | 5  |
| 1.2 Generalidades / organización del proyecto .....         | 5  |
| 1.3 Titular y orden de redacción.....                       | 5  |
| 1.4 Motivos para la redacción del proyecto .....            | 5  |
| 1.5 Ámbito de actuación .....                               | 5  |
| 1.6 Objeto del presente proyecto.....                       | 6  |
| <b>2 ENERGIA FOTOVOLTAICA SOLAR</b> .....                   | 6  |
| 2.1 La energía solar .....                                  | 6  |
| 2.2 El efecto fotoeléctrico .....                           | 8  |
| 2.3 Energía solar fotovoltaica.....                         | 9  |
| 2.3.1 Energía solar fotovoltaica en España.....             | 10 |
| 2.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....               | 12 |
| <b>3 BASES DE DISEÑO</b> .....                              | 13 |
| 3.1 Legislación y normativa aplicable.....                  | 13 |
| 3.2 Información utilizada .....                             | 16 |
| 3.3 Criterios de diseño.....                                | 16 |
| <b>4 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA</b> .....        | 16 |
| 4.1 Necesidades por cubrir .....                            | 16 |
| 4.2 Planteamiento de alternativas.....                      | 16 |
| 4.3 Decisión adoptada .....                                 | 17 |
| <b>5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....   | 17 |
| 5.1 Selección del emplazamiento .....                       | 17 |
| 5.2 Módulos fotovoltaicos.....                              | 18 |
| 5.2.1 Parámetros fundamentales .....                        | 20 |
| 5.3 Soportes de los paneles .....                           | 21 |
| 5.4 Inversores .....  | 22 |
| 5.5 Cajas de agrupación de corriente alterna.....           | 24 |
| 5.6 Transformadores.....                                    | 24 |
| 5.7 Cableado y soportes .....                               | 24 |
| 5.8 Puesta a tierra de la instalación .....                 | 26 |
| 5.9 Sistema de telecontrol, teled medida y facturación..... | 26 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.10  | Instalaciones de seguridad y vigilancia .....      | 27 |
| 5.11  | Mantenimiento y operación.....                     | 27 |
| 6     | INSTALACION ELECTRICA.....                         | 27 |
| 6.1   | Cableado de BT en CC.....                          | 28 |
| 6.2   | Cableado de MT en AC.....                          | 28 |
| 7     | ANALISIS DE LA SOLUCION ADOPTADA.....              | 28 |
| 7.1   | Cálculos básicos de diseño de la instalación ..... | 29 |
| 7.2   | Cálculo de baja tensión .....                      | 31 |
| 7.2.1 | Enseriado de paneles.....                          | 31 |
| 7.2.2 | Cálculo de las secciones de cableado.....          | 33 |
| 7.3   | Cálculo de media tensión .....                     | 44 |
| 8.    | ESTUDIO DE RENTABILIDAD .....                      | 54 |
| 8.1   | Costo nivelado de la energía (LCOE) .....          | 54 |
| 8.2.1 | Estimación de gastos anuales .....                 | 55 |
| 8.2.2 | Cálculo del LCOE.....                              | 56 |
| 8.2   | Rentabilidad .....                                 | 56 |
| 8.2.1 | Precio de venta de la electricidad .....           | 56 |
| 8.2.3 | Valor actual neto .....                            | 57 |
| 8.2.4 | Tasa interna de retorno.....                       | 58 |
| 8.2.5 | Pay-Back .....                                     | 59 |
| 9.    | CONCLUSIÓN .....                                   | 60 |



# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Preámbulo

En la actualidad, la provincia de Alicante está experimentando un crecimiento del consumo eléctrico, producido por el aumento de los habitantes y la industrialización de la provincia, con fuertes zonas industriales no solo en Alicante y Elche, sino también y gran parte de las ciudades y pueblos que forman la provincia.

En general España es uno de los países de la UE que más irradiación solar recibe, y dentro de España la provincia de Alicante es de las que más cantidad de energía recibe del sol. Por esta misma razón veo de especial interés fomentar el uso de este tipo de energía limpia que nos brinda el sol, y que actualmente está sin aprovecharse.

## 1.2 Generalidades / organización del proyecto

El proyecto está constituido por una breve introducción a la energía solar, descripción de una planta solar fotovoltaica, memoria técnica, pliego de condiciones, cálculos, presupuestos, planos y anexos necesarios.

## 1.3 Titular y orden de redacción

El sistema de generación de energía actual de la provincia de Alicante necesita ser más verde. El aprovechamiento de la irradiación solar se debería de fomentar tanto en huertos para el autoconsumo como en centrales de generación para la venta a la red.

El técnico redactor del proyecto integro es Carlos Martinez de Sayas, que realizara la memoria, planos, cálculos pertinentes, pliego de condiciones y el presupuesto. Como ingeniero supervisor del proyecto estará el ingeniero senior José Manuel Sanchez Eugenio.

## 1.4 Motivos para la redacción del proyecto

El aumento de las temperaturas causado por el uso de energías no renovables que expulsan gases de efecto invernadero causa que las temperaturas aumenten. Por este motivo veo necesario que se aprovechen mejor los recursos naturales.

## 1.5 Ámbito de actuación

El presente proyecto se enmarca en la provincia de Alicante, buscando un terreno que, por su orografía, vegetación y fauna facilite la integración con el medio de la planta de aprovechamiento de la energía solar sin modificar la biodiversidad de la zona.

### 1.6 Objeto del presente proyecto

Este proyecto tiene como objetivo solucionar la carencia de aprovechamiento de energía solar de nuestra provincia.

Para ello, se pretende realizar este proyecto y demostrar que es posible generar energía limpia sin causar problemas ecológicos en la zona y demostrar que además genera rentabilidades óptimas para el desarrollo de proyectos similares.

El proyecto, por tanto, está orientado a dar una solución eficaz, económica y comprometida con el medio ambiente al problema anterior.

## 2 ENERGIA FOTOVOLTAICA SOLAR

### 2.1 La energía solar

La energía solar es una energía renovable obtenida a través de la radiación electromagnética procedente del Sol. A lo largo de la historia, la energía solar ha sido utilizada de diferentes maneras. En la actualidad mediante captadores solares y células fotoeléctricas se puede transformar en energía térmica o eléctrica.

La radiación electromagnética incidente media en el exterior de la atmósfera es de 1361 W/m<sup>2</sup>, sin embargo, debido a las interacciones a lo largo de la atmósfera, la radiación media en un plano horizontal situada al nivel del mar es de aproximadamente de 1000 W/m<sup>2</sup>. La distribución de la radiación en el planeta depende de muchas variables, siendo de las más importantes la latitud (más irradiación en zonas tropicales) y la meteorología (en las zonas más nublosas será considerablemente menos).

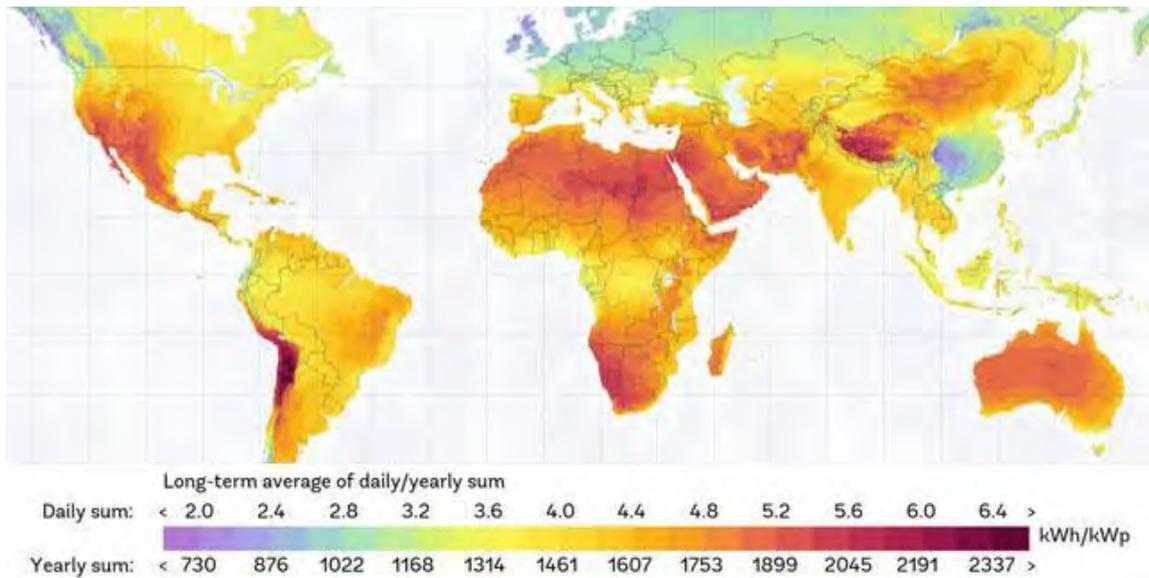


Fig1: Mapa de irradiación global.

Existen diferentes tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, descamaos:

- Generación de calor mediante captador solar térmico, es la tecnología mas sencilla. Consiste en el aumento de la temperatura de un fluido caloportador. Este fluido, podrá ser empleado directamente o, se puede llevar a un intercambiador de calor para aumentar la temperatura del agua que puede ser empleada como calefacción, climatización o cualquier otro proceso.
- Generación de electricidad: puede ser mediante la generación directa de electricidad, como la energía fotovoltaica o mediante la evaporación de un fluido para que sea turbinado produciendo electricidad.



Fig 2: Captador solar térmico cilindro parabólico Fig 3. Módulos fotovoltaicos

Las principales ventajas del uso de este tipo de tecnologías:

- Es una energía limpia, no produce emisiones directas durante su operación
- Es una fuente de energía inagotable
- Tiene bajos costes de instalación y mantenimiento.

Para el desarrollo de este proyecto hemos barajado dos tipos de tecnología, Colector Cilindro parabólico (CCP) y módulos fotovoltaicos.

### Colector Cilindro Parabolico

A diferencia de los módulos fotovoltaicos, los colectores solares no producen electricidad, sino calor. Dependiendo del tipo de instalación, los colectores contienen un vacío o una mezcla de agua que actúa como transportador del calor. Los rayos solares calientan los colectores y el calor generado es conducido por tubos de los colectores a un almacén. Desde este almacén una bomba distribuye el agua caliente en la casa. Dependiendo del uso que se desee hacer del agua caliente se decide el rendimiento de los colectores y la capacidad del almacenamiento.

Una de las desventajas de esta tecnología frente a los módulos fotovoltaicos es que no puede aprovechar la luz difusa siendo únicamente útil la componente directa.

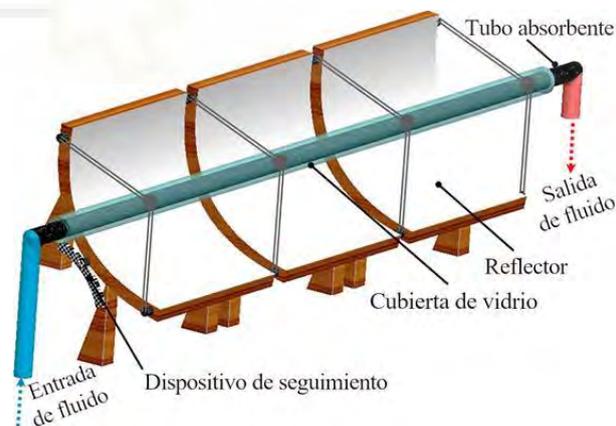


Fig 4: funcionamiento colector solar cilindro parabólico

Finalmente, por los requerimientos y características técnicas del proyecto se ha decidido el uso de módulos fotovoltaicos.

## 2.2 El efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico, se refiere a la emisión de neutrones por un determinado elemento semiconductor debido a la energía transmitida por un rayo de luz incidente y es el principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Las placas están constituidas por celdas, que por lo general son de silicio, que se obtiene de la reducción del sílice, el compuesto más abundante en la corteza terrestre, y se protegen mediante una pantalla cristalina que maximiza la energía incidente. Al ser un material semiconductor, la luz del sol incidente arranca electrones de la periferia del Silicio dejando un hueco, en condiciones normales, este electrón se reabsorbería en uno de los huecos que se forman emitiendo energía en forma de calor. Por lo tanto, el principio de una fotovoltaica es evitar que estos se reabsorban y conducirlos para generar una diferencia de potencial y en consecuencia una corriente eléctrica.

Para conseguirlo se crea un campo eléctrico permanente a través de una unión p n, la parte superior de la célula se de silicio dopado n, es decir, en ella habrá más electrones libres que en una muestra de silicio natural, por el contrario, la parte inferior estará dopada positivamente, al contrario que la superior, tendrá menos electrones libres que el silicio natural.



Fig 5: Funcionamiento modulo fotovoltaico

### 2.3 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se comenzó a emplear a mediados del siglo XX, su aplicación principal era para uso aeroespacial ya que era la única fuente de energía fiable para los satélites, sin embargo, era una fuente de energía muy cara, su precio rondaba los 250\$/Wp. Conforme se fue investigando, se fue abaratando este coste hasta reducirse en 1973 a 20\$/wp. Fue en ese momento cuando se empezó a creer en la energía solar como una fuente de energía factible para el futuro.

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica ya es una energía más en los sistemas de generación mundial y no necesita de ayudas económicas para poder producir obteniendo beneficios ya que su coste se ha reducido hasta los 0,6\$/Wp y se prevé que se siga reduciendo un 30% para 2030.

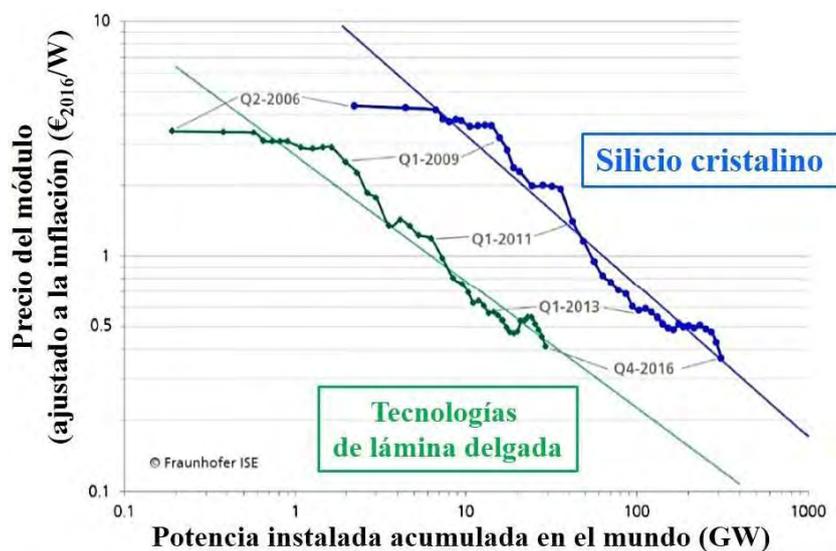


Fig 6: Evolución del precio del módulo fotovoltaico

Actualmente, en la mayoría de los países ya presenta un porcentaje d, pero no despreciable del consumo eléctrico total.

La energía solar fotovoltaica es ya la tercera energía renovable más importante en términos de potencia total instalada después de la eólica y la hidroeléctrica. Cubre aproximadamente el 3% del consumo total de la UE llegando a tener picos de alrededor del 7% en días de verano. Su tasa de periodo de retorno energético (tiempo que se tarda en recuperar la energía que se ha producido en la fabricación) es menor de un año, comparado con el dato de su vida útil, que está en torno a los 25-30 años, se observa que produce durante mas del 90% de su vida energía limpia.

### 2.3.1 Energía solar fotovoltaica en España

Durante el comienzo del siglo XXI, se produjo el primer boom de las renovables, las empresas, apoyadas por el gobierno, realizaron fuertes inversiones en este mercado, especialmente en el de la energía solar fotovoltaica. Este crecimiento, se vio mermado en el 2008 con la fuerte crisis económica que vivió España, pese a esto, durante este periodo fue la segunda fuente de energía que más potencia instaló durante este periodo.

Tras la salida de la crisis, la fotovoltaica continuó creciendo, pero sufrió varios golpes administrativos, como el impuesto del 7% a la generación, que se impuso en 2013, luego fue suspendido en 2018 y reintroducido en 2019. Además, en 2015 se instauró el popularmente conocido como “impuesto del sol” que se eliminó en octubre de 2018. A partir de aquí, potenciada principalmente por la reducción de costes en la producción, la energía solar fotovoltaica presenta su segundo boom, debido a la alta rentabilidad de las instalaciones más grandes (>20MWp).

FF



Fig 7: Evolución potencia instalada en España

Como se puede observar en ambos gráficos, la evolución es creciente y en referente a la figura 2.8, se puede observar en 2019 lo que los expertos consideran como el segundo boom de la fotovoltaica en España. Se muestra ahora, la distribución de la energía fotovoltaica en España

Se observa en esta ilustración la alta producción de Castilla la Mancha, Extremadura y Andalucía, debido principalmente a él poco desnivel de estas regiones y a su alto recurso solar. Poniendo nuestra vista en el futuro, España está llamado a ser uno de los impulsores principales para la energía fotovoltaica en Europa, principalmente por su

enorme recurso solar y su gran cantidad de espacio óptimo disponible, especialmente en la meseta.

## 2.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Atendiendo al uso deseado de la energía eléctrica producida, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en 2 grupos:

- Instalaciones para autoconsumo: En estos casos la instalación fotovoltaica tiene como objetivo satisfacer parcial o totalmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o instalación consumidora. Estas instalaciones se pueden dividir a su vez en dos tipos:

- Instalaciones aisladas con sistemas de baterías: el sistema consta de uno o varios bancos de baterías con el objetivo de almacenar los excedentes de energía producidos por la Instalación Fotovoltaica, de modo que estos puedan ser utilizados en los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta imposible o insuficiente (días excesivamente nublados, período nocturno...).

- Instalaciones interconectadas con la red: el sistema carece de baterías, pero mantiene la finalidad de autoconsumo. En los periodos en los que existe generación fotovoltaica y además el edificio en cuestión, demanda Energía Eléctrica, ésta se obtiene de la Instalación Fotovoltaica. Si durante el periodo de generación fotovoltaica, la demanda eléctrica es menor, el excedente de energía se vierte a red, obteniéndose de él un beneficio económico. Por el contrario, en aquellos periodos en los que la demanda no puede satisfacerse ya sea total o parcialmente, la instalación consumidora obtiene esa energía de la red eléctrica.

- Instalaciones para venta de energía: en estos casos la finalidad del Sistema Fotovoltaico es producir Energía Eléctrica que pueda ser inyectada a la red eléctrica y retribuida al precio correspondiente. En este tercer tipo, la energía que la instalación consumidora utiliza no es en ningún momento la producida directamente por el Sistema Fotovoltaico. Estos sistemas en ocasiones constan de bancos de baterías para regular la energía inyectada a la red y de este modo adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico.

En el caso concreto de este Trabajo Final de Grado se trata de una instalación fotovoltaica para venta de energía.

### 3 BASES DE DISEÑO

Además de las especificaciones del presente proyecto, serán de aplicación las siguientes disposiciones normas y reglamentos, cuyas prescripciones pueden afectar a las obras de este formando parte de él.

#### 3.1 Legislación y normativa aplicable

Para la elaboración del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- R.D. 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Resolución de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de estas a las redes de distribución en baja tensión.
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- R.D. 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- Normas particulares y condiciones técnicas y de seguridad de Endesa Distribución (Compañía Sevillana de Electricidad - C.S.E.).
- Condiciones y Ordenanzas Municipales impuestas por las entidades públicas afectadas.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28 de noviembre de 1997).
- Ley 7/2007, de 9 de julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Decreto 292/1995 de 22 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental de Andalucía.
- Requisitos exigidos por la Cía. Suministradora. • Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- R.D. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, aprobado por R.D. de 12 de marzo de 1.954 con las correspondientes modificaciones hasta la fecha.
- R.D. 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias IIC LAT 01 a 09.
- Ley de ordenación de la Edificación.
- Normas Básicas de la Edificación.
- Instrucción del Hormigón estructural EHE.
- Normas Tecnológicas de la Edificación que sean de aplicación.
- Normas relativas a la Seguridad y Salud en el Trabajo, Construcción y Protección contra incendios en las instalaciones eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- Normas CEI que sean de aplicación.
- Ley de Prevención de riesgos Laborales.
- Ordenanzas, Regulaciones y Códigos Nacionales, Autonómicos y Locales, que sean de aplicación
- Real Decreto 1.955/2.000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Normalización Nacional. Normas UNE y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 02.
- Ley 10/1996, de 18 de marzo sobre Expropiación Forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas y Reglamento para su aplicación, aprobado por Decreto 2619/1996 de 20 de octubre.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales. • Decreto 178/2006, de 10 de octubre, de la Junta de Andalucía. Decreto por la que se establecen las medidas de protección de la avifauna.

- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

### 3.2 Información utilizada

Para la realización de este proyecto se han consultado los informes de radiación y el estudio medio ambiental de las distintas zonas.

### 3.3 Criterios de diseño

Los criterios fundamentales que se han de tener en cuenta para la realización del proyecto son los siguientes:

- Se tratará de buscar la localización óptima para la planta fotovoltaica, tanto por razones técnicas como por ecológicas y económicas.
- El impacto ambiental de la infraestructura y las molestias ocasionadas durante su construcción deben de ser, en la medida de lo posible, los mínimos.

## 4 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

### 4.1 Necesidades por cubrir

Ante la necesidad de cumplir el objetivo de aprovechar al máximo los recursos naturales con el fin de proporcionar energía limpia se proyecta una planta de generación de energía mediante la irradiación solar.

### 4.2 Planteamiento de alternativas

Con anterioridad a la redacción del presente proyecto, se realizó un estudio de alternativas teniendo en cuenta sus ventajas e inconvenientes, que a continuación se procede a detallar.

#### A) Paneles solares fotovoltaicos con seguidor solar en 1 eje

Ese tipo de nitraciones, son las más económicas y las que se suelen realizar en este tipo de instalaciones.

#### B) Paneles solares fotovoltaicos bifaciales

Este tipo de paneles están evolucionando mucho en los últimos años, pero para su correcto funcionamiento, es necesario preparar el suelo para que refleje la radiación solar y no la absorba. Este proceso encarece mucho el proyecto, que además también es en carecido por el precio unitario del panel. Por lo tanto, este tipo de instalaciones resultan mas costosas, que pueden ser validas si es necesario instalar la mayor potencia posible en un espacio limitado, pero no es nuestro caso.

#### C) Paneles solares fotovoltaicos mono faciales con seguidor solar en 2 eje

Esta tecnología, aunque está bastante evolucionada encarece mucho el precio de los soportes/trackers y sobre todo el mantenimiento ya que hay que estar controlando instalaciones mecánicas que están al aire libre con los problemas que esto conlleva. Este tipo de instalaciones suelen ser muy útiles, al igual que en el caso anterior si se tiene de un espacio limitado y queremos instalar la mayor potencia posible. Pero no es nuestro caso.

#### 4.3 Decisión adoptada

Tras el estudio realizado anteriormente desarrollado, se ha optado por la opción de una planta fotovoltaica de placas solares monos faciales con seguidor solar en 1 eje, ya que, respecto a la viabilidad de la obra, coste de explotación y su complejidad, la eficacia del funcionamiento y los beneficios gana

### 5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se va a detallar los aspectos más relevantes para el diseño y construcción de un planta solar fotovoltaica.

#### 5.1 Selección del emplazamiento

La elección del terreno para la instalación es el primer paso de todo proyecto para venta a red de energía fotovoltaica. La viabilidad y rentabilidad del proyecto está muy condicionada por el emplazamiento elegido, siendo el principal motivo por el que se descartan las oportunidades de negocio encontradas por los comerciales.

El primer paso es determinar el tamaño del terreno elegido. A partir de la referencia catastral, realizamos la búsqueda del terreno en el catastro provincial, donde vendrá

indicada la superficie exacta del terreno y su localización. Aproximadamente, la instalación de 1MW de potencia nominal requiere de un espacio de 2,3 hectáreas de terreno.

Una vez asegurado el espacio necesario para una potencia rentable, debemos determinar la proximidad de una línea de distribución o de una subestación a la que poder verter la energía producida. La conexión a una red de transporte, propiedad de Red Eléctrica Española, no está permitida. La situación ideal sería la de una subestación en un radio de 500 metros, puesto que están diseñadas para absorber mucha más energía que una red de distribución o, si fuera necesario, la adición de un nuevo módulo sería más fácil. En caso contrario, será necesario solicitar el punto de acceso a una línea de distribución, propiedad de la distribuidora. El vertido de energía estará limitado por la capacidad de la red en ese punto. La proximidad y la necesidad de atravesar terrenos colindantes son factores para tener en cuenta por los costes extras que puedan acarrear.

Otra característica importante del terreno es su inclinación. Un terreno plano o con pendiente descendente hacia el sur permite una distribución de los paneles más compacta sin aumentar las pérdidas por sombras. Sin embargo, pendientes descendentes hacia el norte obligan a distanciar los paneles demasiado para evitar que se den sombra unos a otros, por lo que se reduce considerablemente la potencia instalada. Esta característica vendrá determinada por el Ground Coverage Ratio (GCR). La Fig. 3.2. ilustra el significado de este parámetro

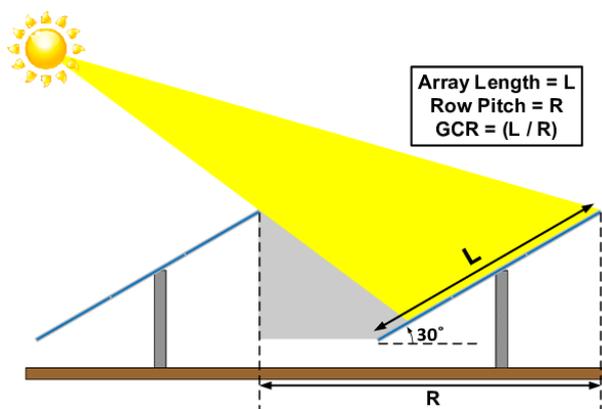


Fig 9: Sombra en paneles fotovoltaicos

## 5.2 Módulos fotovoltaicos

En general, los módulos fotovoltaicos están fabricados a partir de silicio. La principal diferencia entre paneles es la pureza del silicio utilizado, habiendo una relación directa entre la pureza, la eficiencia y el precio. Distinguimos entre celdas monocristalinas y policristalinas.

- Celdas monocristalinas: se originan mediante un enfriamiento muy lento del silicio fundido dopado con boro, obteniéndose un lingote que posteriormente será cortado en finas obleas. Su color es un azul oscuro y uniforme y su geometría es redondeada. La estructura cristalina es continua e ininterrumpida, carece de bordes de grano, lo que favorece la conductividad y la generación de energía en la celda.
- Celdas policristalinas: el silicio fundido se vierte directamente en moldes, lo que se traduce en un enfriamiento más rápido y descontrolado. Esto genera un mayor número de impurezas y discontinuidades en la estructura cristalina, obteniéndose numerosos bordes de grano que reducen su eficiencia.

Además de sus diferencias estructurales, es fácil distinguir ambas técnicas simplemente con una inspección visual como en la Fi



**Poly-Crystalline  
Solar Cell**



**Mono-Crystalline  
Solar Cell**

Fig 10: Modulo fotovoltaico policristalino

Fig 11: Modulo fotovoltaico monocristalino

Aunque estas son los dos tipos de celdas más utilizadas, también existen otras como las thin-film solar cells, celdas flexibles, paneles con capas transparentes, celdas orgánicas o celdas de concentración, aunque sus usos están más orientados a su integración en edificios o el autoconsumo y no para la generación eléctrica a gran escala.

En cuanto a la eficiencia del panel, los ensayos se realizan en condiciones estándar, una temperatura de 25 °C, una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup> y una masa de aire espectral de 1,5. Sin embargo, lo normal es que los módulos no trabajen en esas condiciones, por lo que su eficiencia variará a lo largo del año. La eficiencia del módulo está muy condicionada por la temperatura, disminuyendo a medida que esta aumenta.

