UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

El trabajo de fin de grado consistirá en un análisis intensivo de una antigua zona minera localizada en la provincia de Guadalajara, con el fin de reconvertirla en un huerto solar fotovoltaico.
Se llevará a cabo los cálculos de la demanda energética, análisis de la configuración/montaje de todos los componentes de la instalación, elección de los componentes eléctricos (dimensionado del cableado) y su correspondiente aparamenta, junto con protecciones directas e indirectas a nivel eléctrico y físico.
Al finalizar el presupuesto de dicho huerto solar, se evaluará en una sección aparte, la viabilidad del proyecto, en caso de que se quisiera llevar a cabo.

RESUM

El treball de fi de grau consistirà en una anàlisi intensiva d'una antigay zona minera localitzada a la província de Guadalajara, amb la finalitat de reconvertir-la en un hort solar fotovoltaic.
Es durà a terme els càlculs de la demanda energètica, anàlisi de la configuració/muntatge de tots els components de la instal·lació, elecció dels components elèctrics (dimensionat del cablejat) i el seu corresponent aparellatge, juntament amb proteccions directes i indirectes a nivell elèctric i físic.
En finalitzar el pressupost d'aquest hort solar, s'avaluarà en una secció a part, la viabilitat del projecte, en cas que es vulga dur a terme.

ABSTRACT

The final degree work will consist of an intensive analysis of a former mining area located in the province of Guadalajara, to convert it into a photovoltaic solar farm.
Calculations of the energy demand, analysis of the configuration/assembly of all the components of the installation, selection of the electrical components (wiring dimensioning) and their corresponding switchgear, together with direct and indirect protections at electrical and physical level will be carried out.
At the end of the budget for the solar farm, the feasibility of the project, if it is to be carried out, will be evaluated in a separate section.

ÍNDICE GENERAL

1. Estado del arte……8

2. Antecedentes……8

3. Objeto del TFG……9

4. Alcance…… 9

5. Emplazamiento……9

6. Normativa aplicable……11

7. Descripción de los componentes del parque fotovoltaico……12
   7.1. Célula fotovoltaica…… 13
      7.1.1. Tipos de célula solar fotovoltaica……13
   7.2. Tipos de soporte……14
   7.3. Módulos fotovoltaicos……15
   7.4. Inversor……16
   7.5. Estructura soporte……17
   7.6. Cajas de conexión en paralelo……20

8. Dimensionado del parque fotovoltaico……20
   8.1. Configuración del campo solar fotovoltaico……20
      8.1.1. Tensión de entrada. Módulos en serie……20
      8.1.2. Corriente de entrada. Número de líneas en paralelo……22
   8.2. Cálculo de la energía eléctrica generada……23
      8.2.1. Descripción de la instalación: Mina Nuria I……23
      8.2.2. Información meteorológica……24
   8.3. Condiciones de vertido de la energía a red eléctrica……26
      8.3.1. Anexo I: Producción anual según PVGIS……27
         Soporte fijo……27
         Soporte con seguimiento unidireccional……27
      8.3.2. Cálculo energético con programa RetScreen……28
         Soporte fijo……30
         Soporte con seguimiento unidireccional……31
      8.3.3. Producción prevista con Excel……32
   8.4. Elección del campo solar fotovoltaico con seguimiento a un eje……33
   8.5. Potencia de inversores ……33
      8.5.1. Configuración y dimensionado de la instalación……33
      8.5.2. Elección potencia inversores……33
   8.6. Montaje de instalación planta solar……34
      8.6.1. Aprovisionamiento, transporte, recepción y almacenamiento del material…..34
      8.6.2. Montaje de la planta solar……34

9. Obra civil planta solar……35

9.1. Instalación eléctrica……35
9.2. Instalación de Puesta a Tierra……36
9.3. Sistema de monitorización……38
9.4. Instalación de seguridad y vigilancias……40
9.5. Sistemas auxiliares……40
9.6. Resumen datos de TFG……41
9.7. Canalizaciones……41
9.8. Vallado……42
9.9. Edificaciones……43
9.9.1. Centros Inversores y transformadores……43
9.9.2. Centro de control……43