### 5.2.1 Parámetros fundamentales

Para el dimensionado del proyecto debemos conocer los siguientes parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos:

- Potencia Nominal  $P_{MAX}$  ( $W_P$ ): Potencia máxima que producirá el panel en condiciones óptimas de radiación. Este parámetro se mide en una prueba en condiciones estándar de 1000W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura de la célula.
- Eficiencia del módulo (%): Nos indica la relación entre la potencia producida por el panel y la potencia solar recibida sobre el mismo, en condiciones estándar.
- Tensión a la potencia nominal  $V_{MPP}$  (V): Tensión asociada a la potencia máxima del panel.
- Corriente a la potencia nominal  $I_{MPP}$  (A): Corriente que distribuye el panel a la potencia máxima.
- Tensión en circuito abierto  $V_{OC}$  (V): Máxima tensión que se obtienen en los bornes del panel cuando no están conectados al circuito.
- Corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  (A): Máxima corriente que entrega el panel cuando no está conectada a ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Temperatura de operación: Rango de temperaturas para las que se asegura el buen funcionamiento del panel. Se debe considerar por tanto las temperaturas máximas y mínimas anuales e históricas de la zona elegida.
- Dimensiones del panel: Su importancia radica en el cálculo del espacio entre filas paralelas de paneles para evitar sombras entre ellas.

- Máxima tensión del sistema: Tensión máxima que soportan los módulos. Limita el número de paneles en serie que puede tener el string, por lo que en proyectos de grandes dimensiones conviene elegir el valor mayor para poder reducir el número de string y elevar la tensión de estos, reduciendo así las pérdidas en continua.
- Coeficientes de temperatura: Indican el cambio porcentual de los parámetros de potencia máxima, tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito en función de la temperatura del panel. Son parámetros fundamentales para conocer los parámetros de funcionamiento de los paneles en las condiciones climatológicas más adversas de la zona.

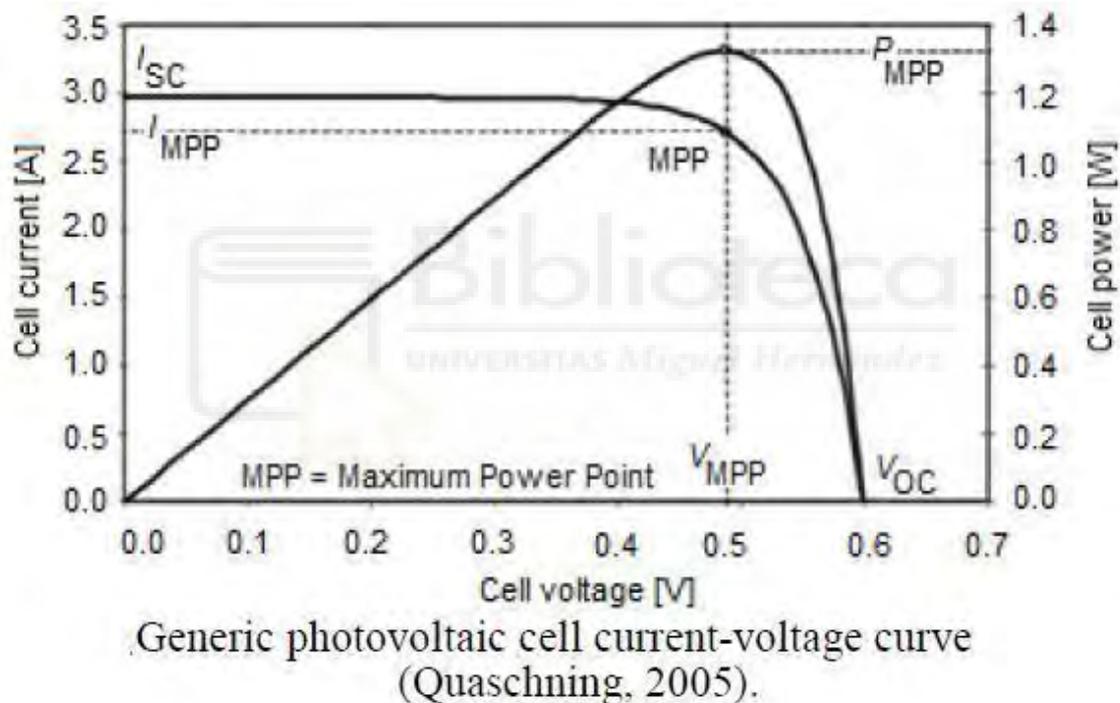


Fig 12: Curva genérica modulo fotovoltaico

### 5.3 Soportes de los paneles

Los soportes de los paneles fotovoltaicos, conocidos como trackers, es un aparte fundamental de la planta ya que influye en la capacidad de generación de los paneles al poder modificar el ángulo de incidencia. Existen una amplia variedad de soportes en el mercado, se debe seleccionar un modelo que se adapte a las condiciones específicas de nuestra instalación, tales como el tipo de suelo, inclinación deseada o condiciones

climatológicas. Otro aspecto para tener en cuenta para la elección del soporte es el aspecto económico, ya que en función del modelo elegido puede variar la inversión, pero también cambiara el rendimiento de los paneles, por lo tanto, trataremos de buscar la solución óptima.

- Situación geográfica: la elección del terreno y su ubicación es la primera parte del diseño de una planta solar. La latitud del terreno nos indica la inclinación optima del terreno, pero también es importante saber el tipo de inclinación que tiene el terreno para calcular la distancia que debe tener los soportes entre filas para que no se generen sombras y maximizar el rendimiento y de esta manera aumentar el rendimiento de energía.
- Condiciones climáticas: debemos tener en cuenta parámetros como la velocidad del viento, que nos puede obligar a aumentar las fijaciones y peso de la estructura. También es necesario tener en cuenta variables como los días de nieve y la humedad.
- Factor económico: este es uno de los aspectos mas importantes, ya que cualquier tipo tracker que veamos a continuación se puede adpatar a cada situación, ya que existen diferentes tipos de soprtes, desde fijos al suelo, no se puede modificar el angulo del panel hasta soprtes que se pueden mover en 2 ejes.

#### 5.4 Inversores

El inversor solar es un elemento fundamental en toda planta fotovoltaica, pues las placas solares generan energía en corriente continua (CC), siendo necesaria su transformación a correitne alterna (AC), para su distribuion por la red

Hay varios tipos de inversores disponibles en el mercado:

- Inversor central: se caracterizan por la conexión de un conjunto de paneles en serie por string, no siendo posible la monitorización y control individualizada de cada panel, pero reduce la inversión. Se utilizan cuando los paneles se orientan todos en la misma dirección y no hay sombras que vayan a limitar la producción de algún panel limitando así la producción de todo el string.
- Micro inversores: son más utilizados para el autoconsumo o instalaciones pequeñas. Se integran directamente en cada panel, lo que permite monitorizar la

producción individualmente y maximizarla, eliminando el “cuello de botella” de las conexiones en serie.

En la selección del inversor debemos tener en cuenta una serie de características:

- Rendimiento (%): relaciona la potencia de entrada y la potencia de salida del inversor. Debe ser al menos de un 92% cuando la instalación se encuentre produciendo al 50% de su potencia nominal y del 94% cuando lo haga al 100%.
- Tensión nominal: tensión en los bornes de entrada del inversor.
- Potencia máxima de transformación: Cantidad de energía máxima que es capaz de transformar, suele estar expresada en W.
- Seguidor del punto de máxima potencia (MPP): adaptador eléctrico que hace trabajar a los paneles en el punto de su curva característica donde generen la máxima potencia.
- Potencia nominal: la potencia nominal se calcula como el 85% o 90% de la potencia total instalada, potencia máxima que generarán los paneles en condiciones normales. No se calcula para el 100% o se sobredimensiona porque si no la mayor parte del tiempo, el inversor trabajaría con un rendimiento menor.
- Factor de potencia: relación entre la potencia activa y reactiva que suministra el inversor. Lo ideal es que su factor de potencia sea 1, de forma que toda la potencia suministrada sea activa y no se produzcan pérdidas por reactiva.
- Distorsión armónica (THD): indica el porcentaje de contenido armónico máximo de la tensión en alterna a la salida del inversor. Cuanto más baja, mejor será el rendimiento.
- Protecciones: el inversor debe incorporar una serie de protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, sobrecalentamiento, funcionamiento en modo isla, inversión de polaridad y un grado de aislamiento IP30 si está situado en el interior de un edificio o IP65 si está en el exterior.

Cumpliendo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE, el inversor debe tener una potencia máxima que permita en todo momento obtener el máximo rendimiento de la instalación, debe funcionar como fuente de corriente, auto conmutado, con seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y no funcionar en isla. Debe incorporar protecciones frente a

cortocircuitos en alterna, tensiones de red fuera de rango, frecuencias de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones en la red.

Dispondremos tantos inversores como tracker, ya que para minimizar perdidas dispondremos de un inversor para cada tracker.

#### 5.5 Cajas de agrupación de corriente alterna

Al final de cada grupo de trackers iran colocadas las cajas de agrupación, en adelante AC BOX, que agrupara la salida de 8 inverosres en un único cable. Las AC BOX, sirven también como elemento de protección ya que incorporan para cada fase un fisible y a la salida de la caja un seccionador. Las AC BOX irán numeradas del 1 al 15

A la salida de los inversores, se colocará la caja de agrupación, en adelante AC BOX que agrupará la salida de ocho inversores en un único cable. Las AC Box, sirven también como elemento de protección ya que incorporan para cada fase un fusible y a la salida de la caja un seccionador. Las cajas de agrupación iran numeradas de 1 a 28.

Posteriormente y situadas al lado de los transformadores de media tensión, se encuentran las cajas de agrupación de alterna nivel II, en adelante Main AC Box, estas incorporan por fase un fusible seccionador. Estas cajas de agrupación iran indicadas con el mismo nombre que el transformador al que alimentan (A-H).

#### 5.6 Transformadores

Los transformadores es un elemento elemental de este tipo de instalaciones, los módulos generan electricidad en baja tensión y para poder suministrarlo a la red son necesarios los transformadores. Los transformadores iran identificados de manera alfabética de A-H.

#### 5.7 Cableado y soportes

Los cables se encargan de transportar la energía generada desde los módulos hasta la línea de distribución, pasando por el inversor, el centro de transformación y la línea de vertido. Su correcto dimensionado permite limitar las pérdidas en la instalación. Se debe tener en cuenta su longitud, sección, conductividad o la intensidad que los atravesará.

También se debe dimensionar la canalización del cableado, en concreto el cableado conecta los paneles con el centro de transformación, que deberá ser entubado y soterrado para protegerlo.

Al igual que le resto de partes de la instalación, deben estar diseñadas de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE. Entre los puntos más importantes, el conexionado de los polos positivos y negativos de cada grupo de módulos por separado y protegidos, deben ser de cobre, con sección adecuada para evitar caídas de tensión inferior al 1,5% y sobrecalentamientos, debe tener una longitud tal que evite esfuerzos en los elementos de la instalación y el cableado de continua será de doble aislamiento.

Así mismo, la propietaria de la red de distribución a la que se realizará el vertido, Iberdrola, requiere el cumplimiento de una serie de requisitos descritos en sus condiciones técnicas.

Entre otros, toda instalación generadora debe estar dotada de un sistema de protección y un interruptor automático que permita su desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación generadora, en línea con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Reglamento de Alta Tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) correspondientes.

Aunque el inversor viene integrado con las protecciones que este requiere, es necesaria la instalación de protecciones adicionales en el resto de los elementos de la instalación, de forma que se cumplan con las especificaciones de la distribuidora.

En la zona previa al inversor, debemos contar con protecciones de corriente continua, tales como fusibles y seccionadores.

Por otro lado, las protecciones en el punto de conexión de alterna requeridas por la propietaria de la línea son las siguientes:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M) conectado entre fases ajustado a 51 Hz y 48 Hz con una temporización de 0,2 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión (59) conectado entre fases ajustado a 1,1 de la tensión media entre fases con una temporización de 0,6 segundos.
- Un relé trifásico de mínima tensión ajustado a 0,85  $U_n$  con una temporización de 1,5 segundos.

- Un relé de máxima tensión homopolar (59N) conectado en triangulo abierto ajustado a 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3 con una temporización en 0,6 segundos.
- Interruptor magnetotérmico diferencial general. La Fig. 3.5. muestra un esquema general para la implementación de las medidas de protección descritas previamente.

## 5.8 Puesta a tierra de la instalación

La conexión a tierra es un requisito indispensable para la seguridad de toda instalación eléctrica. Asegura el buen funcionamiento de las protecciones y limita la tensión con respecto a tierra que puedan presentar toda masa metálica conectada. También previene posibles averías debido a sobretensiones o cortocircuitos. Consiste en una conexión directa de sección suficiente y sin protección alguna entre cada elemento de la instalación y la tierra. También debe permitir el paso de corrientes generadas por descargas de origen atmosférico.

Consiste en una unión metálica directa entre la instalación y el terreno sobre el que se encuentra, siendo el terreno el encargado de disipar las corrientes. Para ello, se entierra un grupo de electrodos en el suelo. Pueden ser en forma de picas o láminas planas, que se conectan entre sí y a su vez a la línea de enlace con el punto de puesta a tierra de la instalación. Toda la instalación permanecerá enterrada, por lo que debe garantizarse una unión perfecta por su difícil acceso para reparaciones.

Para cumplir con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE, se debe asegurar que todas las masas de la instalación, tanto las de sección continua como las de alterna, estén conectadas a una única tierra. Esta tierra debe ser independiente de la tierra del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Por su parte, la compañía Iberdrola también establece sus propios requisitos. En concreto, el accionamiento del seccionador de puesta a tierra de la instalación generadora situado en el lado de la línea de Iberdrola estará bloqueado mediante un candado normalizado por Iberdrola con su correspondiente señalización para evitar accidentalmente la puesta a tierra de la línea por parte de la instalación generadora.

## 5.9 Sistema de telecontrol, telemedida y facturación

El sistema de teledatada nos permite realizar un seguimiento del estado de nuestra instalación y detectar posibles fallos en los generadores. Garantiza permanentemente la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, enviando medidas en tiempo real a Iberdrola. Se debe ubicar en el punto de conexión a la red y debe recoger las tensiones y corrientes vertidas a la red.

Por otro lado, el sistema de telecontrol actúa sobre el sistema de conexión de la instalación para permitir su desconexión remota en caso necesario por parte de la propietaria de la red.

El sistema de facturación será un contador que permita medir la energía vertida a la red. Según la normativa vigente, se instalará un contador homologado por la empresa distribuidora. A partir de estos datos, se realizará la facturación a la compañía por la energía vertida.

#### 5.10 Instalaciones de seguridad y vigilancia

El elevado coste de la inversión requiere la contratación de un seguro que cubra los posibles daños que sufra la instalación a lo largo de su vida útil. Como requisito habitual de las aseguradoras, la instalación debe contar con ciertas medidas de seguridad tales como vallado, cámaras de videovigilancia o alarma conectada a una central todo el año. Así mismo, debe disponer de una alimentación de seguridad en caso de fallo eléctrico que asegure el funcionamiento de estas instalaciones durante al menos 72 horas.

#### 5.11 Mantenimiento y operación

La compañía deja en manos del titular de la instalación generadora el mantenimiento de esta, asumiendo el compromiso de mantener las instalaciones de su propiedad en servicio, así como las protecciones y elementos de maniobra de su propiedad que garanticen la exportación de energía en condiciones de seguridad. Para ello, se debe disponer de un contrato con una empresa especializada en el mantenimiento de este tipo de instalaciones.

## 6 INSTALACION ELECTRICA

La primera correspondiente a corriente continua en baja tensión, que contempla la conexión entre los módulos hasta los inversores. La segunda, que la podemos

diferenciar en dos tramos de corriente alterna, la primera entre los inversores y los centros de transformación, dentro de la planta y la segunda entre los centros de transformación y la subestación.

#### 6.1 Cableado de BT en CC

Los conductores que unen los módulos fotovoltaicos con las cajas de conexión en paralelo a emplear serán de cobre, unipolares, tensión asignada de 0,6/1KV, doble aislamiento de polietileno reticulado “XLPE”, de 4mm<sup>2</sup>.

Los conductores que unen las cajas de conexión en paralelo con los bloques de los inversores serán de aluminio, tensión asignada de 0,6/1KV, doble aislamiento de polietileno reticulado “XLPE”, de secciones variables entre 25 y 185 mm<sup>2</sup>

El cálculo de la sección de los conductores de corriente continua se realiza teniendo en cuenta una caída de tensión que no supere el 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia de la agrupación de conductores del Sting

#### 6.2 Cableado de MT en AC

En la media tensión los conductores a emplear serán de aluminio, unipolar con aislamiento de XLPE, tensión asignada de 0,61/1KV y las secciones comprendidas entre 240 y 500 mm<sup>2</sup>, dependiendo de la longitud del tramo y de la carga a transportar.

El cálculo de la sección de los conductores se realizará teniendo en cuenta que el valor máximo de la caída de tensión no sea superior a 3% de la tensión de línea del sistema trifásico en cada uno de los tramos (baja y media tensión) y verifica que la máxima intensidad admisible de los conductores queda garantizada en todo momento

La sección adoptada para el neutro en baja tensión variara en función de la sección elegida para el conductor, siempre teniendo en cuenta la tabla 1 de ITC-BT 07.

El conductor neutro en baja tensión será identificado por un sistema adecuado. Estará conectado a la tierra de servicio de cada centro de transformación.

## 7 ANALISIS DE LA SOLUCION ADOPTADA

La realización de los cálculos de la instalación se ha realizado de acuerdo con el anejo II “Caculos Justificativos”, por lo que todas las referencias que se hagan se refieren a ese documento.

### 7.1 Cálculos básicos de diseño de la instalación

Como se ha explicado anteriormente, se procede al cálculo de la potencia en CC, en AC

La planta que vamos a diseñar es de 10MW, pero teniendo en cuenta el rendimiento de los módulos, y pérdidas que puedan surgir durante el funcionamiento, vamos a diseñar la planta con un sobredimensionamiento del 25%, siendo este algo normal, ya que lo estándar es que el sobredimensionamiento sea superior al 20%.

En cuanto a los módulos seleccionados para nuestra instalación, se opta por la selección de un módulo mono facial, ya que se considera que el coste adicional de los módulos bifaciales no será justificable con el aumento de la producción de energía en estructura con modulo bifacial. Se selecciona un módulo potente de  $670 W_P$  monocristalino para maximizar la eficiencia, ya que por un ligero aumento de precio tenemos un módulo con características muy superiores y es una tecnología que está muy controlada. Es de la marca TRINASOLAR, la ficha técnica completa está en incluido en el anejo V

Aplicando la ecuación con un sobredimensionamiento del 25% nos da una potencia pico de 12,5 MWp

Una vez sabiendo esto podemos hallar el número de módulos que necesitamos

$$n^{\circ} \text{ de modulos} = \frac{\text{Potencia pico de la instalacion}}{\text{Potencia pico del panel}}$$

Siendo:

- Potencia pico de la instalación: la considera anteriormente e igual a 10 MWp
- Potencia pico del panel: la indicada en la ficha técnica del panel e igual a 670 Wp

Haciendo esta división se obtiene como resultado

$$n^{\circ} \text{ de modulos} \approx 18657 \text{ modulos}$$

El siguiente paso para determinar será la selección del soporte de los módulos, la creación de los strings y el inversor.

La estructura empleada para la instalación (tracker) será con seguidor solar en el eje horizontal y los módulos estarán orientados a N-S, de la marca TRINA TRACKER, el modelo Vanguard, ya que cuenta con un sistema monitorizado con el cual máxima el rendimiento de la planta y evita la aparición de sombras entre las distintas filas.

En cada tracker van a ir colocados 80 módulos, separados en 4 strings. Al final de cada tracker ira colocado un inversor para minimizar las perdidas en CC.

Es decir, para llegar a la potencia pico se necesitarán de 233,3. Sin embargo, este ss.

$$n^{\circ} \text{ de tracker} \approx 234 \text{ trackers}$$

Para que no quede un tracker vacío, hemos decidido completarlo por lo tanto temeremos 18720 módulos, que producirán una potencia pico de 12,57 MW.

Cada tracker estará compuesto por 4 strings por lo tanto tendremos:

$$n^{\circ} \text{ de strings} = 936 \text{ strings}$$

En corriente continua se producen el mayor % de perdidas por lo tanto hemos decidió poner al final de cada tracker un inversor para transformar la corriente a corriente alterna, por lo tanto, dispondremos de un inversor en cada tracker teniendo en total 234 inversores. La planta estará organizada en 14 bloques de 16 tracker y uno de 10. Al final de cada bloque habrá una AC Box que concentrara todos los cables para llevárselos a las Main AC Box, que estarán junto a los transformadores.

| <b>Parametro</b>       | <b>Valor</b> |
|------------------------|--------------|
| Potencia en CC         | 12.500 Kwp   |
| Potencia en CA         | 10 MVA       |
| Sobredimensionamiento  | 25%          |
| Nº módulos             | 18720        |
| Nº módulos por string  | 20           |
| Nº strings por tracker | 4            |
| Nº Inversores          | 234          |
| Nº Ac Box              | 30           |
| Nº main Ac Box         | 8            |
| Nº transformadores     | 8            |

Tabla 1 Parametros generales

## 7.2 Cálculo de baja tensión

### 7.2.1 Enseriado de paneles

Para llevar a cabo la justificación de enseriado (20 módulos/string) se comprobará por dos criterios, el de la intensidad y el de la tensión.

Para ello se deberá acudir a la hoja técnica del módulo y del inversor. Se muestran las características principales de ambos.

Tabla características del modulo

| <b>Parámetro</b>   | <b>Valor</b> |
|--|--------------|
| Potencia máxima  | 670 $W_p$    |
| Tensión en el punto de máxima potencia                                       | 38 V         |
| Tensión de circuito abierto  | 46.1 V       |
| Intensidad en el punto de máxima potencia                                    | 17.55 A      |
| Intensidad de corto circuito   | 18.62 A      |
| Rendimiento del modulo   | 21.1%        |
| Coefficiente de variación de temperatura de la potencia con la temperatura   | 0.34%        |
| Coefficiente de variación de temperatura de la tensión con la temperatura    | 0.25%        |
| Coefficiente de variación de temperatura de la intensidad con la temperatura | 0.04%        |
| Temperatura de operación nominal de la célula                                | 43°C         |

Tabla 2 Parámetros panel fotovoltaico

Tabla características a la entrada del inversor

| <b>Parámetro</b>                                  | <b>Valor</b> |
|---|--------------|
| Voltaje máximo a la entrada                       | 1100V        |
| Corriente máxima por MPPT                         | 10000V       |
| Corriente máxima de cortocircuito por MPPT        | 44.5 A       |
| Rango de operación en el punto de máxima potencia | 200-1000V    |
| Voltaje nominal                                   | 480 V        |
| Numero de Inputs                                  | 12           |
| Número de seguidores del punto de máxima potencia | 4/12         |

Tabla 3 Tabla características a la entrada del inversor

- Comprobación de intensidad

Se comprueba que la máxima intensidad que puede darse en el campo fotovoltaico es en cualquier caso menor que la intensidad máxima a la entrada del inversor. Para esto, tenemos en cuenta el coeficiente de corrección de intensidad de cortocircuito que se indica en la ficha técnica del módulo, y nos da un valor porcentual del incremento de la intensidad por cada grado que aumente la temperatura (con respecto a las condiciones STC)

Se aplica la ecuación (5)

$$I_{MAX} = n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * I_{sc} + \left( \frac{K_{SC}}{100} * I_{sc} * n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \right)$$

Siendo:

- N.º strings en paralelo igual 4
- $I_{sc}$ : intensidad de corto circuito, igual a 18,62 A.
- $K_{SC}$ : coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura, igual a 0,04%/°C
- $T_{MAX}$ : temperatura máxima del panel, igual a 70°C

$$I_{MAX} = 75,97A$$

La corriente máxima de entrada al inversor no es dada como tal en la ficha técnica, pero sí que se da la corriente máxima por punto de máxima potencia (MPPT): Esta tiene un valor de 28,5 A y al tener 4 MPPTs se puede asegurar que el inasor soportara:

$$I_{MAX,INV} = I_{MAX,MPPT} * n^{\circ} MPPTs$$

Con esta fórmula se obtiene el valor máximo a la entrada de:

$$I_{MAX,INV} = 114 A$$

Por lo tanto, se verifica que:

$$I_{MAX,INV} \geq I_{MAX}$$

Comprobación por tensión:

Se aplica la ecuación (6):

$$V_{MIN} = n^{\circ} \text{ mod. serie} * V_{MPPT} + \left( \frac{K_{QC}}{100} * V_{MPPT} * n^{\circ} \text{ mod. serie} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \right)$$

Siendo:

- N.º mod. Serie: número de módulos en serie de un string igual a 20.
- $V_{MPPT}$ : tensión en el punto de máxima potencia, igual a 38,2 V
- $K_{OC}$ : coeficiente de variación de la tensión con la temperatura, igual a (-0,25%/°C)
- $T_{MAX}$ : temperatura máxima del panel, igual a 70 °C

$$V_{MIN} = 668,5 V$$

Este valor es considerablemente superior en comparación con la tensión mínima a la entrada

Se comprobará ahora la tensión máxima, este parámetro suele ser el más restrictivo a la hora del cálculo del enseriado. Se aplica ahora de nuevo la ecuación 5,

$$V_{MIN} = n^{\circ}mod. serie * V_{OC} + \left( \frac{K_{OC}}{100} * V_{OC} * n^{\circ}mod. serie * (T_{MIN} - 20^{\circ}C) \right)$$

Siendo:

- N.º mod. Serie: número de módulos en serie de un string 20
- $V_{OC}$ : tensión en el punto de máxima potencia, igual a 46,1 V
- $K_{OC}$ : coeficiente de variación de la tensión con la temperatura, igual a (-0,28%/°C)
- $T_{MIN}$ : temperatura máxima del panel, igual a -10°C.

$$V_{MAX} = 991,15 V$$

Como se ha podido comprobar, el valor de la tensión del circuito abierto en las peores condiciones (temperatura mínima e irradiación máxima) se seguirá cumpliendo por lo que se puede concluir que el enseriado a 20 sería posible.

## 7.2.2 Cálculo de las secciones de cableado

Como se ha explicado anteriormente, para abordar el cálculo dividiremos en 4 tramos, para cada uno de estos se comprobará por el criterio de caída de tensión y por el criterio de intensidad máxima.

### 7.2.1.1 Tramo CC: Final del string – inversor

### Criterio de intensidad máxima

En este caso, se trata de seleccionar un cable que admita una intensidad máxima admisible un 25% superior a la intensidad máxima que pueda circular por el cable.

Las corrientes máximas del conductor en servicio permanente para el cableado de string se recogen en la tabla 3 de la norma UNE-EN 50618.

| SECCIÓN<br><br><i>mm</i> <sup>2</sup> | TIPO DE INSTALACIÓN |                  |                         |
|---------------------------------------|---------------------|------------------|-------------------------|
|                                       | Al aire 60°C        | Sobre superficie | Adyacente a superficies |
|                                       | A                   | A                | A                       |
| 1,5                                   | 30                  | 29               | 24                      |
| 2,5                                   | 41                  | 39               | 33                      |
| 4                                     | 55                  | 52               | 44                      |
| 6                                     | 70                  | 67               | 57                      |
| 10                                    | 98                  | 93               | 79                      |
| 16                                    | 132                 | 125              | 107                     |
| 25                                    | 176                 | 167              | 142                     |
| 35                                    | 218                 | 207              | 176                     |

Tabla 4 Intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE-EN 50618

El cable seleccionado debe cumplir:

$$I_Z \geq 1,25 * I_{string\ max} \geq 23,28\ A$$

Siendo:

- $I_Z$ : intensidad máxima admisible en servicio permanente
- $I_{STRING,MAX}$  se considera en este caso la intensidad de corto circuito del módulo, es decir 18,62 A

Sin embargo, la intensidad máxima admisible se ve reducida por 3 factores, por lo tanto:

$$I_Z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$$

Siendo:

- $I_0$ : intensidad obtenida en las tablas, para conductores sobre superficie de 4 mm<sup>2</sup> se obtiene un valor de 52 A

- $K_1$ : factor de reducción por agrupación de cables, al ser varios cables discurriendo juntos, será igual a 0,8
- $K_2$ : Factor de reducción por radiación directa sobre el conductor. Aunque estará sombreado prácticamente la totalidad del tiempo, se aplicará también un facto de 0,85.
- $K_3$ : Factor de reducción por temperatura. Las tablas son para conductores a 60°C por lo tanto al considerar una temperatura de 90°C se deberá aplicar un factor de corrección de 0,71.

Por lo tanto:

$$I_z = 28,24 A$$

Y se cumple que:

$$I_z \geq 1,25 * I_{string\ max} \geq 23,28 A$$

Por lo tanto, para este tramo, será suficiente con secciones de cable de 4 mm<sup>2</sup>.

#### Criterio caído de tensión

Como se ha dicho anterior mente, se garantiza una caída de tensión máxima del 1%. Se calculará para el caso más desfavorable, es decir, con niveles de irradiación superiores a 900 W/m<sup>2</sup>. Se aplica la ecuación 7 que se muestra a continuación

$$S \geq \frac{2 * L_{string} * I_{string}}{\frac{f}{100} * \sigma(T_{MAX}) * V_{string}}$$

Siendo:

$L_{STRING}$ : Longitud desde el módulo más alejado al inversor. Al ser strings de 20 módulos y estar éstos colocados en posición vertical. Observando el plano, se considera la longitud más desfavorable, es decir, el string más alejado. Aproximadamente 35 m.

-  $I_{STRING}$ : Intensidad máxima que recorre el string, se tomará como ésta la intensidad de cortocircuito proporcionado por el fabricante e igual a 18,62 A.

-  $\sigma(T_{MAX})$ : Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta

temperatura es de  $44 \Omega\text{m}/\text{mm}^2$

- *Vstring*: Tensión del string en el punto de máxima potencia, para nuestro caso tiene un

valor de 991,15 V

$$S \geq 3 \text{ mm}^2$$

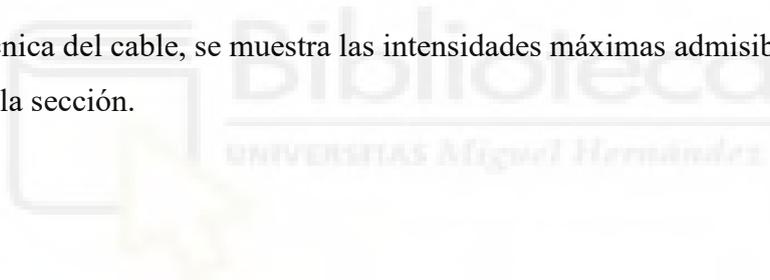
Los datos son los mismos para cada string ya que todos están compuestos por el mismo número de paneles. Se usará un cable de cobre unipolar, con tensión asignada de 0,6/1 Kv, de doble aislamiento reticulado “XLPE” de  $4 \text{ mm}^2$ .

#### 7.2.1.2 Tramo de CA: inversor – AC Box

##### Criterio corriente máxima

Como ya se ha comentado en la memoria el cable seleccionado para este tramo es el RV-K FOC de la marca general cable, una empresa del grupo Prysmian.

En la ficha técnica del cable, se muestra las intensidades máximas admisibles del cable en función de la sección.



| Código General Cable | Sección (mm <sup>2</sup> ) | Diámetro exterior (mm) | Peso (kg/km) | Radio curvatura (mm) | Caída de tensión cos $\phi = 0,8$ (V/A.km) | Caída de tensión cos $\phi = 1$ (V/A.km) |
|----------------------|----------------------------|------------------------|--------------|----------------------|--|--|
| 1994106              | 1x1,5                      | 5,7                    | 45           | 25                   | 23,6                                       | 29,4                                     |
| 1994107              | 1x2,5                      | 6,1                    | 60           | 25                   | 14,2                                       | 17,6                                     |
| 1994108              | 1x4                        | 6,7                    | 75           | 30                   | 8,87                                       | 10,9                                     |
| 1994109              | 1x6                        | 7,2                    | 95           | 30                   | 5,95                                       | 7,29                                     |
| 1994110              | 1x10                       | 8,2                    | 140          | 35                   | 3,48                                       | 4,22                                     |
| 1994111              | 1x16                       | 9,2                    | 195          | 40                   | 2,24                                       | 2,67                                     |
| 1994112              | 1x25                       | 10,8                   | 285          | 45                   | 1,48                                       | 1,72                                     |
| 1994113              | 1x35                       | 11,9                   | 380          | 50                   | 1,07                                       | 1,22                                     |
| 1994114              | 1x50                       | 13,5                   | 520          | 55                   | 0,773                                      | 0,852                                    |
| 1994115              | 1x70                       | 15,6                   | 720          | 65                   | 0,568                                      | 0,601                                    |
| 1994116              | 1x95                       | 17,4                   | 930          | 70                   | 0,449                                      | 0,455                                    |
| 1994117              | 1x120                      | 19,4                   | 1.175        | 80                   | 0,368                                      | 0,356                                    |
| 1994118              | 1x150                      | 21,4                   | 1.455        | 90                   | 0,311                                      | 0,285                                    |
| 1994119              | 1x185                      | 23,3                   | 1.745        | 95                   | 0,270                                      | 0,234                                    |
| 1994120              | 1x240                      | 26,6                   | 2.315        | 135                  | 0,223                                      | 0,177                                    |
| 1994121              | 1x300                      | 30,2                   | 2.895        | 155                  | 0,193                                      | 0,142                                    |
| 1994122              | 1x400                      | 34,8                   | 3.925        | 175                  | 0,164                                      | 0,107                                    |
| 1994123              | 1x500                      | 40,6                   | 5.180        | 205                  | 0,145                                      | 0,085                                    |
| 1994124              | 1x630                      | 44,7                   | 6.585        | 225                  | 0,128                                      | 0,063                                    |
| 1994206              | 2x1,5                      | 8,6                    | 100          | 35                   | 23,6                                       | 29,4                                     |
| 1994207              | 2x2,5                      | 9,4                    | 130          | 40                   | 14,2                                       | 17,6                                     |
| 1994208              | 2x4                        | 10,5                   | 170          | 45                   | 8,84                                       | 10,9                                     |
| 1994209              | 2x6                        | 11,6                   | 225          | 50                   | 5,92                                       | 7,29                                     |
| 1994210              | 2x10                       | 13,5                   | 335          | 55                   | 3,46                                       | 4,22                                     |
| 1994211              | 2x16                       | 15,5                   | 475          | 65                   | 2,22                                       | 2,67                                     |
| 1994212              | 2x25                       | 18,8                   | 710          | 75                   | 1,46                                       | 1,72                                     |
| 1994213              | 2x35                       | 21,2                   | 950          | 85                   | 1,06                                       | 1,22                                     |
| 1999214              | 2x50                       | 21,6                   | 1.185        | 90                   | 0,758                                      | 0,852                                    |
| 1999215              | 2x70                       | 25,1                   | 1.365        | 125                  | 0,555                                      | 0,601                                    |
| 1999216              | 2x95                       | 28,0                   | 2.110        | 140                  | 0,438                                      | 0,455                                    |
| 1999217              | 2x120                      | 31,5                   | 2.680        | 160                  | 0,358                                      | 0,356                                    |
| 1999218              | 2x150                      | 34,8                   | 3.310        | 175                  | 0,302                                      | 0,285                                    |
| 1999219              | 2x185                      | 38,0                   | 3.985        | 190                  | 0,262                                      | 0,229                                    |
| 1999220              | 2x240                      | 43,5                   | 5.290        | 220                  | 0,215                                      | 0,177                                    |
| 1994306              | 3x1,5                      | 9,0                    | 115          | 40                   | 23,6                                       | 29,4                                     |
| 1994307              | 3x2,5                      | 9,9                    | 155          | 40                   | 14,2                                       | 17,6                                     |
| 1994308              | 3x4                        | 11,1                   | 210          | 45                   | 8,84                                       | 10,9                                     |
| 1994309              | 3x6                        | 12,3                   | 275          | 50                   | 5,92                                       | 7,29                                     |
| 1994310              | 3x10                       | 14,3                   | 420          | 60                   | 3,46                                       | 4,22                                     |

Fig. 13 Tabla caída de tensión RV-k FOC

| CÓDIGO  | SECCIÓN         | DIÁMETRO EXTERIOR | PESO  | RADIO DE CURVATURA | INTENSIDAD             |                          | CAIDA DE TENSION |               |
|---------|-----------------|-------------------|-------|--------------------|------------------------|--------------------------|------------------|---------------|
|         |                 |                   |       |                    | AL AIRE <sup>(1)</sup> | ENTERRADA <sup>(2)</sup> | COS $\mu = 0,8$  | COS $\mu = 1$ |
|         | mm <sup>2</sup> | mm                | kg/km | mm                 | A                      | A                        | V/A.km           | V/A.km        |
| 1994106 | 1x1,5           | 5,7               | 45    | 25                 | 20                     | 27                       | 23,64            | 29,37         |
| 1994107 | 1x2,5           | 6,1               | 60    | 25                 | 28                     | 36                       | 14,23            | 17,62         |
| 1994108 | 1x4             | 6,7               | 75    | 30                 | 38                     | 46                       | 8,873            | 10,93         |
| 1994109 | 1x6             | 7,2               | 95    | 30                 | 48                     | 58                       | 5,950            | 7,288         |
| 1994110 | 1x10            | 8,2               | 140   | 35                 | 66                     | 78                       | 3,484            | 4,218         |
| 1994111 | 1x16            | 9,2               | 195   | 40                 | 88                     | 100                      | 2,240            | 2,672         |
| 1994112 | 1x25            | 10,8              | 285   | 45                 | 115                    | 125                      | 1,476            | 1,723         |
| 1994113 | 1x35            | 11,9              | 380   | 50                 | 145                    | 150                      | 1,073            | 1,224         |
| 1994114 | 1x50            | 13,5              | 520   | 55                 | 185                    | 185                      | 0,773            | 0,852         |
| 1994115 | 1x70            | 15,6              | 720   | 65                 | 235                    | 225                      | 0,568            | 0,601         |
| 1994116 | 1x95            | 17,4              | 930   | 70                 | 285                    | 260                      | 0,449            | 0,455         |
| 1994117 | 1x120           | 19,4              | 1.170 | 80                 | 335                    | 300                      | 0,368            | 0,356         |
| 1994118 | 1x150           | 21,4              | 1.450 | 90                 | 390                    | 340                      | 0,311            | 0,285         |
| 1994119 | 1x185           | 23,3              | 1.740 | 95                 | 445                    | 380                      | 0,270            | 0,234         |
| 1994120 | 1x240           | 26,6              | 2.310 | 135                | 540                    | 445                      | 0,223            | 0,177         |
| 1994121 | 1x300           | 30,2              | 2.890 | 155                | 610                    | 500                      | 0,193            | 0,142         |

Fig. 14 Intensidades admisibles RV-K FOC

De nuevo se debe cumplir el criterio:

$$I_z \geq 1,25 * I_{MAX}$$

Siendo:

- $I_z$ : intensidad máxima admisible en servicio permanente
- $I_{MAX}$ : intensidad máxima que circulara por el cable. En este caso la máxima de salida del invasor a 92,6 A

Por lo tanto:

$$I_z \geq 115,75 A$$

Como ya se ha comentado, la intensidad máxima admisible se obtiene de la figura per hay que aplicarse los coeficientes de reducción mencionados anteriormente

$$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$$

Siendo:

- $I_0$ : intensidad obtenida en las tablas, para conductores sobre enterrados de 150 mm<sup>2</sup> se obtiene un valor de 340 A

- $K_1$ : factor de reducción por agrupación de cables, al ser varios cables discurrendo juntos, será igual a 0,9
- $K_2$ : Factor de reducción por radiación directa sobre el conductor. Aunque estará sombreado prácticamente la totalidad del tiempo, se aplicará también un factor de 1.
- $K_3$ : Factor de reducción por temperatura. Las tablas son para conductores a 60°C por lo tanto al considerar una temperatura de 90°C se deberá aplicar un factor de corrección de 0,78

Por lo tanto:

$$I_z = 154,85 A$$

Y se cumple que:

$$I_z \geq 1,25 * I_{max}$$

$$154,85 A \geq 115,75 A$$

Por lo tanto, para este tramo la sección tendrá que ser mayor de 60 mm<sup>2</sup>

#### Criterio caída de tensión

Como se ha dicho anterior mente, se garantiza una caída de tensión máxima del 1%. Se calculará para el caso más desfavorable, es decir, con niveles de irradiación superiores a 900 W/m<sup>2</sup>. Se aplica la ecuación 7 que se muestra a continuación

$$S \geq \frac{\varepsilon}{100} \frac{2 * L * I_{OUT,INV}}{\sigma(T_{MAX}) * V_{OUT,INV}}$$

Siendo:

$L_{STRING}$ : medida en el plano para cada tramo. Como se ha organizado la planta por grupos, formados todos por el mismo numero de paneles, solo se considera necesario realizar el calculo con la longitud de 100m ya que es la mayor de todas. De esta forma se simplifican los cálculos y la construcción.

-  $I_{OUT,INV}$ : Intensidad máxima a la salida del inversor, 84,2

- $\varepsilon$ : Caída de tensión porcentual, para este tramo 0,6%

-  $\sigma (T_{MAX})$ : Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de  $44 \frac{m}{\Omega * mm^2}$

-  $V_{OUT,INV}$ : tensión de salida del inversor, para este caso 480

$$S \geq 132 \text{ mm}^2$$

Esta sección es la más desfavorable, por lo tanto, para el resto de casos el cable de la marca RV-K FOC con sección mayor a la anteriormente calculada será el que se empleará. El cable tiene el código de 1994118.

#### 7.2.1.3 Tramo AC: AC Box – Main AC Box

Para tratar de simplificar la planta y tratar de minimizar las pérdidas, como ya hemos comentado hemos colocado los inversores en los tracker, las cajas de concentración de corriente alterna estarán al final de cada grupo de paneles, de esta forma tendremos 28 cajas iguales y 1 ligeramente más grande ya que agrupa 10 tracker en lugar de 8. Cada grupo de paneles cuenta con 4 Ac Box, excepto el grupo H, que solo cuenta con 2. Las Ac Box irán nombradas en orden cardinal, correspondiendo al grupo A las Ac Box 1,2,3 y 4.

De esta forma tendremos:

1. 28 AC Box que agrupan 8 inversores
2. 2 AC Box que agrupan 5 inversores

Se realizarán los cálculos para las dos opciones.

#### Criterio de intensidad máxima

De nuevo el cable seleccionado para este tramo es el RV-K

En primer lugar, debemos calcular  $I_{MAX}$ , en este caso calcularemos dos:

- $I_{MAX,1}$  la intensidad máxima que circula por el cable de salida de las AC Box del grupo 1 (8 inversores). Siendo igual a:

$$I_{MAX,1} = 8 * 84,2 \text{ A} = 673,6 \text{ A}$$

- $I_{MAX,2}$  la intensidad máxima que circula por el cable de salida de las AC Box del grupo 2 (5 inversores). Siendo igual a:

$$I_{MAX,2} = 5 * 84,2 A = 421 A$$

Para este tramo de cableado no basta con las intensidades de las figuras, por lo que se tendrá que instalar varios conductores por fase. Los coeficientes de reducción aplicados para este tramo serán  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  los mismos que los empleados en el anterior tramo e igual a 0,85, 1 y 0,93 respectivamente.

Para el grupo de AC Box 1 se empleará 3 conductores de  $185 \text{ mm}^2$  con dos conductores por fase, así:

$$I_Z = 0,85 * 1 * 0,93 * (3 * 380 A) = 901,17 A$$

$$1,25 * I_{MAX,1} = 842 A$$

Por lo tanto, se cumple que:

$$I_Z \geq 1,25 * I_{MAX,1}$$

Para el grupo de AC Box 2 se empleará 3 conductores de  $185 \text{ mm}^2$  con dos conductores por fase, así:

$$I_Z = 0,85 * 1 * 0,93 * (2 * 380 A) = 600,78 A$$

$$1,25 * I_{MAX,2} = 526,25 A$$

Por lo tanto, se cumple que:

$$I_Z \geq 1,25 * I_{MAX,1}$$

### Criterio de caída de tensión

Se hará uso para este cálculo de la ecuación 7, que se muestra a continuación

$$S \geq \frac{2 * L * I_{OUT,AC \text{ Box}}}{\frac{\epsilon}{100} * \sigma(T_{MAX}) * V_{OUT,INV}}$$

Siendo:

$L_{STRING}$ : medida en el plano para cada tramo. Dependiendo de cada grupo de paneles la distancia varía según la siguiente tabla. Las distancias han sido medidas directamente del plano.

| Grupo de paneles | Distancia hasta Main AC BOX |
|------------------|-----------------------------|
| A                | 375                         |
| B                | 250                         |
| C                | 120                         |
| D                | 50                          |
| E                | 360                         |
| F                | 220                         |
| G                | 100                         |
| H                | 20                          |

Tabla 5 Distancias desde Ac box hasta Main Ac Box

El grupo H es el grupo que cuenta con 2 únicas AC BOX

-  $I_{OUT,AC\ Box}$ : Intensidad máxima a la salida del AC Box, 673,6 y 421 A dependiendo de que AC Box se trate.

-  $\epsilon$ : Caída de tensión porcentual, para este tramo 0,8%

-  $\sigma (TMAX)$ : Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta

temperatura es de  $44 \frac{m}{\Omega * mm^2}$

-  $V_{OUT,INV}$ : tensión de salida del inversor, para este caso 480

Se calcula la sección para cada una de las 2 secciones tipo aplicando la ecuación anterior resultando las siguientes intensidades:

| Grupo de paneles | Sección mínima del cable $mm^2$ | Cable seleccionado |
|------------------|---------------------------------|--------------------|
| A                | 2990                            | 5x3x240            |
| B                | 1994                            | 3x3x240            |
| C                | 957                             | 2x3x240            |
| D                | 397                             | 3x1x150            |
| E                | 2870                            | 5x3x240            |

|   |        |         |
|---|--------|---------|
| F | 1754   | 3x3x240 |
| G | 797,34 | 2x3x240 |
| H | 160    | 3x1x150 |

Tabla 6 Sección cables tramo desde Ac box – Main Ac Box

#### 7.2.1.4 Tramo AC: Main AC Box - Transformador

Este tramo, por la construcción de la planta es muy similar para todos los grupos excepto para el grupo H, por lo tanto, lo vamos a diferenciar. Las distancias para el resto son muy similares y todos con la misma potencia.

1. Main Ac Box que agrupa 4 Ac Box (7 unidades)
2. Main Ac Box que agrupa 2 Ac Box (1 unidad)

Se realizaran los cálculos para las dos opciones.

Calculo de la intensidad máxima para cada grupo:

Para el grupo de Main Ac Box que agrupa 4 Ac Box la intensidad máxima corresponderá la suma de las intensidades.

Así:

$$I_{MAX,1} = 4 AC Box = 2694,4 A$$

Se repite de manera análoga el calculo para el grupo 2.

Así:

$$I_{MAX,2} = 2 AC Box = 842 A$$

Por lo que las intensidades admisibles por los cables tendrán que ser un 25% superior a las que se acaban de calcular, resultando:

$$I_1 = 3368 A \quad I_2 = 1052 A$$

Los factores de corrección que se usan para este tramo serán:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que las secciones de cable para cada uno de los grupos serán:

- Grupo 1: cables de 185, con 3 cables por fase, al ser corriente trifásica la sección utilizada será 3x3x1x380
- Grupo 2: cables de 185, con 3 cables por fase, al ser corriente trifásica la sección utilizada será 1x3x1x380.

Criterio de caída de tensión

Se hace uso de nuevo de la siguiente ecuación:

$$S \geq \frac{2 * L * I_{OUT,AC\ Box}}{\frac{\epsilon}{100} * \sigma(T_{MAX}) * V_{OUT,INV}}$$

Siendo ahora:

- L: 6 m que corresponden a 2 m de subida, 2 de bajada y 2m de desplazamiento hacia el transformador.
- $\epsilon$ : 0,08% para este tramo. Así se asegurará menos de 1,5% en toda la tirada de AC
- $\sigma$ : Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de  $44 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$
- $V_{OUT,INV}$ : tensión de salida del inversor, para este caso 480
- $I_{OUT,Main\ Ac\ Box}$ : dependerá de cuantas Ac Box lleve asociadas cada Main Ac Box. (Se han calculado en el criterio de intensidad máxima)

Se calcula la sección para cada uno de los 2 tipo de Main aplicando la ecuación de las intensidades correspondientes, así:

$$S_1 \geq 862,2 \text{ mm}^2 \quad S_2 \geq 919,77 \text{ mm}^2$$

Resulta más restrictivo el criterio de intensidad máxima por lo tanto se tomaran las dimensión calculadas en el apartado anterior.

### 7.3 Cálculo de media tensión

La parte de media tensión del proyecto abarca tanto en la línea entre transformadores como la línea subterránea hasta la llegada a la subestación. Todos los tramos serán en corriente alterna, por lo que se aplicarán los criterios correspondientes.

La planta contara con un total de 8 transformadores, que irán instalados en casetas localizadas en la zona habilitada en la planta. Los transformadores serán de la marca Cotradis, 7 tendrán una capacidad de 7210 KVA y 530 KVA y serán transformadores sumergidos en dieléctrico líquido.

El modelo de cable usado para todo el tramo de media tensión será el AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 más conocido como AL RH5Z1 de la marca Prysmian group.

### 7.3.1 Calculo cableado de media tensión

De nuevo se dividirá el cálculo por tramos. Los tramos correspondientes serán:

| Nº | Tramo                                | Potencia a transportar | Longitud |
|----|--------------------------------------|------------------------|----------|
| 1  | Transformador 1 –<br>Transformador 2 | 1.710 KVA              | 6 m      |
| 2  | Transformador 2 –<br>Transformador 3 | 3.420 KVA              | 10 m     |
| 3  | Transformador 3 –<br>Transformador 4 | 5.130 KVA              | 6 m      |
| 4  | Transformador 4 –<br>Transformador 5 | 6.840 KVA              | 10 m     |
| 5  | Transformador 5 –<br>Transformador 6 | 8.550KVA               | 6 m      |
| 6  | Transformador 6 –<br>Transformador 7 | 10.260 KVA             | 10 m     |
| 7  | Transformador 7 –<br>Transformador 8 | 11.570 KVA             | 6 m      |
| 8  | Transformador 8 –<br>C.S.P.M.        | 12.500 KVA             | 10 m     |
| 9  | C.S.P.M. - subestación               | 12.500 KVA             | 3.000m   |

\*C.S.P.M hace referencia al Centro de Seccionamiento y Medida

Tabla 6 Transformadores

Por como está diseñada la planta, las distancias entre los transformadores son muy pequeñas, por lo tanto, no se va a realizar el criterio de caída de tensión, excepto para el último tramo ya que las distancias son muy pequeñas y la caída de tensión es prácticamente 0.

#### Tramo desde el transformador 1 al transformador 2

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 1.710.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 32,91 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * I$$

$$I_{adm} \geq 1,25 * 31,91 A = 41,13 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 150  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 141,96A$$

$$141,96 A \geq 41,13 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 150  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

### Tramo desde el transformador 2 al transformador 3

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 3.420.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 65,82 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 48,11 A = 82,27 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 150  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 141,96 A$$

$$141,96 A \geq 82,27 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 150  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

### Tramo desde el transformador 3 al transformador 4

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 5.130.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 98,72 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 98,72 A = 123,41 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 150  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 141,96A$$

$$141,96 A \geq 123,41 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 150  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

Tramo desde el transformador 4 al transformador 5

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 6.840.000
- V: tensión de línea, 30.000 V

- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 131,64 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 48,11 A = 164,54 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 240 sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 207,48 A$$

$$207,48 A \geq 164,54 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 150  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

Tramo desde el transformador 5 al transformador 6

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 8.550.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 164,54 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 164,54 A = 205,68 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 185  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 207,48 A$$

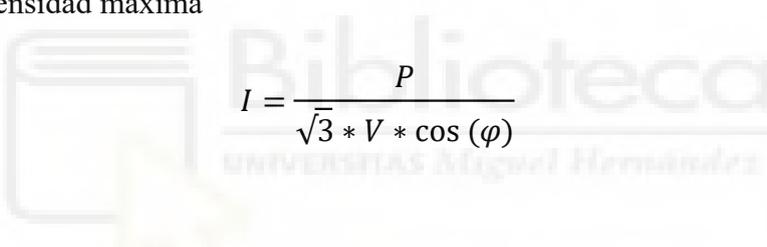
$$207,47 A \geq 205,68 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 185  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

Tramo desde el transformador 6 al transformador 7

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima


$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 10.260.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 197,45 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 197,45 A = 246,81 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 300  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 283 A$$

$$273 A \geq 246,81 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de  $300 \text{ mm}^2$  con un conductor por de fase ( $3 \times 150 \text{ mm}^2$ )

Tramo desde el transformador 7 al transformador 8

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 11.970.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 222,66 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 22,266 A = 278,33 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de  $300 \text{ mm}^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 283 A$$

$$283 A \geq 278,33 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de  $300 \text{ mm}^2$  con un conductor por de fase ( $3 \times 150 \text{ mm}^2$ )

Tramo desde el transformador 8 al transformador C.S.P.M.

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 12.500.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 240,56 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 240,56 A = 300,7 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 300  $mm^2$  sería suficiente ya que

$$I_{adm} = K_1 * K_2 * K_3 * I = 305 A$$

$$305 A \geq 323,7 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 300  $mm^2$  con un conductor por de fase (3x150  $mm^2$ )

#### Tramo desde el C.S.P.M. a la subestación

Estos cálculos se realizan de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún momento superara el 1,5% y el de corriente máxima.

Criterio de intensidad máxima

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: potencia a transportar en VA, para este caso 12.500.000
- V: tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia se considera 1.

$$I = 240,56 A$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 * 80,83 A = 300,7 A$$

Tomamos como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 300 sería suficiente ya que

$$300,7 A \geq 323,7 A$$

Para este tramo se usará por tano cable de 400 con un solo conductor de fase ()

#### Cálculo de caída de tensión

Para el cálculo de caída de tensión en circuitos de media hacemos uso de la ecuación

$$\Delta U(\%) = 100 * \sqrt{3} * I * L * \frac{R * \cos(\varphi)}{U}$$

Siendo:

- I: intensidad de la línea, la calculada en el apartado anterior, 307 A
- L: longitud en kilómetros, para este caso 3 km
- R: resistencia por unidad de longitud, de la figura 13 se toma el valor de 0,142  $\Omega/Km$
- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia, igual a la unidad en este caso
- U: tensión de la línea, 30.000 V

Aplicando la formula se obtiene una caída de tensión de

$$\Delta U(\%) = 0,14\%$$

Para este tramo se usará por tano cable de  $300 \text{ mm}^2$  con un conductor por de fase ( $3 \times 300 \text{ mm}^2$ )

## 8. ESTUDIO DE RENTABILIDAD

El estudio de rentabilidad se ha realizado de acuerdo con lo invertido en el presupuesto obtenido en el Anejo III “Presupuesto”.

### 8.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)

El LCEO, por sus siglas en inglés (levelized Cost Of Energy) es una medida del coste neto actual promedio de la generación de electricidad para una planta generadora a lo largo de su vida útil teniendo en cuenta todos los gastos que se tengan durante la vida de esta, entre otros, gastos de operación y mantenimiento. Es una herramienta muy útil para la comparativa de costes de producción entre las diferentes tecnologías.

Para calcular el LCOE, se hace uso de la siguiente formula:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- I: gastos de inversión (presupuesto del proyecto)
- M: gastos de operación y mantenimiento
- $E_{generada}$  energía inyectada en el punto de conexión
- $r$ : tasa de descuento
- n: vida útil de la planta, en nuestro caso 25 años

Se tratará de calcular un valor teórico anual que multiplicado cada año por la energía generada sea equivalente a los costes reales asociados de generación.

$$\text{Coste equivalente} = \frac{LCOE * E_1}{(1+r)^1} + \frac{LCOE * E_1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{LCOE * E_{25}}{(1+r)^{25}}$$

Se procede al cálculo de las variables de la formula del LCOE para su posterior calculo.

### 8.2.1 Estimación de gastos anuales

Los costes de operación y mantenimiento previstos para los 25 años de funcionamiento de la planta se muestran en la tabla 7. Además, se ha añadido una columna para la sustitución de equipos. Como esto es imprescindible se ha supuesto que durante la vida útil de la instalación se reemplazan 100 módulos, 20 inversores y 1 transformador. El total de la compra e instalación de estos equipos se ha estimado en xx y se repartirá equitativamente entre lo años 5 y 25.