10. Instalación eléctrica de generación……44
10.1. Descripción del sistema……44
10.1.1 Tensión nominal……44
10.1.2. Reducción de pérdidas en el cableado……44
10.1.3. Corriente máxima admisible……45
10.2. Diseño de secciones de cableado corriente continua……45
10.3. Primer tramo: Cableado desde seguidor hasta cuadros de agrupación……46
10.4. Segundo tramo: Cableado desde cuadros de agrupación hasta inversores……47
10.5. Tramo corriente alterna: Cableado desde inversor hasta transformador……47
10.6. Protecciones eléctricas en corriente continua……48
10.6.1. Contactos directos e indirectos……48
10.6.2. Sobrecargas……48
10.6.3 Sobretensiones……49
10.6.4. Interruptor automático magnetotérmico individual……49
10.6.5. Interruptor automático magnetotérmico general……49
10.6.6. Interruptor automático magnetotérmico diferencial……49
10.6.7. Interruptor automático manual……49
10.6.8. Interruptor automático de la interconexión……49
10.6.9. Pararrayos……50
10.7. Instalaciones de puesta a tierra……50
10.7.1. Puesta a tierra en corriente continua……51
10.7.2. Puesta a tierra en corriente alterna……51

11. Presupuesto……52

12. Estudio de viabilidad económica……53
12.1. CAPEX (inversiones previstas)……53
12.2. OPEX (costes de operación)……54
12.3. Análisis de rentabilidad de la instalación proyectada……54
12.4. Estudio de viabilidad con RetScreen……55

13. Conclusiones……58

14. Anexos……59
14.1. Anexo I: Producción anual……59
14.2. Anexo II: Módulos fotovoltaicos……61
14.3. Anexo III: Inversor fotovoltaico y bloque del inversor fotovoltaico……65
14.4. Anexo IV: Cajas de conexión……71
14.5. Anexo V: Sistema de monitorización……75

14.6. Anexo VI: Cableado CC……79

15. Planos……83
15.1. Plano 00. Emplazamiento……84
15.2. Plano 01. Implantación……85
15.3. Plano 02: Unifilar……86
15.4. Plano 03: Estructura……87
15.5. Plano 04: Vallado perimetral……88
15.6. Plano 05: Zanjas tipo y arquetas……89

16. Referencias……90

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Zonas mineras……10
Figura 2. Seguidor……18
Figura 3. Ecuación máximo número de paneles en serie……21
Figura 4. Ecuación número mínimo de paneles en serie……..21
Figura 5. Ecuación máximo número de paneles en paralelo…….22
Figura 6. Promedio anual de insolación en España……24
Figura 7. Índice de claridad promedio ……24
Figura 8. Irradiación solar por zonas en España……25
Figura 9. Irradiación solar en el centro de Guadalajara……25
Figura 10. Precio medio anual de la electricidad de España 2010-2021……26
Figura 11. PVGIS gráfico soporte fijo ……27
Figura 12. PVGIS gráfico soporte uniaxial……..27
Figura 13. Información proyecto TFG……28
Figura 14. Datos meteorológicos……29
Figura 15. Datos huerto solar fijo……30
Figura 16. Datos huerto solar uniaxial……31
Figura 17. Fórmula energía producida……32
Figura 18. Sistema de motorización……..39
Figura 19. Centro de inversor……45
Figura 20. Fórmula cálculo sección cableado……..45
Figura 21. Ecuación de voltaje ……..47
Figura 22. VAN……55
Figura 23. TIR……..55
Figura 24. PayBack……..55
Figura 25. Flujo de caja RetScreen……..57

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas del centro de la instalación……10
Tabla 2. Número de módulos……15
Tabla 3. Tipos de grasas……18
Tabla 4. Número máximo de módulos en serie……..20
Tabla 5. Número mínimo de módulos en serie……21
Tabla 6. Número máximo de módulos en paralelo……..22
Tabla 7. Potencia conectada al bloque inversor……23
Tabla 8. Datos del TFG……..23
Tabla 9. Tabla Excel cálculo de energía……32
Tabla 10. Resumen KWh/anuales……33
Tabla 11. Resumen datos de proyecto……41
Tabla 12. Primer tramo corriente continua……46
Tabla 13. Segundo tramo corriente continua……..47
Tabla 14. Tramo alterna……..48
Tabla 15. CAPEX……53
Tabla 16. OPEX……54
Tabla 17. Emisiones CO2……56
Tabla 18. Viabilidad financiera……56

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Estado del arte

En la actualidad nos encontramos ante 5 zonas mineras que formaban parte de una antigua empresa cuya labor correspondía a la extracción de un mineral llamado caolín; un mineral de arcilla utilizado principalmente como pigmento para mejorar el aspecto y la funcionabilidad del papel y la pintura, como un relleno funcional para caucho y plástico, como una materia prima de cerámica y como un componente para productos refractarios, de ladrillo y de fibra de vidrio.