Por otro lado, tenemos los gastos de alquiler de parcela que se ha fijado en 1500€ por hectárea y año. Por lo que siendo nuestra parcela de 12,5 hectáreas eso se traducirá en un gasto anual de 18.750 €, se considera que aumentará un 1% cada año por el aumento del IPC.

| Año | Coste (€) | O&M   | Sustitución de equipos (€) | Alquileres de parcelas (€) | Total (€) |
|-----|-----------|-------|----------------------------|----------------------------|-----------|
| 1   | 8.000     |       | 0                          | 18750                      | 26.750,00 |
| 2   | 8.000     |       | 0                          | 18.937,50                  | 26.937,50 |
| 3   | 8.875     |       | 0                          | 19.126,88                  | 28.001,88 |
| 4   | 8.875     |       | 0                          | 19.318,14                  | 28.193,14 |
| 5   | 8.875     |       | 0                          | 19.511,33                  | 28.386,33 |
| 6   | 9.500     | 6.000 |                            | 19.706,44                  | 35.206,44 |
| 7   | 9.500     | 6.000 |                            | 19.903,50                  | 35.403,50 |
| 8   | 9.500     | 6.000 |                            | 20.102,54                  | 35.602,54 |
| 9   | 9.500     | 6.000 |                            | 20.303,56                  | 35.803,56 |
| 10  | 9.500     | 6.000 |                            | 20.506,60                  | 36.006,60 |
| 11  | 9.500     | 6.000 |                            | 20.711,66                  | 36.211,66 |
| 12  | 9.500     | 6.000 |                            | 20.918,78                  | 36.418,78 |
| 13  | 9.500     | 6.000 |                            | 21.127,97                  | 36.627,97 |
| 14  | 9.500     | 6.000 |                            | 21.339,25                  | 36.839,25 |
| 15  | 9.500     | 6.000 |                            | 21.552,64                  | 37.052,64 |
| 16  | 10.200    | 6.000 |                            | 21.768,17                  | 37.968,17 |
| 17  | 10.200    | 6.000 |                            | 21.985,85                  | 38.185,85 |
| 18  | 10.200    | 6.000 |                            | 22.205,71                  | 38.405,71 |
| 19  | 10.200    | 6.000 |                            | 22.427,77                  | 38.627,77 |
| 20  | 10.200    | 6.000 |                            | 22.652,04                  | 38.852,04 |
| 21  | 12.000    | 6.000 |                            | 22.878,56                  | 40.878,56 |
| 22  | 12.000    | 6.000 |                            | 23.107,35                  | 41.107,35 |
| 23  | 12.000    | 6.000 |                            | 23.338,42                  | 41.338,42 |
| 24  | 12.000    | 6.000 |                            | 23.571,81                  | 41.571,81 |
| 25  | 12.000    | 6.000 |                            | 23.807,52                  | 41.807,52 |

Tabla 7 Gastos

### 8.2.2 Cálculo del LCOE

Una vez se obtienen los costes de operación y mantenimiento para los 25 años y habiendo estimado la producción de energía anual. Se puede proceder al cálculo del LCOE.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Aplicando la fórmula para los 25 años, se obtiene:

$$LCOE = 0,021 \text{ €/KWh}$$

## 8.2 Rentabilidad

Al ya haber tenido en cuenta las pérdidas y el consumo de equipos auxiliares como los trackers o ventiladores, se puede suponer que toda la energía generada será vendida a red eléctrica procede ahora a la estimación del precio de la electricidad.

$$BENEFICIO = \text{Precio venta} * E_{generada} - LCOE * E_{generada}$$

### 8.2.1 Precio de venta de la electricidad

Históricamente el precio de venta de la energía es muy cambiante, de hecho en un mismo día se podían ver oscilaciones de 15 €/KWh por lo que la estimación futura es compleja de estimar ya que el precio se ajusta a la oferta y la demanda. Para llevar a cabo una estimación del precio de venta de la electricidad se ha acudido a la página web del OMIE (operador del Mercado Ibérico de Energía) en ella se han consultado los precios del pool de energía que se han estado dando durante los últimos años.

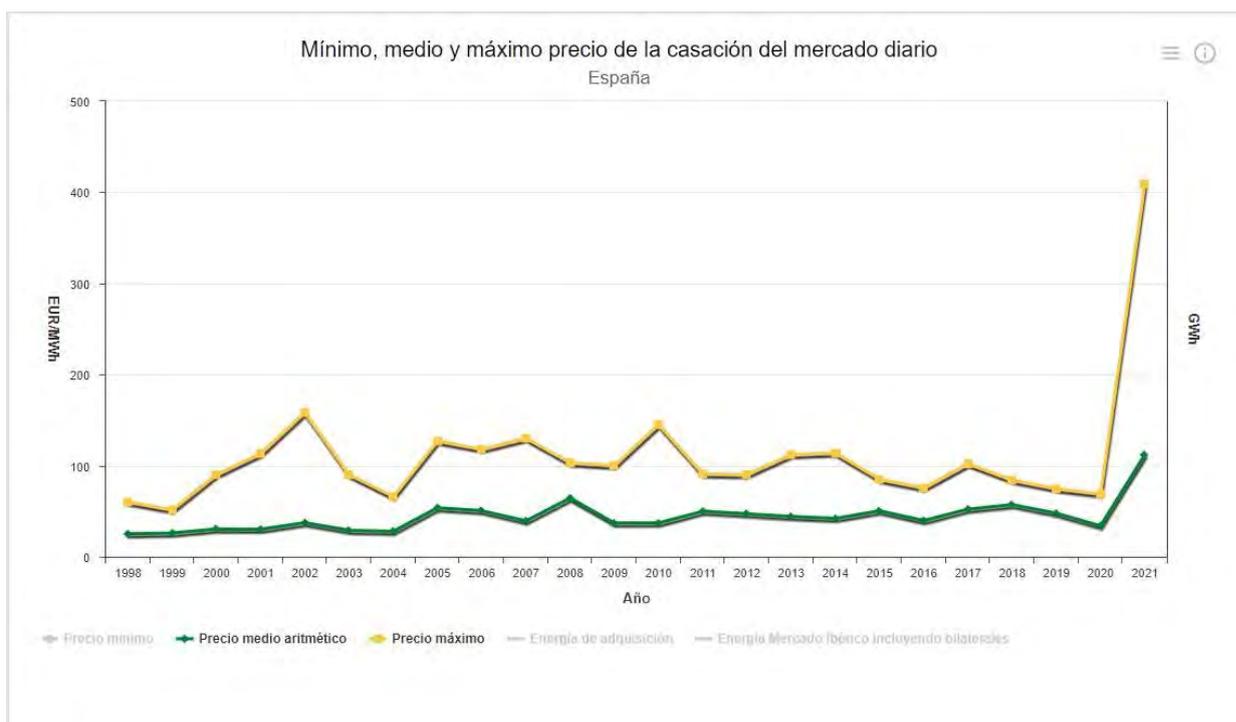


Fig 14 Precio histórico

Durante estos dos últimos años el precio de de la electricidad se ha disparado, por diferentes aspectos macroeconómicos como la pandemia o la guerra entre Ucrania y Rusia. Por esta razón entiende que el precio de la electricidad volverá a los rangos de valor históricos. Por lo tanto, haciendo la media aritmética del precio del gas de los ultmos años, quitanto el 2021 y 2022, se obtiene un vaor de  $48 \text{ €/MWh}$ , es decir,  $0,048 \text{ €/KWh}$ .

Para el cálculo de la energía generado se han empleado 2000 horas útiles de energía solar. La información realizada para el calculo se encuentra en el Anejo VI.

### 8.2.3 Valor actual neto

El valor actúa neto corresponde al valor presente de los flujos de caja netos originados por una inversión. Es una medida aproximada del beneficio que dará la inversión realizada por lo que surgen 3 posibles escenarios

- VAN>0: La inversión producirá beneficio y resultará rentable.
- VAN<0: la inversión produce perdidas, por lo tanto, no será rentable.
- VAN=0: La inversión no produce ni beneficios ni pérdidas, solo resultará interesante desde un punto de vista estratégico.

Para el cálculo del VAN se emplea la siguiente fórmula:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Tomando los flujos de caja de la tabla se obtiene un VAN de:

$$VAN=6.438.278,31 \text{ €}$$

Por lo que la inversión resultaría rentable.

#### 8.2.4 Tasa interna de retorno

Se procede a calcular la tasa interna de retorno, en adelante TIR. La TIR es el valor de interés que iguala el VAN a 0. Es un marcador económico que nos da una idea de la rentabilidad del proyecto, para que la inversión merezca la pena se debe obtener un TIR superior a la tasa de retorno utilizada como referencia. En el caso de este proyecto, se ha supuesto una tasa de retorno del 5%, que es una tasa de retorno apropiada para un proyecto de larga vida como es el caso.

Dicho esto, se puede calcular el TIR con la siguiente fórmula:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

- I: inversión inicial
- $F_t$ : flujo de caja del año t
- TIR: tasa interna de retorno
- n: número de años (25)

Primero de debe calcular los flujos de caja, para ello se usará la siguiente fórmula:

$$F_t = I_t - G_t$$

Siendo:

- $I_t$ : ingresos en el año t que sera la energía vendida por el precio de referencia (0,047€/Kwh)
- $G_t$ : gastos en el año t O&M, alquiler de parcela recambio de materiales en nuestro caso.

| Año | Energía producida (KwH) | Ingresos   | Gastos       | Flujo de caja (€) |
|-----|-------------------------|------------|--------------|-------------------|
| 0   | 0                       | 0          | 5.939.700,00 | -5.939.700,00     |
| 1   | 21.250.000,00           | 998.750,00 | 26.750,00    | 972.000,00        |
| 2   | 20.825.000,00           | 978.775,00 | 26.937,50    | 951.837,50        |
| 3   | 20.710.462,50           | 973.391,74 | 28.001,88    | 945.389,86        |
| 4   | 20.596.554,96           | 968.038,08 | 28.193,14    | 939.844,94        |
| 5   | 20.483.273,90           | 962.713,87 | 28.386,33    | 934.327,55        |
| 6   | 20.370.615,90           | 957.418,95 | 35.206,44    | 922.212,51        |
| 7   | 20.258.577,51           | 952.153,14 | 35.403,50    | 916.749,64        |
| 8   | 20.147.155,33           | 946.916,30 | 35.602,54    | 911.313,76        |
| 9   | 20.036.345,98           | 941.708,26 | 35.803,56    | 905.904,70        |
| 10  | 19.926.146,08           | 936.528,87 | 36.006,60    | 900.522,27        |
| 11  | 19.816.552,27           | 931.377,96 | 36.211,66    | 895.166,29        |
| 12  | 19.707.561,24           | 926.255,38 | 36.418,78    | 889.836,60        |
| 13  | 19.599.169,65           | 921.160,97 | 36.627,97    | 884.533,00        |
| 14  | 19.491.374,22           | 916.094,59 | 36.839,25    | 879.255,34        |
| 15  | 19.384.171,66           | 911.056,07 | 37.052,64    | 874.003,43        |
| 16  | 19.277.558,71           | 906.045,26 | 37.968,17    | 868.077,09        |
| 17  | 19.171.532,14           | 901.062,01 | 38.185,85    | 862.876,16        |
| 18  | 19.066.088,71           | 896.106,17 | 38.405,71    | 857.700,46        |
| 19  | 18.961.225,23           | 891.177,59 | 38.627,77    | 852.549,82        |
| 20  | 18.856.938,49           | 886.276,11 | 38.852,04    | 847.424,07        |
| 21  | 18.753.225,33           | 881.401,59 | 40.878,56    | 840.523,03        |
| 22  | 18.650.082,59           | 876.553,88 | 41.107,35    | 835.446,53        |
| 23  | 18.547.507,13           | 871.732,84 | 41.338,42    | 830.394,41        |
| 24  | 18.445.495,84           | 866.938,30 | 41.571,81    | 825.366,50        |
| 25  | 18.344.045,62           | 862.170,14 | 41.807,52    | 820.362,62        |

Tabla 8 Resumen económico

Procedemos ahora al cálculo de la TIR, mediante Excell realiza un cálculo iterativo.

Igualando la ecuación del VAN a 0 obtenemos una TIR de:

TIR=15,08%

Al ser la tir superior a la tasa de descuento el proyecto nos ofrecerá más rentabilidad de la habíamos impuesto. Por lo que según la TIR, este proyecto seri viable.

### 8.2.5 Pay-Back

El pay back o periodo de retorno o maduración es otra medida financiera para saber cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión y comenzar a tener beneficios, para ello se muestra el siguiente grafico en el que se muestran, ingresos, gastos y flujo de caja acumulado.

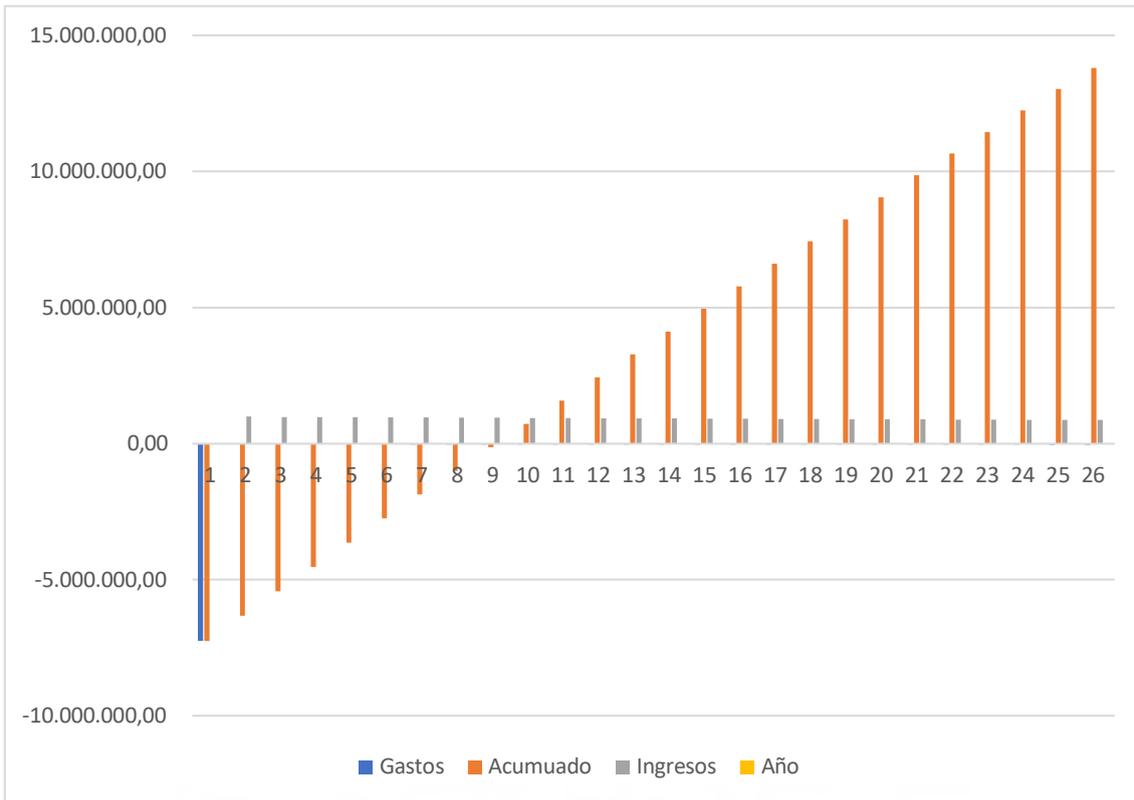


Fig 15 Resumen económico

Observando el gráfico podemos observar que el tiempo de retorno del proyecto estará entre los 9 y 10 años.

## 9. CONCLUSIÓN

En el desarrollo de este proyecto se ha diseñado una planta solar fotovoltaica de 10 MW nominales con potencia pico de 12,5 MW<sub>p</sub> situada en el término municipal de Villena. El proceso de desarrollo y construcción de la planta se estima en 20 meses el desarrollo, obtención de los permisos necesarios para la puesta en marcha de la obra y 4 meses de construcción por lo que se espera que la conexión a red se efectúe en el primer cuatrimestre de 2023.

Para la realización del proyecto se han seleccionado como equipos principales el módulo 670 vertex y su fabricante es Trina Solar, empresa puntera en la producción de módulos fotovoltaicos. El inversor que se ha escogido es el Solis 70k HV 4G, uno de los modelos de inversor más utilizado a nivel mundial para instalaciones tipo string. Los módulos fotovoltaicos irán colocados sobre una estructura seguidora de un único eje N-S. El fabricante e instalador de esta estructura será, empresa que cuenta con una amplia experiencia fotovoltaica al haber instalado más de 2,5 GW por todo el mundo.

La vida útil de la planta solar fotovoltaica será de 25 años.

La inversión inicial que se ha estimado es de 6.000.000,00 € y el desglose de este presupuesto se muestra en el anejo III "Presupuesto", se han estimado también los costes de operación y mantenimiento, de alquiler de parcelas y de recambio de equipos, estos costes se muestran en la tabla 6.1.

En el capítulo 8 de este proyecto también se observan el análisis económico mediante la obtención de una serie de indicadores económicos. El VAN obtenido para los 25 años de vida útil es de 6.440.000€ por lo que se obtendrá ese beneficio aproximado durante toda la vida del proyecto. El TIR calculado para el proyecto es del 11,89% otro indicador que nos muestra la buena rentabilidad del proyecto. El periodo de retorno de la instalación es de entre 9 y 10 años por lo que la instalación estará produciendo beneficios durante más del 60% de su vida útil.

Firmado Carlos Martínez de Sayas





# Índice

ANEJO I Planos

ANEJO II Cálculos justificativos

ANEJO III Presupuesto

ANEJO IV Pliego de condiciones técnicas

ANEJO V Fichas técnicas

Anejo VI Estudio de horas solares





# ANEXO I

# Planos





## Índice

1. Posición
  - 1.1. Localización
    - 1.1.1. España
    - 1.1.2. Provincia
  - 1.2. Situación
  - 1.3. Emplazamiento
2. Obra
  - 2.1. Planta general
  - 2.2. Grupo de srings



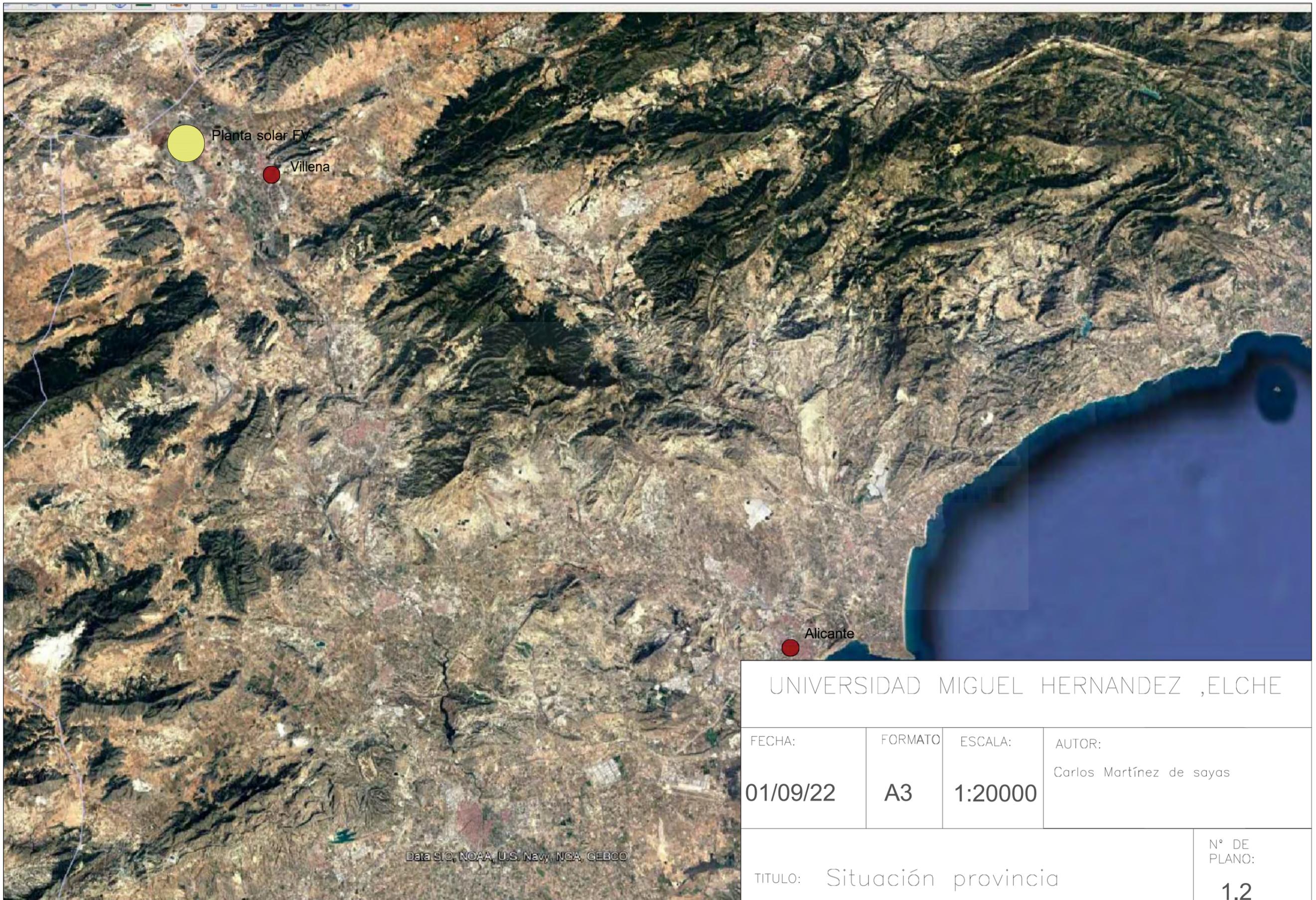


UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|                 |           |                 |                              |
|-----------------|-----------|-----------------|------------------------------|
| FECHA:          | FORMATO   | ESCALA:         | AUTOR:                       |
| <b>01/09/22</b> | <b>AJ</b> | <b>1:200000</b> | Carlos Martínez de sayas     |
| r1TuLo:         | España    |                 | Nº DE PLANO:<br><b>1.1.1</b> |



|  |           |                 |                              |
|--|-----------|-----------------|------------------------------|
| <b>UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE</b> |           |                 |                              |
| FECHA:                                     | FORMATO   | ESCALA:         | AUTOR:                       |
| <b>01/09/22</b>                            | <b>A3</b> | <b>1:500000</b> | Carlos Martínez de sayas     |
| TITULO: <b>Provincia</b>                   |           |                 | Nº DE PLANO:<br><b>1.1,2</b> |

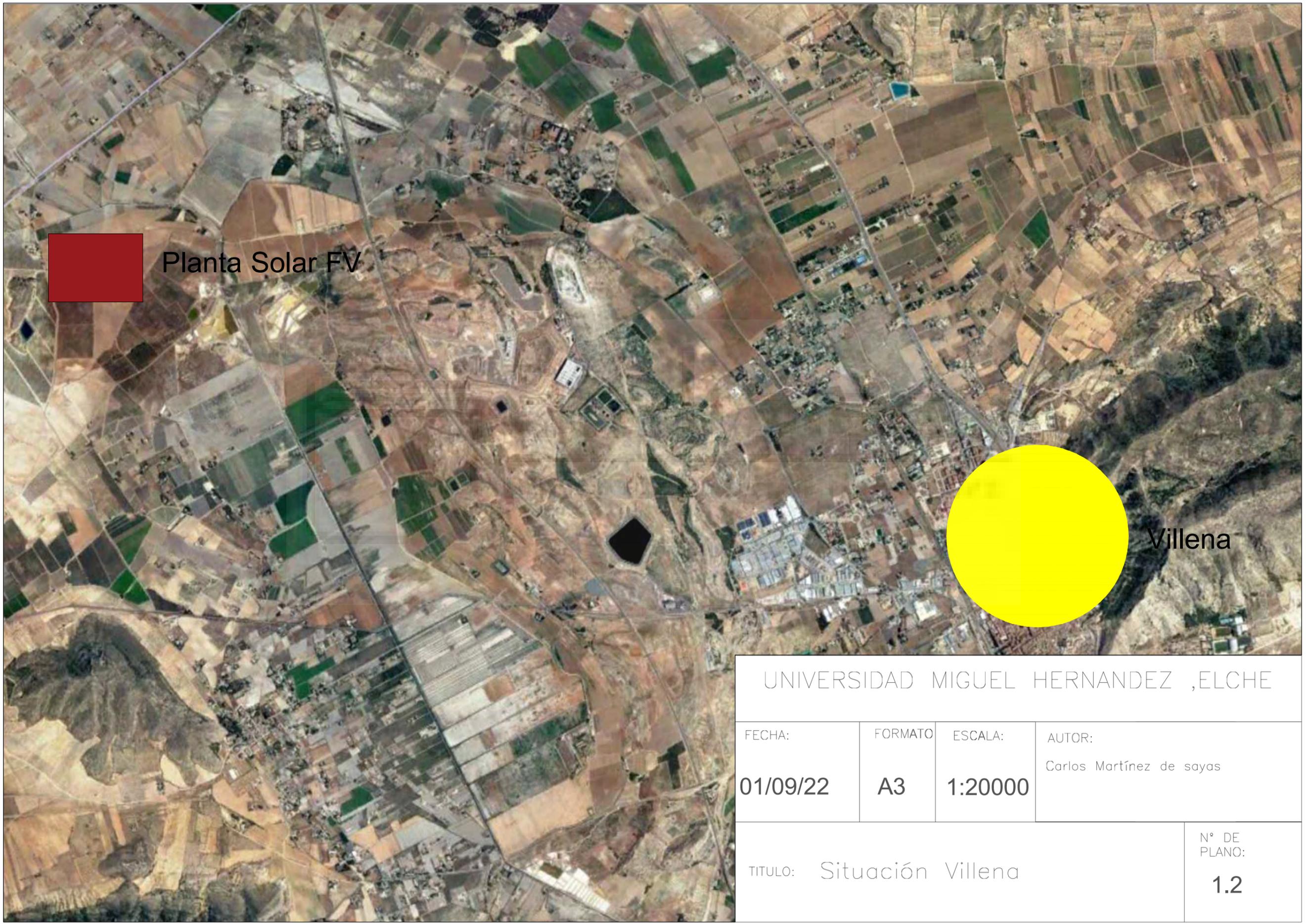


UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ , ELCHE

|          |         |         |                          |
|----------|---------|---------|--------------------------|
| FECHA:   | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22 | A3      | 1:20000 | Carlos Martínez de sayas |

TITULO: Situación provincia

N° DE PLANO:  
1.2



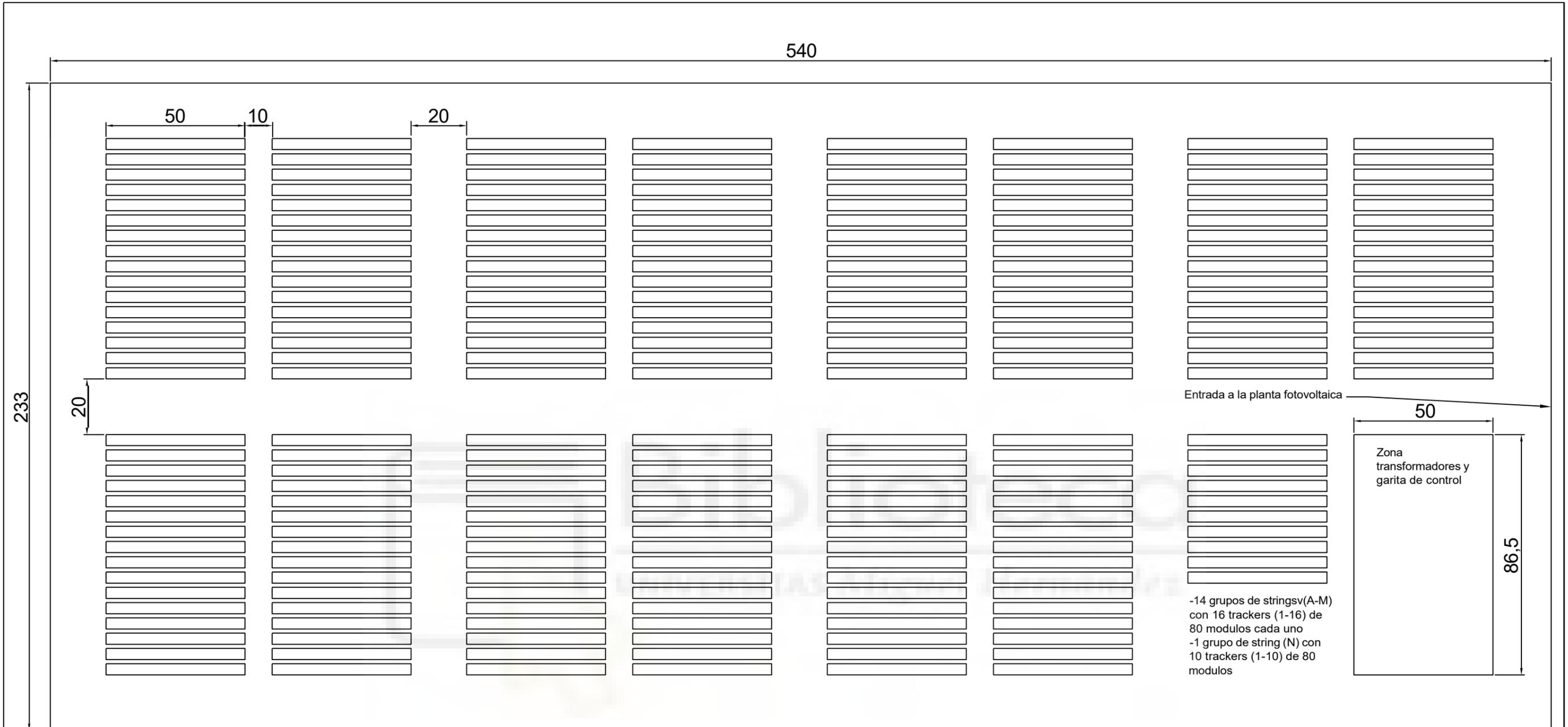
Planta Solar FV

Villena

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|          |         |         |                          |
|----------|---------|---------|--------------------------|
| FECHA:   | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22 | A3      | 1:20000 | Carlos Martínez de sayas |

|                           |                     |
|---------------------------|---------------------|
| TITULO: Situación Villena | Nº DE PLANO:<br>1.2 |
|---------------------------|---------------------|



UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|          |         |         |                          |
|----------|---------|---------|--------------------------|
| FECHA:   | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22 | A3      | 1:200   | Carlos Martínez de sayas |

|   |                     |
|---|---------------------|
| TITULO: Planta de estación fotovoltaica | Nº DE PLANO:<br>3.1 |
|---|---------------------|

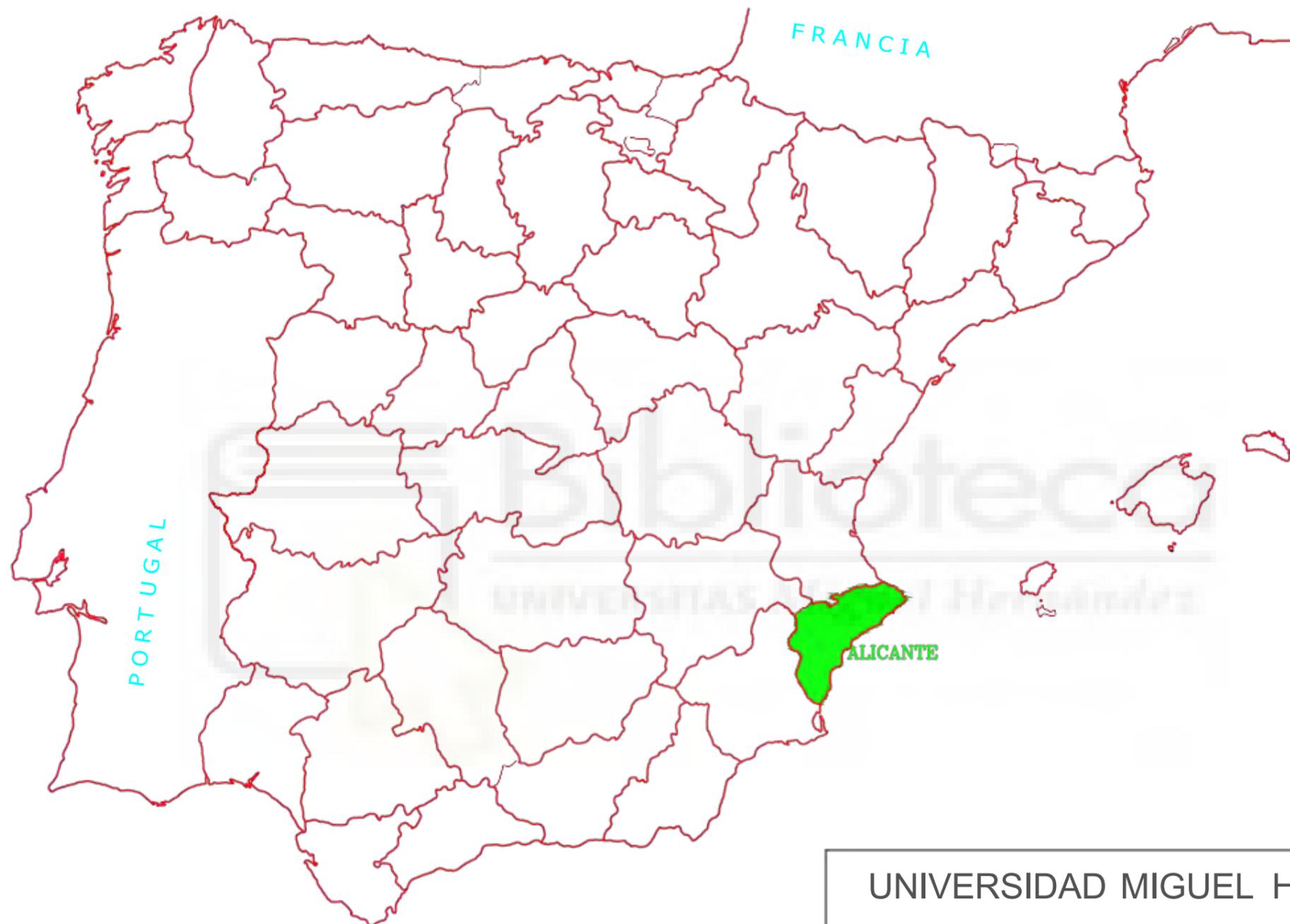


80 modulos por tracker  
 4 strings por tracker  
 1 inversor por tracker



|                                     |               |                 |                                    |
|-------------------------------------|---------------|-----------------|------------------------------------|
| UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE |               |                 |                                    |
| FECHA:<br>01/09/22                  | FORMATO<br>A3 | ESCALA:<br>1:20 | AUTOR:<br>Carlos Martínez de sayas |
| TITULO: Grupo de strings            |               |                 | Nº DE PLANO:<br>3.2                |

AC Box

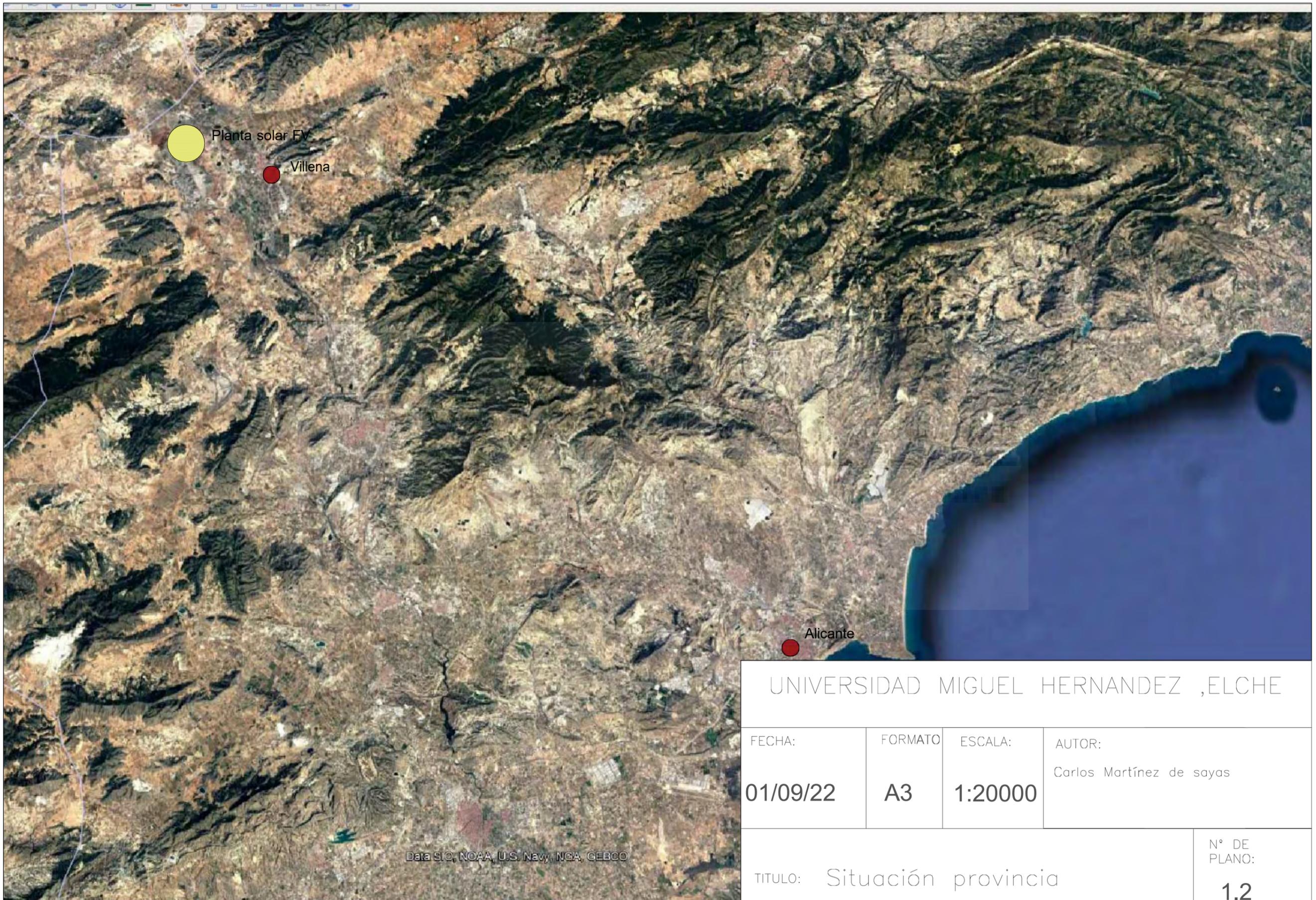


UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|                 |           |                 |                              |
|-----------------|-----------|-----------------|------------------------------|
| FECHA:          | FORMATO   | ESCALA:         | AUTOR:                       |
| <b>01/09/22</b> | <b>AJ</b> | <b>1:200000</b> | Carlos Martínez de sayas     |
| r1TuLo: España  |           |                 | Nº DE PLANO:<br><b>1.1.1</b> |



|  |           |                 |                              |
|--|-----------|-----------------|------------------------------|
| <b>UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE</b> |           |                 |                              |
| FECHA:                                     | FORMATO   | ESCALA:         | AUTOR:                       |
| <b>01/09/22</b>                            | <b>A3</b> | <b>1:500000</b> | Carlos Martínez de sayas     |
| TITULO: <b>Provincia</b>                   |           |                 | Nº DE PLANO:<br><b>1.1,2</b> |

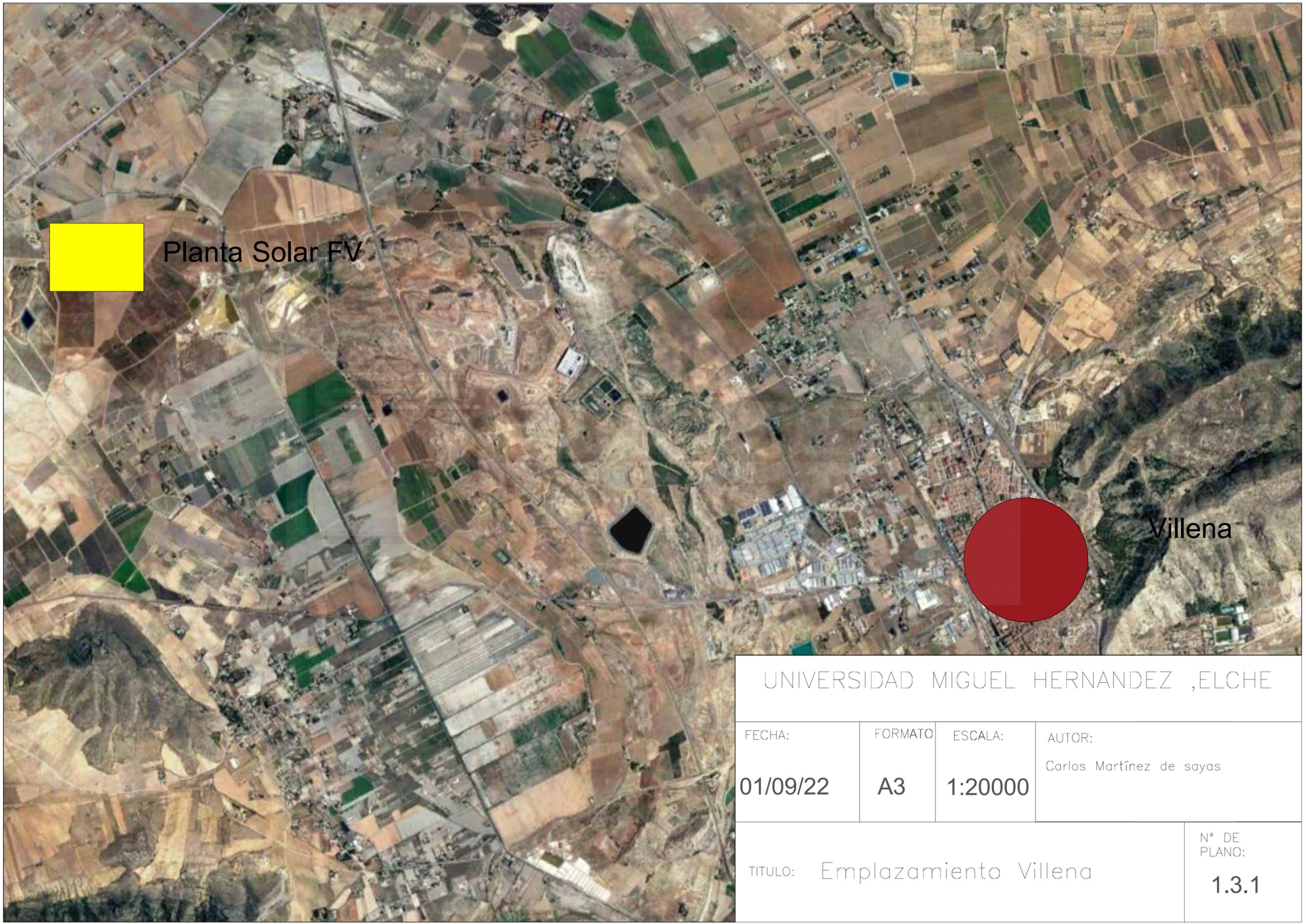


UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|          |         |         |                          |
|----------|---------|---------|--------------------------|
| FECHA:   | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22 | A3      | 1:20000 | Carlos Martínez de sayas |

TITULO: Situación provincia

N° DE PLANO:  
1.2



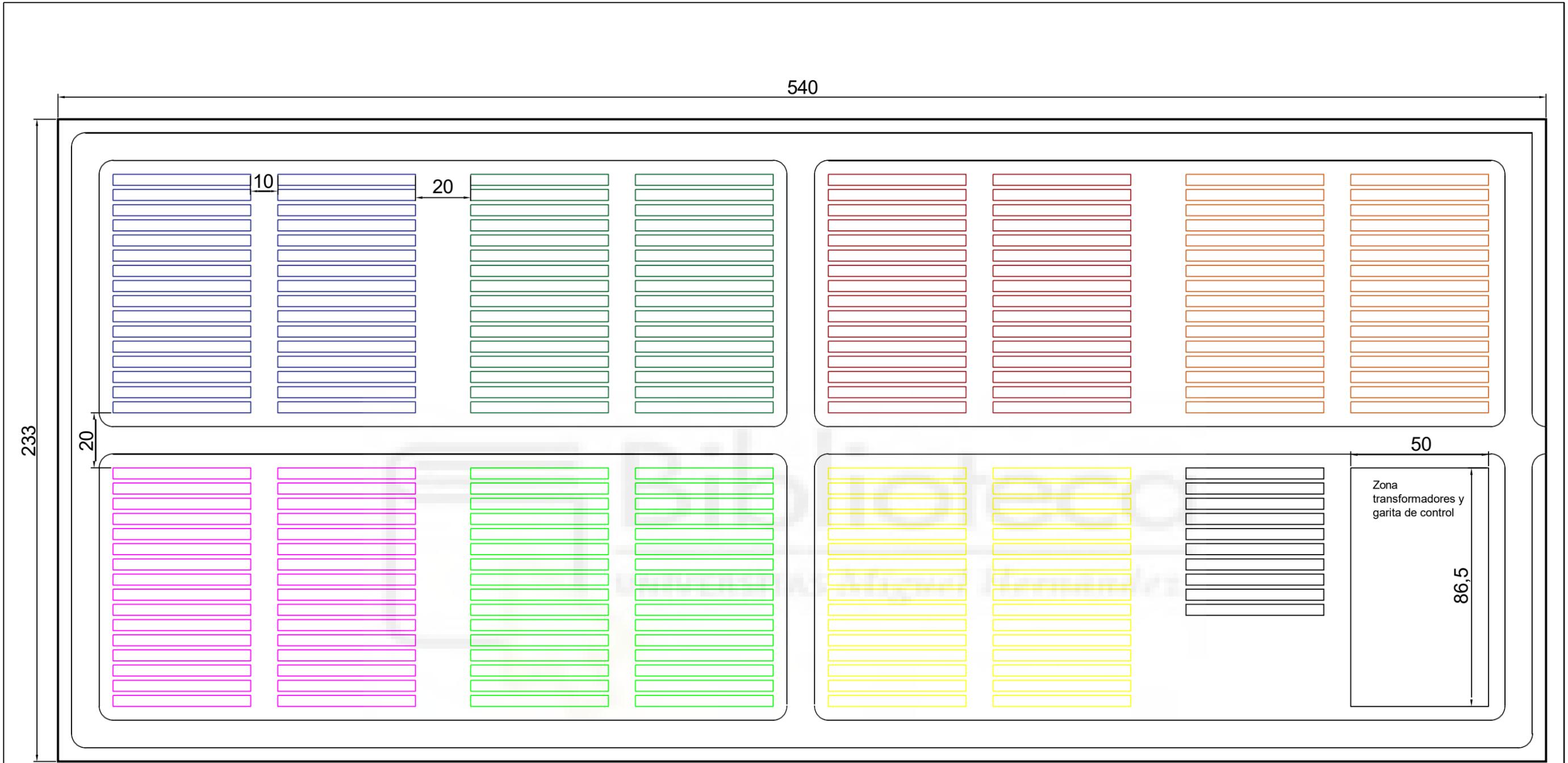
Planta Solar FV

Villena

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|          |         |         |                          |
|----------|---------|---------|--------------------------|
| FECHA:   | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22 | A3      | 1:20000 | Carlos Martínez de sayas |

|                               |                              |
|-------------------------------|------------------------------|
| TITULO: Emplazamiento Villena | Nº DE PLANO:<br><b>1.3.1</b> |
|-------------------------------|------------------------------|



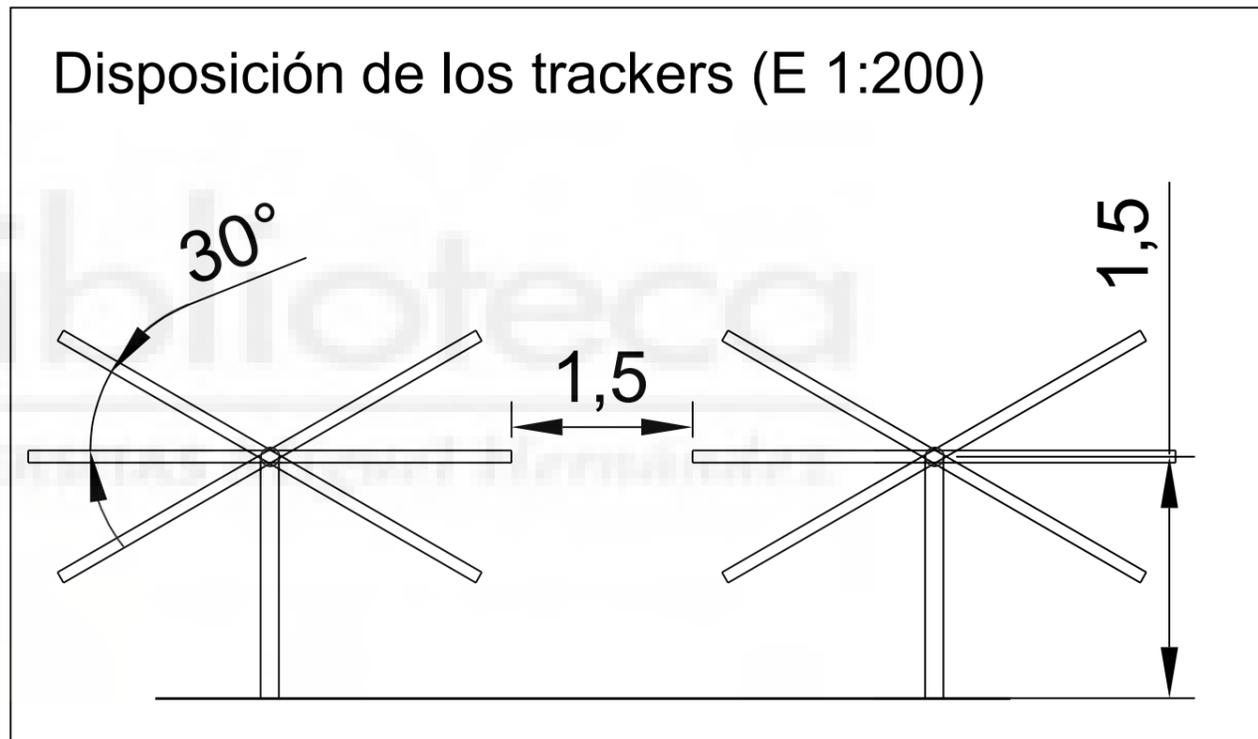
|         |  |
|---------|--|
| Grupo A |  |
| Grupo B |  |
| Grupo C |  |
| Grupo D |  |
| Grupo E |  |
| Grupo F |  |
| Grupo G |  |
| Grupo H |  |

Los caminos interiores tienen 10 m de ancho, con radios de giro de 10 metros.

|   |         |         |                          |
|---|---------|---------|--------------------------|
| UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE     |         |         |                          |
| FECHA:                                  | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22                                | A3      | 1:200   | Carlos Martínez de sayas |
| TITULO: Planta de estación fotovoltaica |         |         | Nº DE PLANO:<br>2.1      |



80 modulos por tracker  
 4 strings por tracker  
 1 inversor por tracker



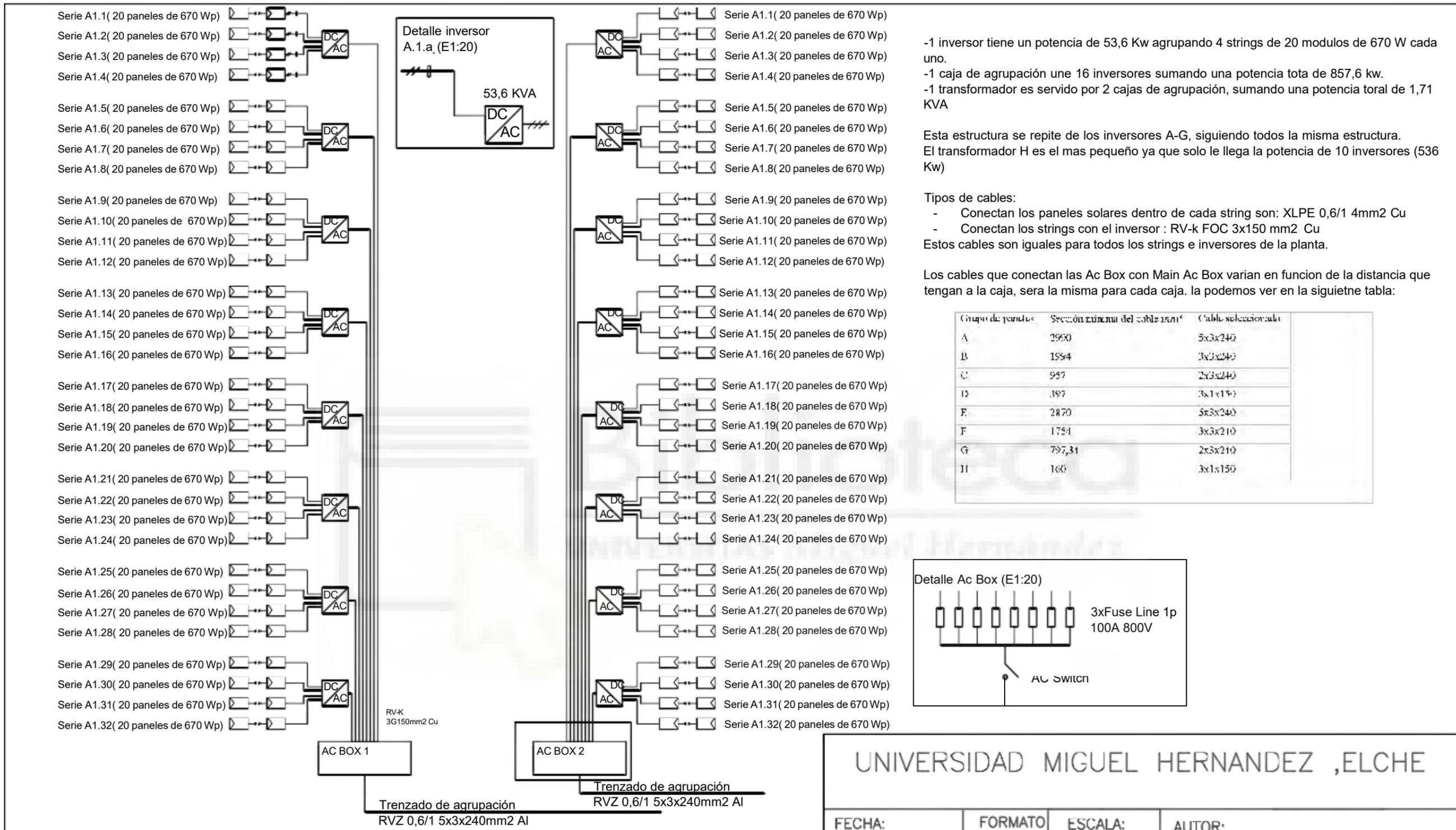
UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|                    |               |                 |                                    |
|--------------------|---------------|-----------------|------------------------------------|
| FECHA:<br>01/09/22 | FORMATO<br>A3 | ESCALA:<br>1:20 | AUTOR:<br>Carlos Martínez de sayas |
|--------------------|---------------|-----------------|------------------------------------|

TITULO: Grupo de strings

Nº DE PLANO:  
2.2

2 AC Box



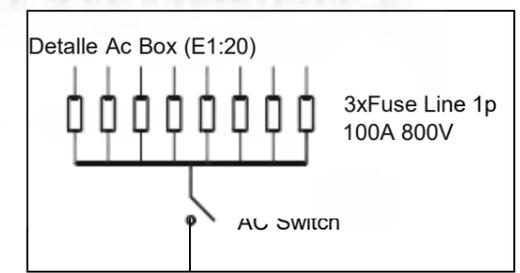
-1 inversor tiene un potencia de 53,6 Kw agrupando 4 strings de 20 modulos de 670 W cada uno.  
 -1 caja de agrupación une 16 inversores sumando una potencia tota de 857,6 kw.  
 -1 transformador es servido por 2 cajas de agrupación, sumando una potencia toral de 1,71 KVA

Esta estructura se repite de los inversores A-G, siguiendo todos la misma estructura.  
 El transformador H es el mas pequeño ya que solo le llega la potencia de 10 inversores (536 Kw)

- Tipos de cables:
- Conectan los paneles solares dentro de cada string son: XLPE 0,6/1 4mm2 Cu
  - Conectan los strings con el inversor : RV-k FOC 3x150 mm2 Cu
- Estos cables son iguales para todos los strings e inversores de la planta.

Los cables que conectan las Ac Box con Main Ac Box varian en funcion de la distancia que tengan a la caja, sera la misma para cada caja. la podemos ver en la siguietne tabla:

| Grupo de paneles | Sección mínima del cable mm <sup>2</sup> | Cable seleccionado |
|------------------|--|--------------------|
| A                | 2930                                     | 5x3x240            |
| B                | 1994                                     | 3x3x240            |
| C                | 957                                      | 2x3x240            |
| D                | 397                                      | 3x1x150            |
| E                | 2870                                     | 5x3x240            |
| F                | 1754                                     | 3x3x210            |
| G                | 797,31                                   | 2x3x210            |
| H                | 180                                      | 3x1x150            |



### Leyenda

Tracker Serie A 1, 1

Indica el tracker (1-32)

Indica la caja de agrupación (1-15)

Indica el transformador (A-H)

Inversor A 1, a

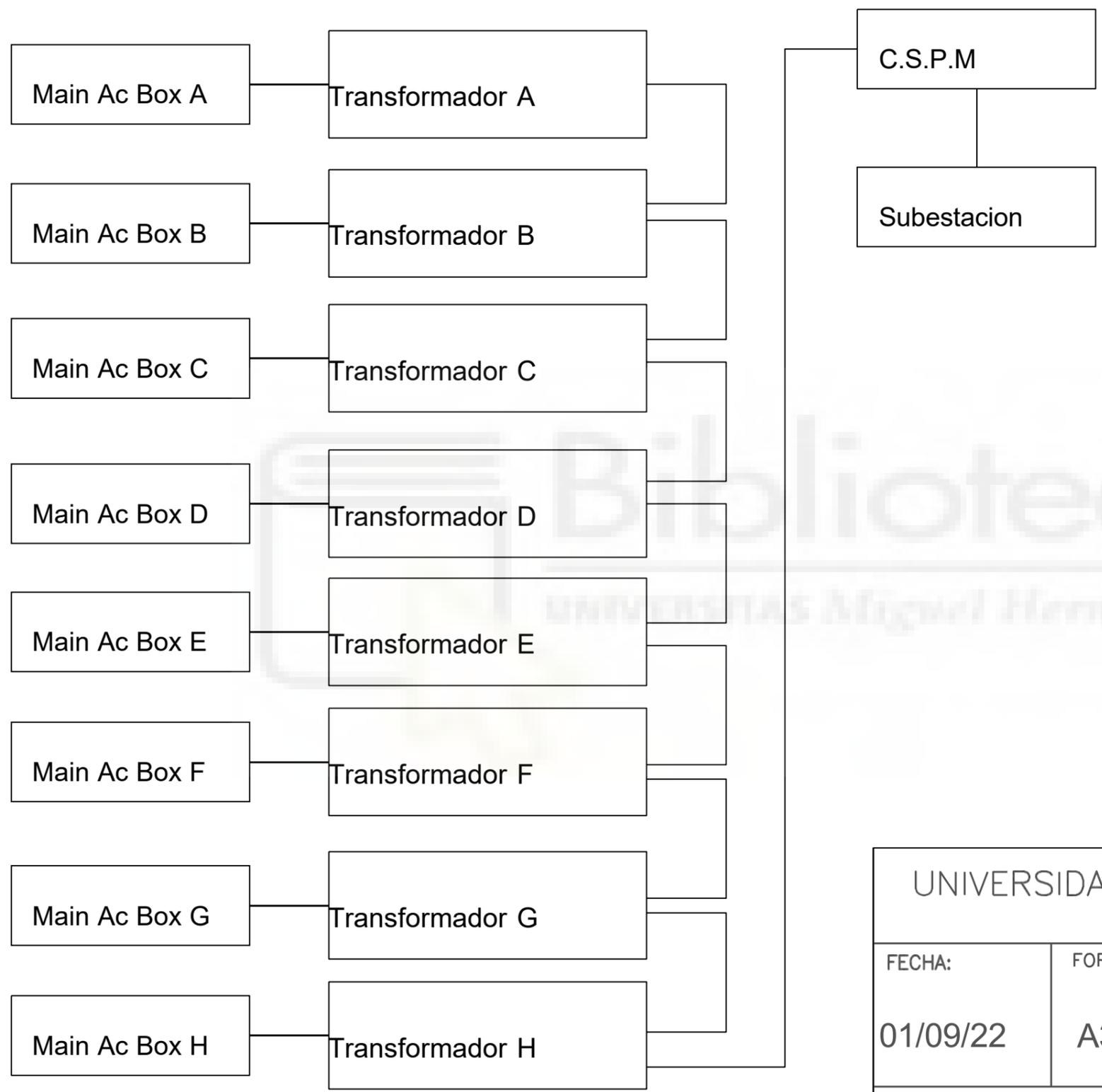
Indica el inversor (a-h)

Indica la caja de agrupación (1-15)

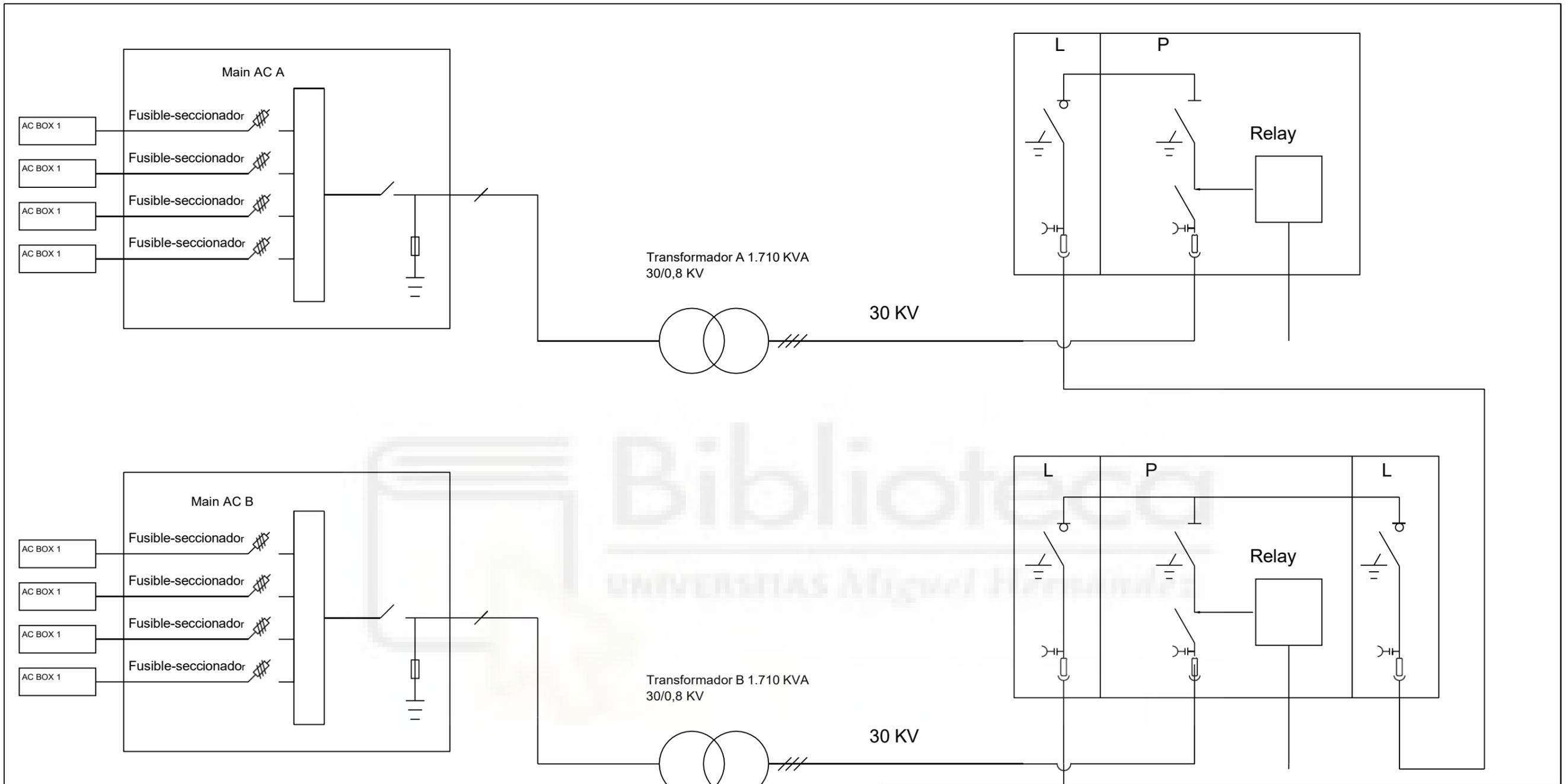
Indica el transformador (A-H)

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE

|                                    |          |         |                          |
|------------------------------------|----------|---------|--------------------------|
| FECHA:                             | FORMATO: | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22                           | A3       | 1:200   | Carlos Martínez de sayas |
| TITULO: Esquema unifilar grupo A.1 |          |         | Nº DE PLANO:<br>3.1      |



|                                     |         |         |                          |
|-------------------------------------|---------|---------|--------------------------|
| UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE |         |         |                          |
| FECHA:                              | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22                            | A3      | 1:200   | Carlos Martínez de sayas |
| TITULO: Esquema transformadores     |         |         | Nº DE PLANO:<br>3.3      |



En el plano se ven representados los transformadores A y B.

|                                     |         |         |                          |
|-------------------------------------|---------|---------|--------------------------|
| UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ ,ELCHE |         |         |                          |
| FECHA:                              | FORMATO | ESCALA: | AUTOR:                   |
| 01/09/22                            | A3      | 1:200   | Carlos Martínez de sayas |
| TITULO: Esquema unifilar            |         |         | Nº DE PLANO:<br>3.2      |

# ANEJO II

## Cálculos justificativos





## Índice

|   |   |
|---|---|
| 1. Cálculos de diseño de la instalación ..... | 5 |
| 2. Cálculos de baja tensión .....             | 5 |
| 2.1. Enseriado de paneles.....                | 5 |
| 2.2. Secciones de cableado.....               | 6 |
| 3. Cálculos de media tensión .....            | 7 |





## 1. Cálculos de diseño de la instalación

Suponiendo un enseriado de 20 módulos por string se procede a realizar una serie de cálculos tales como número de módulos, número de inversores...

En primer lugar, se ha de calcular la potencia en AC que entregarán los inversores. Para instalaciones fotovoltaicas, es normal un sobredimensionamiento  $\geq 20\%$ , siendo el sobredimensionamiento:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia pico}(CC)}{\text{Potencia nominal}(CA)} * 100 - 100$$

Para calcular el número de módulos de la instalación primero se realizará la división entre potencia pico de la instalación y la potencia pico del panel.

$$n^{\circ} \text{ de modulos} = \frac{\text{Potencia pico de la instalacion}}{\text{Potencia pico del panel}}$$

Lo más probable es que al aplicar la ecuación (1.2) no se obtenga un número divisible por 26 por lo que quedaría un string incompleto. Para calcular el número de string se utilizará el resultado de la ecuación (1.2) y se dividirá por 26 (número de módulos por string) redondeando al alza para cumplir con la potencia esperada. Por lo tanto, para el cálculo del número de strings:

$$n^{\circ} \text{ strings} = \frac{n^{\circ} \text{ modulos}}{n^{\circ} \text{ modulos por string}}$$

Una vez se ha calculado el número de módulos y strings. Se puede proceder al cálculo del número de inversores.

Como se puede observar en la ficha técnica del inversor, éste tiene 18 entradas (strings), por lo que un solo inversor podría abarcar 18 strings. Sin embargo, el código de red español obliga a tener la capacidad de poder entregar reactiva si se precisara, en una instalación fotovoltaica, esto se traduce en aumentar el número de inversores, es decir, que cada inversor abarque meno potencia en DC (menos strings). Se considera por lo tanto que cada inversor albergará 14 strings. El número de inversores será, por lo tanto:

$$n^{\circ} \text{ invrsores} = \frac{n^{\circ} \text{ strings}}{N^{\circ} \text{ maximo de string por inversor}}$$

El resultado de esta ecuación se redondeará al alza para asegurarnos que cumplimos con el código de red.

## 2. Cálculos de baja tensión

### 2.1. Enseriado de paneles

Para llevar a cabo la justificación del enseriado elegido (20 modulos/string) se comprobará por dos criterios, el de intensidad máxima y el de caída de tensión máxima.

#### Comprobación por intensidad

Se comprueba aquí que la máxima intensidad que puede darse en el campo fotovoltaico es en cualquier caso menos que la intensidad máxima a la entrada del inversor. Para esto, se ha de tener en cuenta el coeficiente de corrección de la intensidad de cortocircuito que se indica en

la ficha técnica del módulo, y nos da un valor porcentual del incremento de la intensidad por cada grado que aumente la temperatura (con respecto de las condiciones STC).

La ecuación para el cálculo de la corriente máxima será:

$$I_{MAX} = n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * I_{sc} + \left( \frac{K_{SC}}{100} * I_{sc} * n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \right)$$

Se comprobará que el resultado de la ecuación (2.1) es menor que la corriente de entrada al inversor.

### Comprobación por caída de tensión

Se intentará demostrar aquí que la tensión a la entrada del inversor será menor también que la máxima tensión admitida por este a su entrada y mayor que la mínima requerida.

Primero se comprobará la tensión mínima, este cálculo se realiza partiendo de la tensión en el punto de máxima potencia a 20°C y con el coeficiente de variación de la tensión en función de la  $T_a$  Koc, se utilizará para el cálculo la temperatura máxima local.

$$V_{MIN} = n^{\circ} \text{ mod. serie} * V_{MPPT} + \left( \frac{K_{OC}}{100} * V_{MPPT} * n^{\circ} \text{ mod. serie} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \right)$$

Posteriormente se procederá a la comprobación de que la tensión máxima a la entrada del inversor es menor que el valor máximo de entrada en este, valor que se obtendrá de la ficha técnica. Para este cálculo se utilizará la ecuación (2.2) pero con la tensión de circuito abierto (Voc) y la temperatura mínima.

Una vez se hayan comprobado todos estos criterios y todos cumplan, se podrá asegurar que el enseriado elegido es válido.

## 2.2. Secciones de cableado

Para el cálculo de las secciones de cableado se ha respondido a dos criterios: El criterio de intensidad máxima y el criterio de Caída de tensión.

El primero de ellos basa el fundamento de sus cálculos en el efecto Joule, de modo que la emisión de calor quede siempre por debajo de los límites térmicos del cable.

Se utilizarán ambos métodos y se adoptará en cada caso la sección más restrictiva (la de mayor diámetro).

Para el criterio de caída tensión siguiendo las recomendaciones del IDAE se fija un valor de caída de tensión máxima en los tramos de CC de 1,5% sin embargo para nuestro caso, el uso de inversores string hace que la tirada de cable de continua sea mucho menor por lo que se considerará una caída de tensión del 1%.

Para el cálculo de las secciones de cableado se dividirá el cálculo por tramos. Los siguientes tramos se han tenido en consideración:

- Final de rama (string) – Entrada del inversor
- Salida del inversor – AC Box

- AC box – Transformador

La fórmula expuesta a continuación se utilizará para hacer la comprobación por el criterio de caída de tensión.

$$S \geq \frac{2 * L * I_{OUT,INV}}{\frac{\epsilon}{100} * \sigma(T_{MAX}) * V_{OUT,INV}}$$

Y para el criterio de corriente máxima se deberá de cumplir que la corriente admisible por el cable es un 25% superior como mínimo a la intensidad máxima que recorrerá ese tramo de cable. Para el caso de corriente continua, la intensidad máxima del conductor en servicio permanente se recoge en la norma UNE-EN 50618. Para el caso de CA hay que consultar la ficha técnica del tipo de cable usado.

### 3. Cálculos de media tensión

La parte

Dividimos el cableado en los siguientes tramos:

Transformador 1- transformador 2

Transformador 2- transformador 3

Transformador 3 - transformador C.S.P.M

C.S.P.M. – subestación

Para los tramos de media no se especifica en la norma ITC-BT-40 ninguna caída de tensión máxima para tramos de media tensión, solo se especifica para baja. De todas formas, en los tramos de media, al ser la corriente bastante pequeña no suele haber caídas de tensión grandes, por lo que se calculará la caída de tensión a posteriori, una vez se ha seleccionado el cable siguiendo el criterio térmico. Para el cálculo de la caída de tensión en los tramos de media se tendrá en cuenta la siguiente ecuación:

$$\Delta U(\%) = 100 * \sqrt{3} * I * L * \frac{R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)}{U}$$

# ANEJO III

## Presupuesto





## Índice

|  |   |
|--|---|
| 1. Presupuesto .....                               | 5 |
| 1.1. Ingeniería previa .....                       | 5 |
| 1.1.1. Consideraciones previas .....               | 5 |
| 1.1.2. Recursos humanos.....                       | 5 |
| 1.1.3. Amortización recursos informáticos .....    | 5 |
| 1.1.4. Resumen presupuesto ingeniería previa ..... | 5 |
| 1.2. Presupuesto ejecución de obra .....           | 6 |





## 1. Presupuesto

### 1.1. Ingeniería previa

#### 1.1.1. Consideraciones previas

En este apartado se cuantifica el coste del estudio de viabilidad de la construcción y puesta en marcha de una instalación fotovoltaica. El periodo de realización del proyecto ha sido de 3 meses, teniendo en cuenta el periodo de diseño y análisis de la instalación proyectada.

#### 1.1.2. Recursos humanos

Para la realización de este proyecto de forma satisfactoria ha sido necesario como recursos humanos, un estudiante de último grado de ingeniería técnica industrial, en la especialidad de mecánica, con la ayuda de un profesor experto en este ámbito, que hará de tutor. La retribución se ha obtenido de un informe del Centro de apoyo a la innovación, la investigación y la Transferencia de Tecnología (CTT) del año 2016 y del coste convenio de prácticas del estudiante de ingeniería técnica industrial.

| Concepto   | Coste Unitario (€/h) | Tiempo Empleado (h) | Coste Total (€) |
|------------|----------------------|---------------------|-----------------|
| Estudiante | 30                   | 200                 | 6000            |
| Tutor      | 50                   | 10                  | 500             |

#### 1.1.3. Amortización recursos informáticos

Los equipos informáticos utilizados en el diseño y redacción del proyecto son 2, un portátil y un iPad pro. El software utilizado, facilitado por la universidad es todo el paquete de MS Office y de Autodesk, se ha empleado Inventor y AutoCAD.

| Concepto  | Precio | Periodo de amortización | Periodo amortizado | Coste amortización |
|-----------|--------|-------------------------|--------------------|--------------------|
| PC        | 1000   | 4 años                  | 2 meses            | 50 €               |
| iPad pro  | 1200   | 4 años                  | 3 meses            | 75 €               |
| MS Office | 0      | 4                       | 2                  | 0 €                |
| Autodesk  | 0      | 4                       | 1                  | 0 €                |

#### 1.1.4. Resumen presupuesto ingeniería previa

Se presenta el coste total aproximado del estudio de diseño y análisis de la instalación fotovoltaica proyectada.

| Concepto              | Importe         |
|-----------------------|-----------------|
| Recursos humanos      | 6500 €          |
| Recursos informáticos | 125 €           |
| IVA (21%)             | 1391,25 €       |
| <b>TOTAL</b>          | <b>7891,25€</b> |

## 1.2. Presupuesto ejecución de obra

| Elemento                                  | Unidades           | Precio unitario | Precio total        |
|---|--------------------|-----------------|---------------------|
| Zanja BT                                  | 2550 m             | 18,00           | 46.000,00           |
| Zanja MT                                  | 1000 m             | 15,00           | 15.000,00           |
| Zanja CCTV                                | 1570 m             | 11,00           | 17.300,00           |
| Caminos interiores (3 metros)             | 1200 m             | 58,00           | 70.000,00           |
| Zona de giro                              | 500 m <sup>2</sup> | 6,00            | 3.000,00            |
| Base transformador                        | 8 ud               | 4.000,00        | 32.000,00           |
| Base para las AC Box                      | 15 ud              | 750,00          | 11.250,00           |
| Base para el contenedor de control        | 1 ud               | 2.500,00        | 2.500,00            |
| Tubo de 63 mm para BT                     | 10.000 m           | 2,00            | 20.000,00           |
| Tubo de 160 para MT                       | 3.500 m            | 5               | 17.500,00           |
| <b>Total obra civil</b>                   |                    |                 | <b>250.000,00</b>   |
| Cable 4 mm                                | 25.000 m           | 1,00            | 25.000,00           |
| Cable 6 mm                                | 15.000 m           | 1,25            | 18.750,00           |
| Cable de media tensión 150                | 500 m              | 6,00            | 3.000,00            |
| Cable de media tensión de 240             | 250 m              | 7,5             | 1.875,00            |
| Cable de media tensión de 400             | 3000 m             | 9,00            | 27.000,00           |
| Conexión módulos                          | 18720 ud           | 2               | 37.500,00           |
| <b>Total obra eléctrica</b>               |                    |                 | <b>150.000,00</b>   |
| Ac Box (compra, transporte e instalación) | 38 ud              | 1.000,00        | 38.000,00           |
| Inversores (compra y transporte)          | 234 ud             | 2.500,00        | 587.000,00          |
| Transformadores                           | 8 ud               | 100.000,00      | 800.000,00          |
| Tracker                                   | 234 ud             | 3.000,00        | 702.000,00          |
| Módulos fotovoltaicos                     | 18720 ud           | 150,00          | 2.808.000,00        |
| <b>Total equipos principales</b>          |                    |                 | <b>4.935.000,00</b> |
| Cámaras térmicas                          | 8 ud               | 4.000,00        | 32.000,00           |
| Cámaras analógicas                        | 6 ud               | 1.200,00        | 7.200,00            |
| Instalación                               | 1 ud               | 20.000,00       | 20.000,00           |
| <b>TOTAL CCTV</b>                         |                    |                 | <b>59.000,00</b>    |
| Contenedor de para monitorización         | 1 ud               | 25.000,00       | 25.000,00           |
| PPC                                       | 1 ud               | 25.000,00       | 25.000,00           |
| Sensor de temperatura ambiente            | 2 ud               | 300,00          | 600,00              |
| Sensor de temperatura de la celula        | 2 ud               | 300,00          | 600,00              |
| Estación meteorológica                    | 1 ud               | 2.500,00        | 2.500,00            |
| <b>TOTAL MONITORIZACION</b>               |                    |                 | <b>53.700,00</b>    |
| Vallado perimetral                        | 1.500 m            | 40,00           | 60.000,00           |
| Vallado transformador                     | 125 m              | 50,00           | 7.500,00            |
| Puerta                                    | 1 ud               | 2.500           | 2.500,00            |
| <b>TOTAL VALLADO</b>                      |                    |                 | <b>70.000,00</b>    |
| Trabajos en la subestación                | 1 ud               | 100.000,00      | 100.000,00          |
| Estudio geotécnico                        | 1 ud               | 20.000,00       | 20.000,00           |
| Estudio topográfico                       | 1 ud               | 3.000,00        | 3.000,00            |
| Estudio de tierras                        | 1 ud               | 3.000,00        | 3.000,00            |
| Alquiler de caseta de obras               | 20 semanas         | 4.000,00        | 80.000,00           |
| Seguridad durante la obra 24 h            | 20 semanas         | 2.500,00        | 50.000,00           |
| Responsable del proyecto                  | 20 semanas         | 3.000,00        | 60.000,00           |

|                                  |            |          |                     |
|----------------------------------|------------|----------|---------------------|
| Responsable de Seguridad y Salud | 20 semanas | 2.800,00 | 56.000,00           |
| Responsable de construcción      | 20 semanas | 2.500,00 | 50.00,00            |
| <b>TOTAL OTROS</b>               |            |          | <b>422.000,00</b>   |
| <b>TOTAL</b>                     |            |          | <b>5.939.700,00</b> |

Los precios han sido consultados en proyectos donde se realizan los trabajos indicados o en el fabricante en caso de los equipos.

Las medidas de cada una de las partidas explican a continuación:

- Obra civil:
  - o Zanja de BT: se ha considerado 85 metros por cada lado de los grupos de strings
  - o Zanja de MT: se ha considerado la unión de todas las AC Box y luego llevarla a los transformadores.
  - o Zanja de CCTV: se ha obtenido midiendo el perímetro del vallado de la planta
  - o Caminos interiores: medidos del plano
  - o Zonas de giro de camiones:
  - o Zona compund: se ha estimado una superficie de 1000 m<sup>2</sup> donde instalar el contenedor de control y transformadores.
- Equipo principales: las medidas y datos técnicos se encuentran en pliego de condiciones y fichas técnicas.
- CCTV: ver pliego de condiciones
  - o Sistema de control.
  - o Contenedor de 40 pies para monitorizar y controlar la planta
  - o Sensor de temperatura ambiente: 2 para tener doble comprobación
  - o Sensor de temperatura de la célula: 2 para tener doble comprobación
  - o Piranómetro: 2 para tener doble comprobación
- Vallado:
  - o Vallado perimetral: 1570 metros medidos en el plano.
  - o Vallado de los transformadores 50 metros por pareja de transformadores.
  - o Puerta: una única puerta.
- Otros: se ha considerado 20 semanas ( 5 meses aproximadamente) como tiempo de construcción necesario

# ANEXO IV

## Pliego de Condiciones Técnicas





# Índice

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Objeto.....</b>  | <b>7</b>  |
| <b>2. Generalidades .....</b>  | <b>7</b>  |
| <b>3. Definiciones.....</b>  | <b>8</b>  |
| 3.1. Radiación solar .....   | 8         |
| 3.2. Instalación .....   | 8         |
| 3.3. Módulos .....   | 9         |
| <b>4. Diseño.....</b>  | <b>9</b>  |
| 4.1. Diseño del generador fotovoltaico.....                          | 9         |
| 4.1.1. Generalidades:.....   | 9         |
| 4.2. Diseño del sistema de monitorización .....                      | 10        |
| 4.3. Integración arquitectónica .....                                | 10        |
| <b>5. Componentes y materiales .....</b>                             | <b>11</b> |
| 5.1. Generalidades.....  | 11        |
| 5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.....                         | 11        |
| 5.3. Estructura soporte .....  | 13        |
| 5.4. Inversores .....  | 14        |
| 5.5. Cableado .....  | 15        |
| 5.6. Conexión a red .....  | 16        |
| 5.7. Medidas.....  | 16        |
| 5.8. Protecciones .....  | 16        |
| 5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....        | 16        |
| 5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética .....              | 16        |
| 5.11. Medidas de seguridad.....                                      | 16        |
| <b>6. Recepción y pruebas.....</b>                                   | <b>17</b> |
| <b>7. Cálculo de la producción anual esperada .....</b>              | <b>18</b> |
| <b>8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....</b> | <b>20</b> |
| 8.1. Generalidades.....  | 20        |
| 8.2. Programa de mantenimiento.....                                  | 20        |
| 8.3. Garantías .....   | 21        |



## 1. Objeto

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

## 2. Generalidades

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

Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### 3. Definiciones

#### 3.1. Radiación solar

- Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

- Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .

- Irradiación

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

#### 3.2. Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas

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

- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

- Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

- Interruptor automático de la interconexión

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

- Interruptor general

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

- Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas

- Inversor

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

- Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

### 3.3. Módulos

- Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

- Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar:  $1000 \text{ W/m}^2$
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

- Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

## 4. Diseño

### 4.1. Diseño del generador fotovoltaico

#### 4.1.1. Generalidades:

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 4.1.2. Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se definen en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

*Tabla I*

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

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

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

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

#### 4.2. Diseño del sistema de monitorización:

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

#### 4.3. Integración arquitectónica:

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la

construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## 5. Componentes y materiales

### 5.1. Generalidades

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

### 5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre

informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.

- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### 5.3. Estructura soporte:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

#### 5.4. Inversores

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
  - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
  - Auto conmutados.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
  - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
    - Cortocircuitos en alterna.
    - Tensión de red fuera de rango.
    - Frecuencia de red fuera de rango.
    - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
    - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
  - Encendido y apagado general del inversor.
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
  - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
  - El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
  - El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
  - A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectarse en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

### 5.5. Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### 5.6. Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### 5.7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

#### 5.8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

#### 5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### 5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### 5.11. Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

## 6. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## 7. Cálculo de la producción anual esperada

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

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

- $G_{dm}(0)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
  - Agencia Estatal de Meteorología.
  - Organismo autonómico oficial.
  - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- $G_{dm}(a, \phi)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro  $a$  representa el azimut y  $\phi$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

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

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador  $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$ , orientado al Sur ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinado  $35^\circ$  ( $\beta = 35^\circ$ ).

| Mes        | $G_{dm}(0)$<br>[kWh/(m <sup>2</sup> ·día)] | $G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$<br>[kWh/(m <sup>2</sup> ·día)] | PR    | $E_p$<br>(kWh/día) |
|------------|--|---|-------|--------------------|
| Enero      | 1,92                                       | 3,12  | 0,851 | 2,65               |
| Febrero    | 2,52                                       | 3,56  | 0,844 | 3,00               |
| Marzo      | 4,22                                       | 5,27  | 0,801 | 4,26               |
| Abril      | 5,39                                       | 5,68  | 0,802 | 4,55               |
| Mayo       | 6,16                                       | 5,63  | 0,796 | 4,48               |
| Junio      | 7,12                                       | 6,21  | 0,768 | 4,76               |
| Julio      | 7,48                                       | 6,67  | 0,753 | 5,03               |
| Agosto     | 6,60                                       | 6,51  | 0,757 | 4,93               |
| Septiembre | 5,28                                       | 6,10  | 0,769 | 4,69               |
| Octubre    | 3,51                                       | 4,73  | 0,807 | 3,82               |
| Noviembre  | 2,09                                       | 3,16  | 0,837 | 2,64               |
| Diciembre  | 1,67                                       | 2,78  | 0,850 | 2,36               |
| Promedio   | 4,51                                       | 4,96  | 0,803 | 3,94               |

## 8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 8.1. Generalidades

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

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 8.2. Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectada a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### 8.3. Garantías

#### Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### 8.3 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### 8.4 Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

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

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello aun tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

## 8.5 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

### 8.5.1 Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

# Anejo V

## Fichas técnicas





## Inversores Solis trifásicos

### » Solis-(40-70)K



360 grados

### Características:

- ▶ 99.0% de eficiencia máxima
- ▶ Rango de voltaje ultra amplio, voltaje de arranque ultra bajo
- ▶ 4 entradas MPPT, cada corriente nominal de 22/28.5A, compatible con módulos de alta potencia
- ▶ THDi <3% baja distorsión armónica
- ▶ Antirresonancia, compatible con más de 6 MW en paralelo en un transformador
- ▶ Solución perfecta de monitoreo de sitios comerciales
- ▶ Ventilador redundante inteligente



### Modelo:

**400V:** Solis-40K    Solis-50K    Solis-60K-4G

**480V:** Solis-50K-HV    Solis-60K-HV    Solis-70K-HV-4G

## Tabla de datos

| Modelo  | Solis-40K   | Solis-50K                         | Solis-50K-HV       | Solis-60K-HV                      | Solis-60K-4G                 | Solis-70K-HV-4G |
|---|---|-----------------------------------|--------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------|
| <b>Entrada (CC)</b>   |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Voltaje máxima de entrada                                   | 1100 V  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Voltaje de nominal  | 600 V   | 600 V                             | 720 V              | 720 V                             | 600 V                        | 720 V           |
| Voltaje de arranque   | 200 V   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Rango de voltaje MPPT                                       | 200-1000 V  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Corriente máxima de entrada                                 | 4*22 A  | 4*28.5 A                          | 4*22 A             |                                   | 4*28.5 A                     |                 |
| Corriente máxima de cortocircuito                           | 4*34.3 A  | 4*44.5 A                          | 4*34.3 A           |                                   | 4*44.5 A                     |                 |
| Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada          | 4/8   | 4/12                              | 4/8                |                                   | 4/12                         |                 |
| <b>Salida (CA)</b>  |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Potencia nominal de salida                                  | 40 kW   | 50 kW                             | 50 kW              | 60 kW                             | 60 kW                        | 70 kW           |
| Potencia máxima de salida aparente                          | 44 kVA  | 55 kVA                            | 55 kVA             | 66 kVA                            | 66 kVA                       | 77 kVA          |
| Potencia máxima de salida                                   | 44 kW   | 55 kW                             | 55 kW              | 66 kW                             | 66 kW                        | 77 kW           |
| Voltaje nominal de la red                                   | 3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V  |                                   | 3/PE, 480 V        |                                   | 3/N/PE, 220V/380V, 230V/400V | 3/PE, 480 V     |
| Frecuencia nominal de la red                                | 50 Hz / 60 Hz   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Corriente nominal de salida de red                          | 58 A / 60.8 A   | 72.2 A / 76 A                     | 60.2 A             | 72.2 A                            | 86.6 A / 91.2 A              | 84.2 A          |
| Corriente máxima de salida                                  | 66.9 A  | 83.3 A                            | 66.2 A             | 80 A                              | 100 A                        | 92.6 A          |
| Factor de potencia  | >0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| THDi  | <3%   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| <b>Eficiencia</b>   |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Eficiencia máxima   | 98.8%   |                                   | 99.0%              |                                   |                              |                 |
| Eficiencia EU   | 98.4%   |                                   | 98.5%              |                                   |                              |                 |
| <b>Protección</b>   |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Protección contra polaridad inversa DC                      |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Protección contra cortocircuito                             |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Protección de sobrecorriente de salida                      |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Protección contra sobretensiones                            |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Monitoreo de red  |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Detección Anti-isla   |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Protección de temperatura                                   |   |                                   |                    | Sí                                |                              |                 |
| Recuperación PID integrada                                  |   |                                   |                    | Opcional                          |                              |                 |
| AFCI integrado (Protección de circuito de falla de arco CC) |   |                                   |                    | Sí <sup>(1)</sup>                 |                              |                 |
| Interruptor de CC integrado                                 |   |                                   |                    | Opcional                          |                              |                 |
| <b>Datos generales</b>                                      |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Dimensiones (longitud*altura*ancho)                         | 630*700*357 mm  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Peso  | 61 kg   | 63 kg                             | 61 kg              |                                   | 63 kg                        |                 |
| Topología   | Sin Transformador   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Consumo propio (noche)                                      | <1 W  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Rango de temperatura de funcionamiento                      | -25 ~ +60°C   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Humedad relativa  | 0-100%  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Nivel de protección   | IP65  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Enfriamiento  | Convección natural  | Ventilador redundante inteligente | Convección natural | Ventilador redundante inteligente |                              |                 |
| Altitud máxima de funcionamiento                            | 4000 m  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Estándar de conexión de red                                 | G98 or G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VFR:2019, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530 |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Estándar de seguridad / EMC                                 | IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-4  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| <b>Características</b>                                      |   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Conexión de CC  | Conector MC4  |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Conexión de CA  | Terminal OT   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Pantalla  | LCD   |                                   |                    |                                   |                              |                 |
| Comunicación  | RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS  |                                   |                    |                                   |                              |                 |

(1) Activación necesaria.

# Vertex

MODULO ENMARCADO MONOCRISTALINO

PRODUCTO: TSM-DE21

RANGO DE POTENCIA: 635-670W

## 670W+

POTENCIA MÁXIMA

## 0~+5W

TOLERANCIA POSITIVA

## 21.6%

EFICIENCIA MÁXIMA



### Alto Valor Añadido

- Menor LCOE (costo nivelado de la energía), costo reducido del CAPEX
- Baja degradación anual; garantía extendida de 25 años
- Compatibilidad integrada con los principales equipos de sistemas fotovoltaicos
- Mayor retorno de la inversión



### Hasta 670W de Potencia

- Hasta 21,6% de eficiencia del módulo utilizando una tecnología de interconexión de alta densidad
- Tecnología multi-busbar para mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y mejor rendimiento del módulo



### Alta Confiabilidad

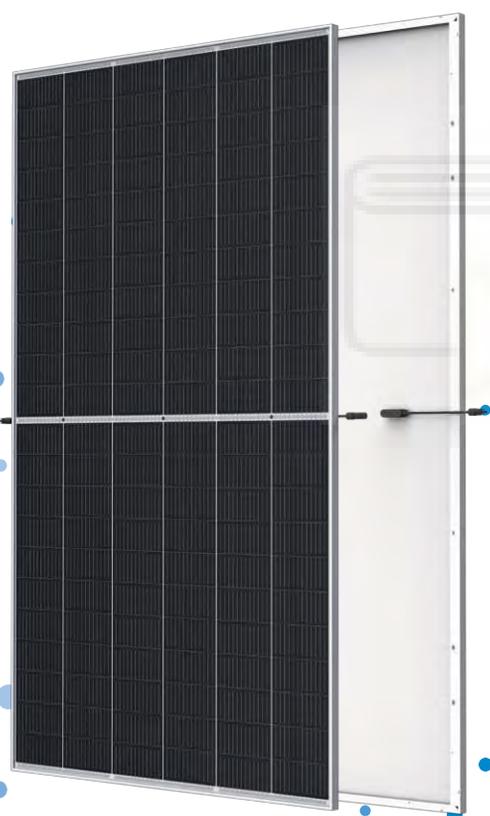
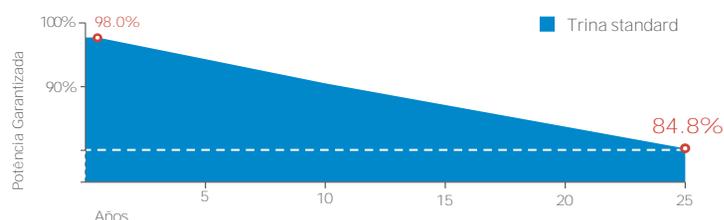
- Tecnología de corte NDC (non destructive cutting) para mitigar efectos de microcracks en celdas de grandes dimensiones
- Resistencia PID asegurada por un riguroso control de calidad Trina Solar
- Soporte a cargas mecánicas de +5400 Pa/-2400 Pa dependiendo del modo de instalación



### Alto Rendimiento

- Excelente IAM (modificador de ángulo de incidencia) y óptima performance en baja irradiación, asegurado por certificadores internacionales
- Diseño exclusivo que garantiza una producción optimizada de la energía mismo sobre condiciones de sombra
  - Bajo coeficiente de temperatura (-0,34%) y baja temperatura de operación

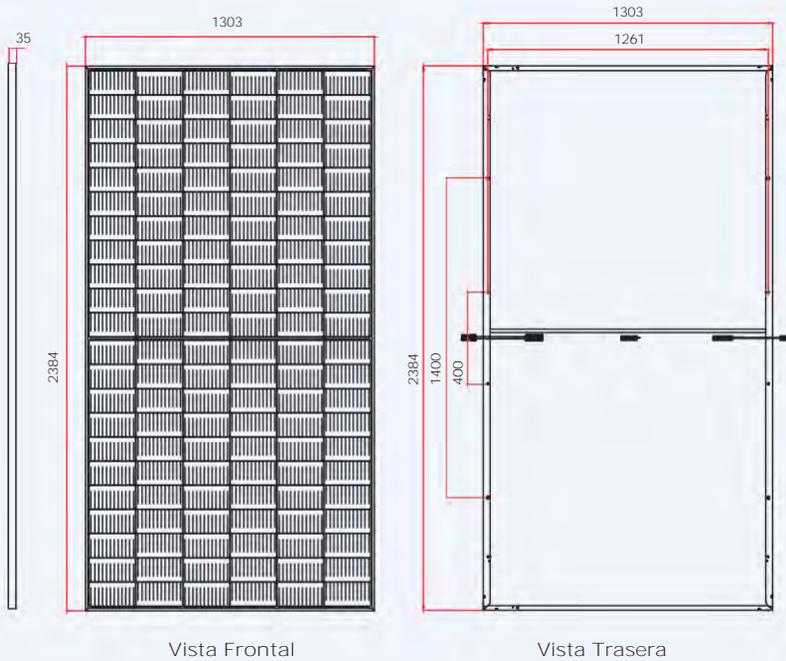
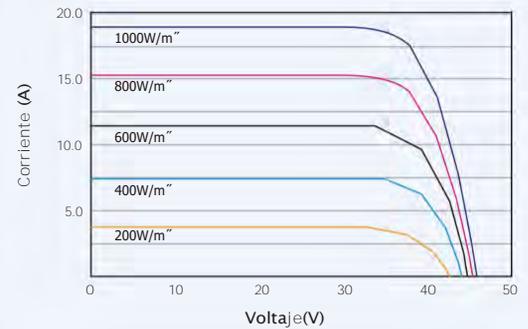
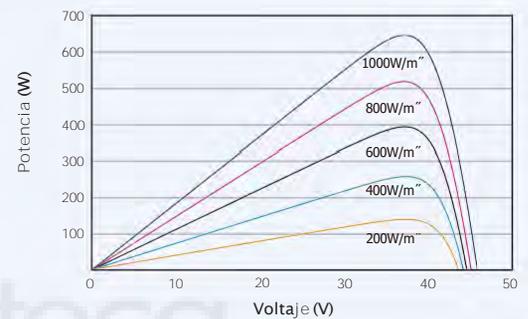
### Garantía de Performance Vertex



### Productos Certificados y Estándares Internacionales



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Sistema de Gestión de Calidad  
 ISO 14001: Sistema de Gestión Medioambiental  
 ISO14064: Verificación Emisiones de Gases Invernadero  
 OHSAS 18001: Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional

**DIMENSIONES DEL MÓDULO FV (mm)**

**CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (645 W)**

**CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (645 W)**

**DATOS ELECTRICOS (STC)**

|   | 635   | 640   | 645   | 650   | 655    | 660   | 665   | 670   |
|---|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Potencia Nominal - P <sub>MAX</sub> (Wp)*           |       |       |       |       |        |       |       |       |
| Tolerancia de Potencia Nominal-P <sub>MAX</sub> (W) |       |       |       |       | 0 ~ +5 |       |       |       |
| Tensión en Máxima Potencia-V <sub>MPP</sub> (V)     | 36.8  | 37.0  | 37.2  | 37.4  | 37.6   | 37.8  | 38.0  | 38.2  |
| Corriente en Máxima Potencia-I <sub>MPP</sub> (A)   | 17.26 | 17.30 | 17.35 | 17.39 | 17.43  | 17.47 | 17.51 | 17.55 |
| Tensión de Circuito Abierto-V <sub>OC</sub> (V)     | 44.7  | 44.9  | 45.1  | 45.3  | 45.5   | 45.7  | 45.9  | 46.1  |
| Corriente de Corto Circuito-I <sub>SC</sub> (A)     | 18.30 | 18.34 | 18.39 | 18.44 | 18.48  | 18.53 | 18.57 | 18.62 |
| Eficiencia ~ (%)                                    | 20.4  | 20.6  | 20.8  | 20.9  | 21.1   | 21.2  | 21.4  | 21.6  |

**DATOS ELECTRICOS (NOCT)**

|  | 481   | 485   | 488   | 492   | 496   | 500   | 504   | 508   |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Potencia Máxima - P <sub>MAX</sub> (Wp)            |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Tensão de Potência Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)   | 34.3  | 34.6  | 34.8  | 34.9  | 35.1  | 35.3  | 35.4  | 35.6  |
| Corrente de Potência Máxima - I <sub>MPP</sub> (A) | 13.97 | 14.01 | 14.05 | 14.09 | 14.13 | 14.17 | 14.22 | 14.26 |
| Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)    | 42.1  | 42.3  | 42.5  | 42.7  | 42.9  | 43.0  | 43.2  | 43.4  |
| Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)   | 14.75 | 14.78 | 14.82 | 14.86 | 14.89 | 14.93 | 14.96 | 15.01 |

**DATOS MECANICOS**

|                       |   |
|-----------------------|---|
| Células               | Monocrystalinas   |
| No. de Células        | 132 celdas  |
| Dimensiones           | 2384 x 1303 x 35 mm (93.86 x 51.30 x 1.38 pulgadas)   |
| Peso                  | 33.9 kg (74.7 lb)   |
| Vidrio Frontal        | 3.2 mm (0.13 pulgadas), Alta Transmisión, Anti-Reflejo, Termoendurecido   |
| Material Encapsulante | EVA   |
| Backsheet             | Blanco  |
| Marco                 | 35mm (1.38 pulgadas) Aleación de Aluminio Anodizado   |
| J-Box                 | IP 68   |
| Cables                | Cable de Tecnología Fotovoltaica <b>4.0mm</b> (0.006 pulgadas), Retrato: 280/280 mm (11.02/11.02 pulgadas) Largo del cable customizable |
| Conectores            | MC4 EVO2 / TS4*   |

\*Consulte el conector con el vendedor local

**COEFICIENTES DE TEMPERATURA**

|   |             |
|---|-------------|
| NOCT (Temp. Nominal de Operación de Célula) | 43°C (±2°C) |
| Coefficiente de Temp. P <sub>MAX</sub>      | -0.34%/°C   |
| Coefficiente de Temp. Voc                   | -0.25%/°C   |
| Coefficiente de Temp. Isc                   | 0.04%/°C    |

**LIMITES OPERACIONALES**

|                            |                |
|----------------------------|----------------|
| Temperatura Operacional    | -40 ~ +85°C    |
| Voltaje Máxima del Sistema | 1500V DC (IEC) |
|                            | 1500V DC (UL)  |
| Capacidad Max. del Fusivel | 30A            |

**GARANTÍA**

12 Años de Garantía del Producto  
 25 Años de Garantía de Generación de Energía  
 2% Degradación del Primer Año  
 0.55% Degradación Anual de Potencia

(Consultar documento de garantía para detalles)

**CONFIGURACIONES DE EMBALAJE**

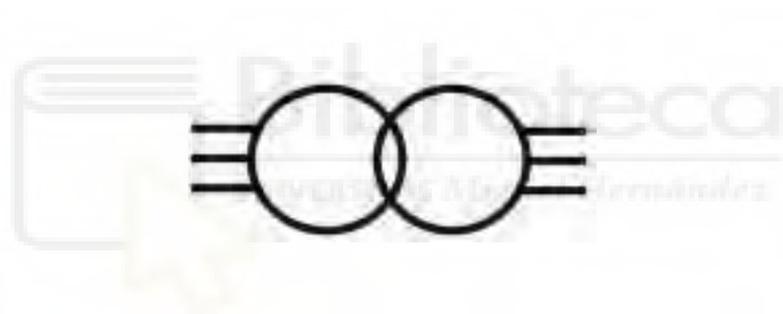
Modulos por caja: 31 unidades  
 Modulos por contenedor 40': 527 unidades



Transformadores Eléctricos  
de Distribución



Transformadores Sumergidos  
en Dieléctrico Líquido



|   |   |
|---|---|
| Desde 250 hasta 2500 kVA<br>Nivel de Aislamiento 24 kV    | 2 |
| Desde 250 hasta 2500 kVA<br>Nivel de Aislamiento 36 kV    | 4 |
| Desde 25 hasta 160 kVA<br>Nivel de Aislamiento 24 y 36 kV | 6 |

La calidad de los productos diseñados, fabricados e instalados, está apoyada en la implantación y certificación de un sistema de gestión de la calidad, basado en la norma internacional ISO 9001:2000.

Nuestro compromiso con el entorno, se reafirma con la implantación y certificación de un sistema de gestión medioambiental de acuerdo a la norma internacional ISO 14001.

Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de nuestro departamento Técnico-Comercial.

# Desde 250 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 24 kV Transformadores sumergidos en dieléctrico líquido



## DESCRIPCIÓN

Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalación en interior o en exterior.
- Sumergidos en aceite mineral de acuerdo a la norma UNE 21-320/5-IEC 296. (otros dieléctricos líquidos bajo pedido).
- Cuba de aletas.
- Refrigeración natural (ONAN).
- El color de la capa exterior será azul verdoso muy oscuro del tipo 8010-B10G según norma UNE 48103. (otros colores bajo pedido)



## ACCESORIOS DE SERIE

- Conmutador de regulación maniobrable sin tensión
- Pasatapas MT de porcelana
- Pasabarras BT de porcelana
- 2 Terminales de tierra
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras
- Dispositivo de llenado
- Placa de características
- Placa de seguridad e instrucciones de servicio
- 2 Cáncamos de elevación
- 4 Dispositivos de arriostramiento
- 4 Dispositivos de arrastre
- Dispositivo para alojamiento de termómetro



## ACCESORIOS OPCIONALES

- Termómetro de 2 contactos
- Conmutador de cambio de tensión sobre tapa (maniobrable sin tensión)
- Ruedas orientables bidireccionales
- Piezas de conexión BT (palas)
- Pasatapas MT enchufables
- Válvula de sobrepresión
- Otros dieléctricos líquidos (silicona, midel® 7131)
- Relé de protección (gas, presión y temperatura)
- Caja de conexiones
- Cajón cubrebomas
- Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido.
- Accesorios transformadores con depósito de expansión: Depósito de expansión, nivel de aceite, desecador silicagel, relé Buchholz.

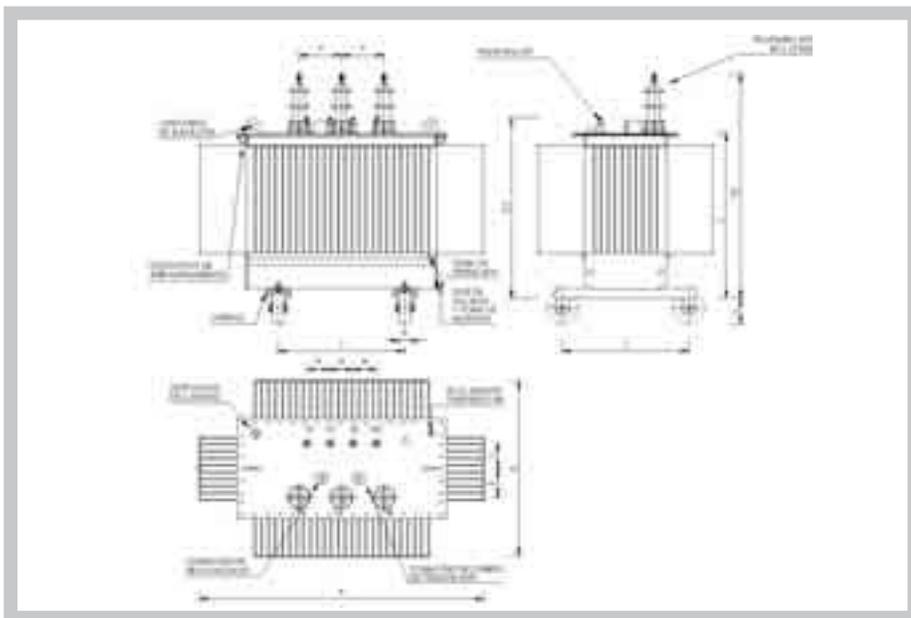
## NORMAS

Estos transformadores cumplen con los requisitos de la serie de normas UNE 21.428, EN-60076, IEC 76 (se fabrica con otras normas bajo pedido)

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

| Potencia en kVA                         |                      | 250  | 400  | 630  | 800  | 1000  | 1250  | 1600  | 2000  | 2500  |
|---|----------------------|--|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tensión                                 | Primaria             | Tensión más Elevada para el Material 24 kV                           |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Asignada                                | Secundaria en Vacío* | 420 V entre fases en vacío   |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Regulación sin Tensión                  |                      | ± 2,5 ± 5% ó +2,5 + 5 + 7,5 + 10% (otras regulaciones bajo contrato) |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Grupo de Conexión*                      |                      | Dyn 11   |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Pérdidas en Vacío (W)*                  |                      | 650  | 930  | 1300 | 1550 | 1700  | 2130  | 2600  | 3100  | 3800  |
| Pérdidas en Carga (W)*                  |                      | 3250   | 4600 | 6500 | 8100 | 10500 | 13500 | 17000 | 20200 | 26500 |
| Impedancia de Cortocircuito % a 75° C * |                      | 4  | 4    | 4    | 6    | 6     | 6     | 6     | 6     | 6     |
| Intensidad de Vacío al 100% de Vn*      |                      | 2  | 1,8  | 1,6  | 1,4  | 1,3   | 1,2   | 1,1   | 1     | 0,9   |
| Nivel de Potencia Acústica*             |                      | 62   | 65   | 67   | 68   | 68    | 70    | 71    | 73    | 76    |
| Caída de Tensión                        | cos φ = 1            | 1,4  | 1,2  | 1,1  | 1,2  | 1,2   | 1,3   | 1,2   | 1,2   | 1,2   |
| a Plena Carga %                         | cos φ = 0,8          | 3,3  | 3,2  | 3,1  | 4,4  | 4,4   | 4,4   | 4,4   | 4,4   | 4,4   |
| Rendimiento (%)                         | Carga                | 98,5   | 98,6 | 98,8 | 98,8 | 98,8  | 98,8  | 98,8  | 98,9  | 98,8  |
|   | 100%                 | 98,1   | 98,3 | 98,5 | 98,5 | 98,5  | 98,5  | 98,5  | 98,6  | 98,5  |
|   | Carga                | 98,7   | 98,8 | 99,0 | 99,0 | 99,0  | 99,0  | 99,0  | 99,1  | 99,0  |
|   | 75%                  | 98,4   | 98,6 | 98,7 | 98,7 | 98,8  | 98,7  | 98,8  | 98,8  | 98,8  |

\* Otras posibilidades bajo contrato



### DIMENSIONES Y PESOS

Las dimensiones y pesos indicados en la tabla se dan a título de ejemplo para transformadores inmersos en aceite mineral.

Dichos datos corresponden a transformadores de 250 a 2500 kVA serie menor ó igual de 24 kV/420 V, y a las características eléctricas indicadas en la tabla precedente. Para otras tensiones, otras características eléctricas y otros dieléctricos, las dimensiones y los pesos pueden variar.

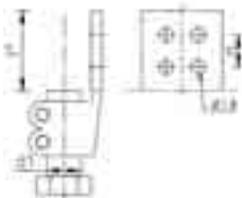
#### DIMENSIONES ESTÁNDAR (mm) (otras dimensiones bajo pedido)

| Potencia en kVA            | 250  | 400  | 630  | 800  | 1000 | 1250 | 1600** | 2000** | 2500**  |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|--------|--------|---------|
| A (Largo)                  | 1120 | 1430 | 1510 | 1780 | 1860 | 1870 | 2080   | 2140   | 2140    |
| B (Ancho)                  | 880  | 890  | 910  | 1080 | 1160 | 1160 | 1250   | 1290   | 1290    |
| C (Alto a tapa)            | 820  | 910  | 995  | 1010 | 1065 | 1120 | 1398   | 1501   | 1501    |
| D1 (Alto a MT)             | 1205 | 1295 | 1380 | 1395 | 1450 | 1505 | 1783   | 1886   | 1886    |
| D2 (Alto a BT)             | 996  | 1086 | 1269 | 1335 | 1390 | 1445 | 1758   | 1861   | 1861    |
| E (MT)                     | 155  | 160  | 170  | 185  | 185  | 195  | 185    | 214    | 214     |
| F (MT)                     | 275  | 275  | 275  | 275  | 275  | 275  | 275    | 275    | 275     |
| G (BT)                     | 145  | 155  | 145  | 155  | 155  | 165  | 175    | 204    | 204     |
| H (BT)                     | 150  | 150  | 150  | 150  | 150  | 150  | 200    | 200    | 200     |
| J (Carros)                 | 670  | 670  | 670  | 670  | 670  | 820  | 820    | 820    | 1070    |
| K (Ancho de ruedas)        | 40   | 40   | 40   | 40   | 40   | 70   | 70     | 70     | 70      |
| Ø (Ruedas)                 | 125  | 125  | 125  | 125  | 125  | 200  | 200    | 200    | 200     |
| L (Rueda)                  | 110  | 110  | 110  | 110  | 110  | 165  | 165    | 165    | 165     |
| PASABARRAS BT (d1 Métrica) | M-20 | M-20 | M-30 | M-42 | M-42 | M-42 | M-48   | M-48   | M-48 Cu |
| PASABARRAS BT (Amp)        | 630  | 630  | 1000 | 2000 | 2000 | 2000 | 3150   | 3150   | 4000    |
| VOL. ACEITE (Litros)*      | 240  | 300  | 400  | 540  | 565  | 590  | 1050   | 1400   | 1500    |
| PESO TOTAL (Kg)            | 980  | 1390 | 1790 | 2260 | 2445 | 2575 | 3860   | 5450   | 5750    |

\* Densidad del aceite 0,88gr/cm<sup>3</sup> a 20° C

\*\* Dimensiones sin el depósito de expansión.

PAT 1e/630 - 1000 - 2000  
3150 y 4000



#### PIEZAS DE CONEXIÓN BT ( PALAS) (mm)

| Designación | d1      | e  | f ° |
|-------------|---------|----|-----|
| PAT 1e/630  | M20x2,5 | 32 | 60  |
| PAT 1e/1000 | M30x2   | 32 | 80  |
| PAT 1e/2000 | M42x3   | 50 | 100 |
| PAT 1e/3150 | M48x3   | 60 | 120 |
| PAT 1e/4000 |         |    |     |

TERMINAL  
ENCHUFABLE  
ACODADO

TERMINAL  
ENCHUFABLE  
RECTO



# Desde 250 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 36 kV

## Transformadores sumergidos en dieléctrico líquido



### DESCRIPCIÓN

Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalación en interior o en exterior.
- Sumergidos en aceite mineral de acuerdo a la norma UNE 21-320/5-IEC 296. (otros dieléctricos líquidos bajo pedido).
- Cuba de aletas.
- Refrigeración natural (ONAN).
- El color de la capa exterior será azul verdoso muy oscuro del tipo 8010-B10G según norma UNE 48103. (otros colores bajo pedido)



### ACCESORIOS DE SERIE

- Conmutador de regulación maniobrable sin tensión
- Pasatapas MT de porcelana
- Pasabarras BT de porcelana
- 2 Terminales de tierra
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras
- Dispositivo de llenado
- Placa de características
- Placa de seguridad e instrucciones de servicio
- 2 Cáncamos de elevación
- 4 Dispositivos de arriostamiento
- 4 Dispositivos de arrastre
- Dispositivo para alojamiento de termómetro



### ACCESORIOS OPCIONALES

- Termómetro de 2 contactos
- Conmutador de cambio de tensión sobre tapa (maniobrable sin tensión)
- Ruedas orientables bidireccionales
- Piezas de conexión BT (palas)
- Pasatapas MT enchufables
- Válvula de sobrepresión
- Otros dieléctricos líquidos (silicona, midel® 7131)
- Relé de protección (gas, presión y temperatura)
- Caja de conexiones
- Cajón cubrebomas
- Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido.
- Accesorios transformadores con depósito de expansión: Depósito de expansión, nivel de aceite, desecador silicagel, relé Buchholz.

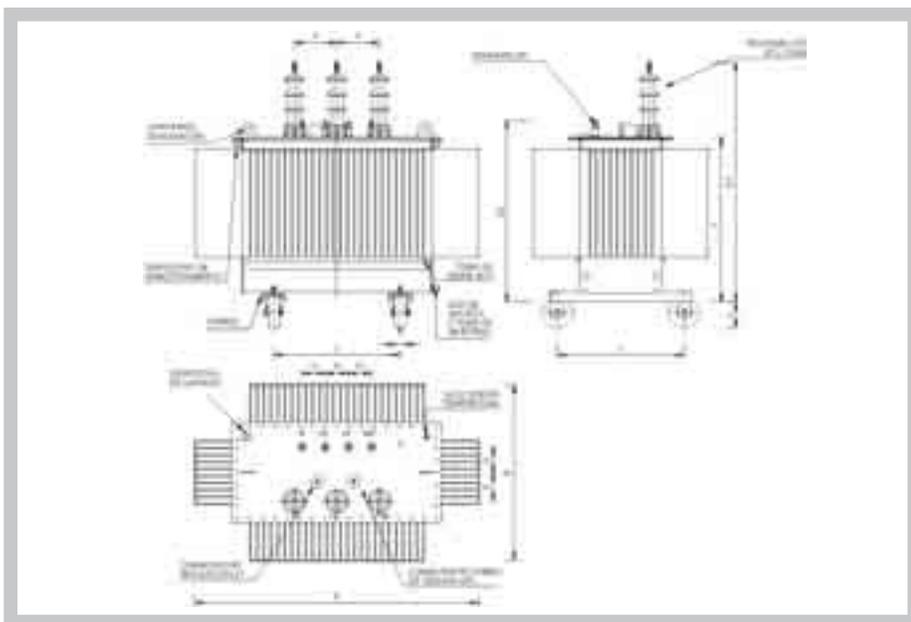
### NORMAS

Estos transformadores cumplen con los requisitos de la serie de normas UNE 21.428, EN-60076, IEC 76 (se fabrica con otras normas bajo pedido)

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

| Potencia en kVA                         |                      | 250  | 400  | 630  | 800  | 1000  | 1250  | 1600  | 2000  | 2500  |
|---|----------------------|--|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tensión                                 | Primaria             | Tensión más Elevada para el Material 36 kV                           |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Asignada                                | Secundaria en Vacío* | 420 V entre fases en vacío   |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Regulación sin Tensión                  |                      | ± 2,5 ± 5% ó +2,5 + 5 + 7,5 + 10% (otras regulaciones bajo contrato) |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Grupo de Conexión*                      |                      | Dyn 11   |      |      |      |       |       |       |       |       |
| Pérdidas en Vacío (W)*                  |                      | 780  | 1120 | 1450 | 1700 | 2000  | 2360  | 2800  | 3300  | 4100  |
| Pérdidas en Carga (W)*                  |                      | 3500   | 4900 | 6650 | 8500 | 10500 | 13500 | 17000 | 20200 | 26500 |
| Impedancia de Cortocircuito % a 75° C * |                      | 4,5  | 4,5  | 4,5  | 6    | 6     | 6     | 6     | 6     | 6     |
| Intensidad de Vacío al 100% de Vn*      |                      | 2,4  | 2,2  | 1,8  | 1,6  | 1,5   | 1,4   | 1,3   | 1,2   | 1     |
| Nivel de Potencia Acústica*             |                      | 62   | 65   | 67   | 68   | 68    | 70    | 71    | 73    | 76    |
| Caída de Tensión                        | cos φ = 1            | 1,5  | 1,3  | 1,2  | 1,2  | 1,2   | 1,3   | 1,2   | 1,2   | 1,2   |
| a Plena Carga %                         | cos φ = 0,8          | 3,7  | 3,6  | 3,5  | 4,4  | 4,4   | 4,4   | 4,4   | 4,4   | 4,4   |
| Rendimiento (%)                         | Carga cos φ = 1      | 98,3   | 98,5 | 98,7 | 98,7 | 98,8  | 98,8  | 98,8  | 98,8  | 98,8  |
|   | 100% cos φ = 0,8     | 97,9   | 98,2 | 98,4 | 98,4 | 98,5  | 98,4  | 98,5  | 98,6  | 98,5  |
|   | Carga cos φ = 1      | 98,6   | 98,7 | 98,9 | 98,9 | 99,0  | 99,0  | 99,0  | 99,0  | 99,0  |
|   | 75% cos φ = 0,8      | 98,2   | 98,4 | 98,7 | 98,7 | 98,7  | 98,7  | 98,7  | 98,8  | 98,8  |

\* Otras posibilidades bajo contrato



### DIMENSIONES Y PESOS

Las dimensiones y pesos indicados en la tabla se dan a título de ejemplo para transformadores inmersos en aceite mineral.

Dichos datos corresponden a transformadores de 250 a 2500 kVA serie menor ó igual de 36 kV/420 V, y a las características eléctricas indicadas en la tabla precedente. Para otras tensiones, otras características eléctricas y otros dieléctricos, las dimensiones y los pesos pueden variar.

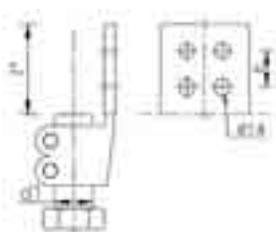
#### DIMENSIONES ESTÁNDAR (mm) (otras dimensiones bajo pedido)

| Potencia en kVA            | 250  | 400  | 630  | 800  | 1000 | 1250 | 1600** | 2000** | 2500**  |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|--------|--------|---------|
| A (Largo)                  | 1120 | 1430 | 1510 | 1780 | 1860 | 1870 | 2080   | 2140   | 2140    |
| B (Ancho)                  | 880  | 890  | 910  | 1080 | 1160 | 1160 | 1250   | 1290   | 1290    |
| C (Alto a tapa)            | 820  | 910  | 995  | 1010 | 1065 | 1120 | 1398   | 1501   | 1501    |
| D1 (Alto a MT)             | 1305 | 1395 | 1480 | 1495 | 1550 | 1605 | 1883   | 1986   | 1986    |
| D2 (Alto a BT)             | 996  | 1086 | 1269 | 1335 | 1390 | 1445 | 1758   | 1861   | 1861    |
| E (MT)                     | 155  | 160  | 170  | 185  | 185  | 195  | 185    | 214    | 214     |
| F (MT)                     | 375  | 375  | 375  | 375  | 375  | 375  | 375    | 375    | 375     |
| G (BT)                     | 145  | 155  | 145  | 155  | 155  | 165  | 175    | 204    | 204     |
| H (BT)                     | 150  | 150  | 150  | 150  | 150  | 150  | 200    | 200    | 200     |
| J (Carros)                 | 670  | 670  | 670  | 670  | 670  | 820  | 820    | 820    | 1070    |
| K (Ancho ruedas)           | 40   | 40   | 40   | 40   | 40   | 70   | 70     | 70     | 70      |
| Ø (Rueda)                  | 125  | 125  | 125  | 125  | 125  | 200  | 200    | 200    | 200     |
| L (Rueda)                  | 110  | 110  | 110  | 110  | 110  | 165  | 165    | 165    | 165     |
| PASABARRAS BT (d1 Métrica) | M-20 | M-20 | M-30 | M-42 | M-42 | M-42 | M-48   | M-48   | M-48 Cu |
| PASABARRAS BT (Amp)        | 630  | 630  | 1000 | 2000 | 2000 | 2000 | 3150   | 3150   | 4000    |
| VOL. ACEITE (Litros)*      | 240  | 300  | 400  | 540  | 565  | 590  | 1100   | 1450   | 1560    |
| PESO TOTAL (Kg)            | 990  | 1400 | 1800 | 2270 | 2455 | 2585 | 3920   | 5520   | 5830    |

\* Densidad del aceite 0,88gr/cm<sup>3</sup> a 20° C

\*\* Dimensiones sin el depósito de expansión.

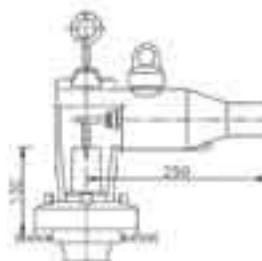
PAT 1e/630 - 1000 - 2000  
3150 y 4000



#### PIEZAS DE CONEXIÓN BT (PALAS) (mm)

| Designación | d1      | e  | f ° |
|-------------|---------|----|-----|
| PAT 1e/630  | M20x2,5 | 32 | 60  |
| PAT 1e/1000 | M30x2   | 32 | 80  |
| PAT 1e/2000 | M42x3   | 50 | 100 |
| PAT 1e/3150 | M48x3   | 60 | 120 |
| PAT 1e/4000 | M48x3   | 60 | 120 |

TERMINAL ENCHUFABLE  
ACODADO



# Desde 25 hasta 160 kVA • Nivel de Aislamiento 24 y 36 kV Herméticos de llenado integral



Serie 24 kV

Serie 36 kV

## DESCRIPCIÓN

Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalación interior o exterior y montaje en poste.
- Sumergidos en aceite mineral de acuerdo a la norma UNE 21-320/5-IEC 296. (otros dieléctricos líquidos bajo pedido).
- Cuba de aletas.
- Refrigeración natural (ONAN).
- El color de la capa exterior será azul verdoso muy oscuro del tipo 8010-B10G según norma UNE 48103. (otros colores bajo pedido)

## ACCESORIOS OPCIONALES

- Dispositivo alojamiento termómetro
- Termómetro de 2 contactos
- Conmutador de cambio de tensión sobre tapa (maniobrable sin tensión)
- Ruedas orientables bidireccionales
- Ganchos de colgar para poste
- Soporte autoválvulas
- Explosores
- Pasatapas MT enchufables
- Válvula de sobrepresión
- Otros dieléctricos líquidos (silicona, midel® 7131)
- Relé de protección (gas, presión y temperatura)

## ACCESORIOS DE SERIE

- Conmutador de regulación maniobrable sin tensión
- Pasatapas MT de porcelana
- Pasabarras BT de porcelana
- 2 Terminales de tierra
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras
- Dispositivo de llenado
- Placa de características
- Placa de seguridad e instrucciones de servicio
- 2 Cáncamos de elevación
- 4 Dispositivos de arriostramiento
- 4 Dispositivos de arrastre

## NORMAS

Estos transformadores cumplen con los requisitos de la serie de normas UNE 21.428, EN-60076, IEC 76 (se fabrica con otras normas bajo pedido)

| CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS              |                      | Serie 24 kV  |      |      |      | Serie 36 kV                                |      |      |      |      |
|---|----------------------|--|------|------|------|--|------|------|------|------|
| Potencia en kVA                         |                      | 25   | 50   | 100  | 160  | 25   | 50   | 100  | 160  |      |
| Tensión                                 | Primaria             | Tensión más Elevada para el Material 24 kV                           |      |      |      | Tensión más Elevada para el Material 36 kV |      |      |      |      |
| Asignada                                | Secundaria en Vacío* | 420 V entre fases en vacío   |      |      |      |  |      |      |      |      |
| Regulación sin Tensión                  |                      | ± 2,5 ± 5% ó +2,5 + 5 + 7,5 + 10% (otras regulaciones bajo contrato) |      |      |      |  |      |      |      |      |
| Grupo de Conexión*                      |                      | Yzn 11 - Dyn 11  |      |      |      |  |      |      |      |      |
| Pérdidas en Vacío (W)*                  |                      | 115  | 190  | 320  | 460  | 160  | 230  | 380  | 520  |      |
| Pérdidas en Carga (W)*                  |                      | 700  | 1100 | 1750 | 2350 | 800  | 1250 | 1950 | 2550 |      |
| Impedancia de Cortocircuito % a 75° C * |                      | 4  | 4    | 4    | 4    | 4,5  | 4,5  | 4,5  | 4,5  |      |
| Intensidad de Vacío al 100% de Vn*      |                      | 4  | 3,5  | 2,5  | 2,3  | 5,2  | 3,8  | 3    | 2,5  |      |
| Nivel de Potencia Acústica (dB)*        |                      | 52   | 52   | 56   | 59   | 52   | 52   | 56   | 59   |      |
| Caída de Tensión a Plena Carga %        | cos φ = 1            | 2,8  | 2,3  | 1,8  | 1,5  | 3,3  | 2,6  | 2,0  | 1,7  |      |
|   | cos φ = 0,8          | 4,0  | 3,8  | 3,6  | 3,4  | 4,5  | 4,3  | 4,0  | 3,8  |      |
| Rendimiento (%)                         | Carga 100%           | cos φ = 1  | 96,8 | 97,5 | 98,0 | 98,3                                       | 96,3 | 97,1 | 97,7 | 98,1 |
|   |                      | cos φ = 0,8  | 96,1 | 96,9 | 97,5 | 97,9                                       | 95,4 | 96,4 | 97,2 | 97,7 |
|   | Carga 75%            | cos φ = 1  | 97,4 | 97,9 | 98,3 | 98,5                                       | 96,9 | 97,6 | 98,1 | 98,4 |
|   |                      | cos φ = 0,8  | 96,7 | 97,4 | 97,9 | 98,2                                       | 96,1 | 97,0 | 97,6 | 98,0 |

\* Otras posibilidades bajo pedido

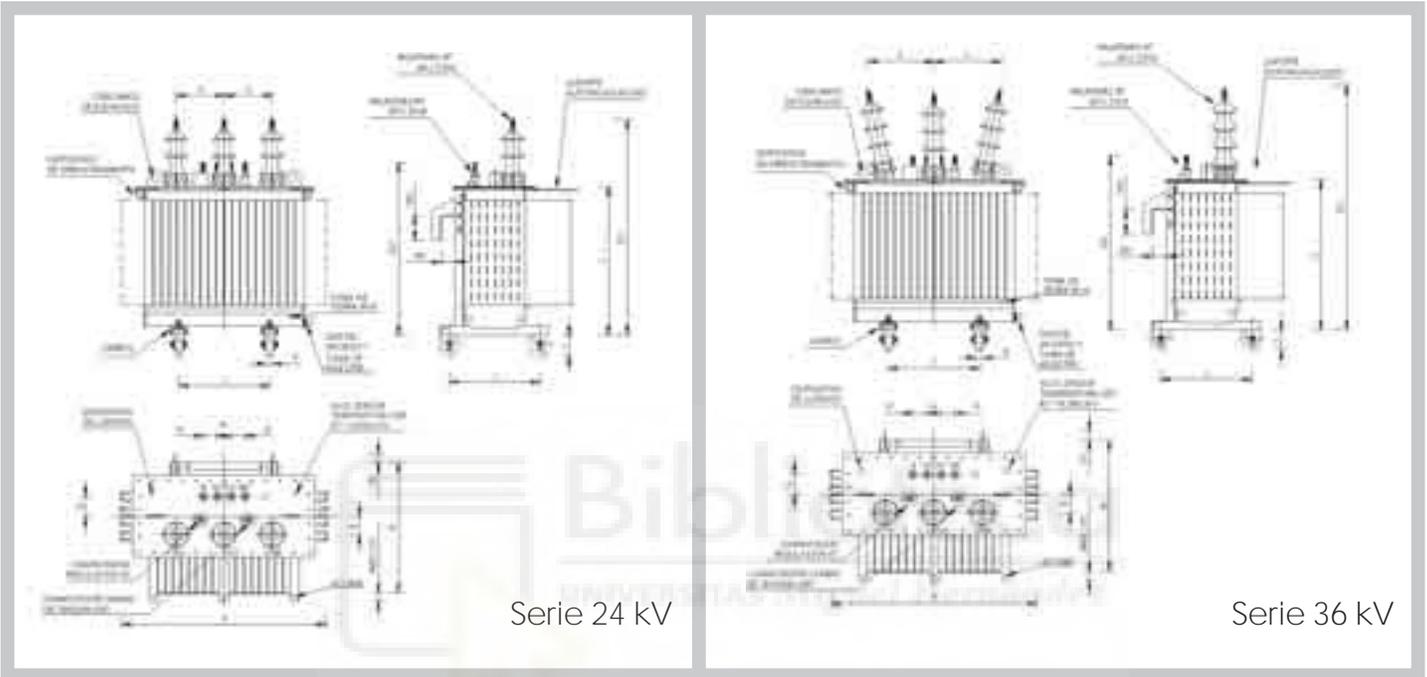


### DIMENSIONES Y PESOS

Las dimensiones y pesos indicados en la tabla se dan a título de ejemplo para transformadores inmersos en aceite mineral.

características eléctricas indicadas en la tabla precedente. Para otras tensiones, otras características eléctricas y otros dieléctricos, las dimensiones y los pesos pueden variar.

Dichos datos corresponden a transformadores de 25 a 160 kVA serie menor ó igual de 24 y 36 kV/420 V, y a las



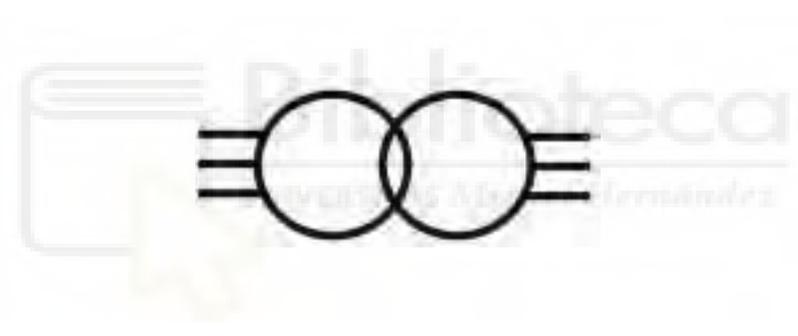
#### DIMENSIONES ESTÁNDAR (mm) (otras dimensiones bajo pedido)

|                         | Serie 24 kV |      |      |      | Serie 36 kV |      |      |      |
|-------------------------|-------------|------|------|------|-------------|------|------|------|
|                         | 25          | 50   | 100  | 160  | 25          | 50   | 100  | 160  |
| Potencia en kVA         | 25          | 50   | 100  | 160  | 25          | 50   | 100  | 160  |
| A (Largo)               | 830         | 830  | 940  | 1170 | 830         | 865  | 940  | 1170 |
| B (Ancho)               | 620         | 620  | 730  | 760  | 620         | 640  | 730  | 760  |
| C (Alto a tapa)         | 678         | 738  | 798  | 848  | 678         | 758  | 798  | 848  |
| D1 (Alto a MT)          | 1063        | 1123 | 1183 | 1233 | 1178        | 1258 | 1298 | 1348 |
| D2 (Alto a BT)          | 803         | 863  | 923  | 973  | 803         | 883  | 923  | 973  |
| E (MT)                  | 80          | 80   | 100  | 100  | 80          | 80   | 100  | 100  |
| F (MT)                  | 275         | 275  | 275  | 275  | 375         | 375  | 375  | 375  |
| G (BT)                  | 95          | 95   | 120  | 115  | 95          | 95   | 120  | 115  |
| H (BT)                  | 80          | 80   | 80   | 80   | 80          | 80   | 80   | 80   |
| J (Carros)              | 520         | 520  | 520  | 520  | 520         | 520  | 520  | 520  |
| K (Ancho de ruedas)     | 40          | 40   | 40   | 40   | 40          | 40   | 40   | 40   |
| Ø (Ruedas)              | 125         | 125  | 125  | 125  | 125         | 125  | 125  | 125  |
| L (Rueda)               | 110         | 110  | 110  | 110  | 110         | 110  | 110  | 110  |
| Distancia entre Ganchos | 530         | 530  | 530  | 530  | 530         | 530  | 530  | 530  |
| PASABARRAS BT (Métrica) | M-12        | M-12 | M-12 | M-12 | M-12        | M-12 | M-12 | M-12 |
| PASABARRAS BT (Amp)     | 250         | 250  | 250  | 250  | 250         | 250  | 250  | 250  |
| VOL. ACEITE (Litros)*   | 92          | 120  | 150  | 200  | 95          | 140  | 150  | 200  |
| PESO TOTAL (Kg)         | 333         | 453  | 603  | 803  | 343         | 483  | 613  | 813  |

\* Densidad del aceite 0,88gr/cm<sup>3</sup> a 20° C

# Notas





DEPARTAMENTO TÉCNICO-COMERCIAL

Tel.: +34 91 695 92 00

Fax: +34 91 681 64 15

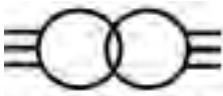
[www.ormazabal.com](http://www.ormazabal.com)

## Centros de Transformación

- Centros de Transformación Prefabricados hasta 36 kV
- Centros de Transformación para Parques Eólicos hasta 36 kV

## Aparamenta de Media Tensión Distribución Secundaria

- Sistema CGM - CGC
- Sistema CGMCOSMOS



## Aparamenta de Media Tensión Distribución Primaria

### Protección, Control, Automatización y Telemando

- Transformadores Eléctricos de Distribución



- **Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido**

## Aparamenta de Baja Tensión



# Anejo VI

## Horas de energía solar útiles





Índice

Horas de luz anuales.....1

Nubosidad anual.....1





## 1. Informe Horas de luz en Villena

La duración del día en Villena varía considerablemente durante el año. En 2023, el día más corto es el *22 de diciembre*, con *9 horas y 28 minutos* de luz natural; el día más largo es el *21 de junio*, con *14 horas y 52 minutos* de luz natural.



La cantidad de horas durante las cuales el sol está visible (línea negra). De abajo (más amarillo) hacia arriba (más gris), las bandas de color indican: luz natural total, crepúsculo (civil, náutico y astronómico) y noche total.

| Horas de    | ene.  | feb.   | mar.   | abr.   | may.   | jun.   | jul.   | ago.   | sept.  | oct.   | nov.   | dic.  |
|-------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Luz natural | 9,8 h | 10,8 h | 12,0 h | 13,3 h | 14,3 h | 14,8 h | 14,5 h | 13,6 h | 12,4 h | 11,2 h | 10,1 h | 9,5 h |

La salida del sol más temprana es a las 6:38 el 14 de junio, y la salida del sol más tardía es 1 hora y 47 minutos más tarde a las 8:25 el 28 de octubre. La puesta del sol más temprana es a las 17:41 el 7 de diciembre, y la puesta del sol más tardía es 3 horas y 50 minutos más tarde a las 21:32 el 28 de junio.

Se observó el horario de verano (HDV) en Villena durante el 2023; comenzó en la primavera el 26 de marzo, duró 7,1 meses, y se terminó en el otoño del 29 de octubre.

La suma total de horas de luz anuales es de 4000 horas.

## 2. Nubosidad en Villena

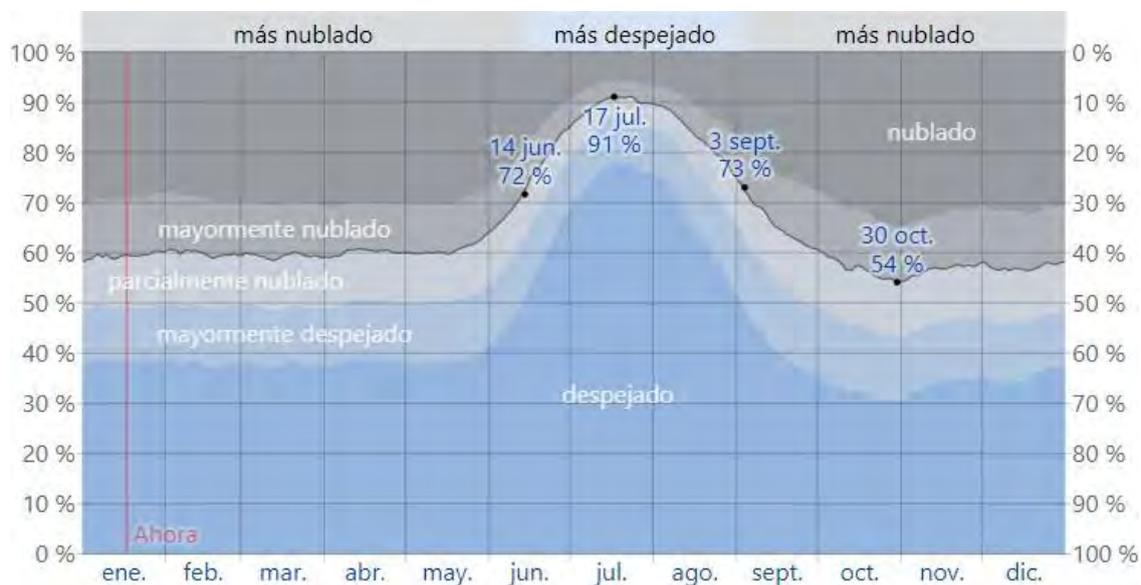
En Villena, el promedio del porcentaje del cielo cubierto con nubes varía *considerablemente* en el transcurso del año.

La parte *más despejada* del año en Villena comienza aproximadamente el *14 de junio*; dura *2,7 meses* y se termina aproximadamente el *3 de septiembre*.

El mes más despejado del año en Villena es *julio*, durante el cual en promedio el cielo está *despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado* el *90 %* del tiempo.

La parte *más nublada* del año comienza aproximadamente el *3 de septiembre*; dura *9,3 meses* y se termina aproximadamente el *14 de junio*.

El mes más nublado del año en Villena es *octubre*, durante el cual en promedio el cielo está *nublado* o *mayormente nublado* el 43 % del tiempo.



El porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes.

| Fracción      | ene. | feb. | mar. | abr. | may. | jun. | jul. | ago. | sept. | oct. | nov. | dic. |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
| Más nublado   | 41 % | 40 % | 41 % | 40 % | 39 % | 25 % | 10 % | 17 % | 34 %  | 43 % | 43 % | 43 % |
| Más despejado | 59 % | 60 % | 59 % | 60 % | 61 % | 75 % | 90 % | 83 % | 66 %  | 57 % | 57 % | 57 % |

Si le restamos las horas de nubosidad a las horas de luz total, nos da un aproximado de 2000 horas útiles para la producción de energía.