Dichas zonas mineras situadas en distintos montes de Guadalajara difieren en hectáreas unas de las otras, y se encuentran en diferentes municipios de la provincia apartados entre si kilómetros.

Habiendo sido explotadas en su plenitud y encontrándose en actual desuso, se busca actuar sobre ellas, dándoles una nueva utilidad y consiguiendo así, no solo un nuevo uso, sino la reducción del impacto ambiental que suponen.

Esto se conseguirá gracias a una recuperación medioambiental sostenible mediante la replantación de flora y vegetación, reduciendo el impacto visual en la mayor parte del área junto a la propuesta de llevar a cabo la instalación de un huerto solar fotovoltaico.

En el presente trabajo nos centraremos únicamente en una de las zonas, Póveda de la Sierra, habiendo elegido ésta debido a contener la mayor amplitud de todas las áreas, suponiendo poder instalar la mayor cantidad de paneles posibles sin el movimiento de terreno.

2. Antecedentes

La aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico supuso una nueva regulación para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Dicho cambio se confirmó con la aprobación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, que establece el régimen jurídico y económico de dichas instalaciones. Posteriormente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, donde el Gobierno puede establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes renovables mediante mecanismo de concurrencia competitiva.

España alcanzó en 2020 un 43,6 % de producción eléctrica mediante energías renovables sobre la producción total, de los cuales el 8% fueron generados mediante energía solar fotovoltaica. Actualmente, ante el compromiso de España con el avance de la transición energética, de la mano del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuya meta es que el 74% de toda la generación eléctrica española de 2030 sea de origen renovable, es necesario un impulso de nuevas instalaciones de carácter renovable en el sistema eléctrico.

La tecnología solar fotovoltaica mantiene una continua optimización su diseño, así como una reducción de los costes de instalación, operación y mantenimiento, atisbándose una paridad eléctrica con el mercado de energía en los años venideros.

3. Objeto del TFG

El objeto del presente TFG es especificar las condiciones técnicas de la instalación de una Planta Solar en el polígono 16, parcela número 20, en "Mina Nuria", municipio de Póveda de la Sierra, provincia de Guadalajara.

Así, se describen en el mismo las instalaciones eléctricas en Baja Tensión, de corriente continua, de corriente alterna y elevación a media tensión de un sistema de generación de energía eléctrica mediante el empleo de energía solar fotovoltaica (generador fotovoltaico).

El generador fotovoltaico se concibe mediante un sistema de seguimiento solar a un eje, el cual se ubica en una parte de la parcela número 20, en el polígono 16, del municipio de Póveda de la Sierra, Guadalajara.

La vida útil de la planta fotovoltaica se estima en 25 años. No obstante, al término de este período se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ser su vida útil de unos 5 o 10 años más.

Desde el punto de vista de la eficiencia de la PSFV, hay que tener presente que se produce un aumento de las pérdidas de año en año, estimándose que al final de su vida útil el rendimiento de la PSFV se puede haber reducido en un 20-25%.

El presente documento servirá de base para estudiar la viabilidad económica de la planta.

4. Alcance

El presente TFG describe la instalación de una planta fotovoltaica en el municipio de Póveda de la Sierra (Guadalajara), parcialmente en la parcela número 20, polígono 16; así como las conexiones desde los módulos generadores hasta el centro de transformación contenido en el bloque del inversor.

El mismo se utilizará como documentación técnica básica en cuanto a la tramitación del punto de acceso a la red según el 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.

5. Emplazamiento

La instalación se ubica en el municipio de Póveda de la Sierra (Guadalajara). Dispone de 3,692 MWp de potencia instalada generada por el campo fotovoltaico, cuyo fin es la generación de energía eléctrica.

La <u>planta fotovoltaica</u> se construirá en la siguiente parcela:

- Parcialmente, parcela 20, polígono 16, 8,1Has

Las coordenadas del centro de la instalación son:

HUSO	30
COORDENADAS	40°30´00,4" N 2°00'26,6" W

Tabla 1. Coordenadas del centro de la instalación

El acceso a la planta fotovoltaica se realiza según se indica en la imagen a continuación:

- Origen: Guadalajara.
- Vía de acceso:
  - Llega hasta el municipio de Póveda de la Sierra por la carretera comarcal CM-210.
  - Una vez allí toma el desvío a la derecha, hacia un camino sin asfaltar, siguiendo las indicaciones del cartel a la entrada del pueblo "Planta de tratamiento Póveda – Caobar, S.A."
  - Sigue el camino, dejando a la derecha la planta de tratamiento, continúa hasta
  - llegar a la antigua explotación minera.

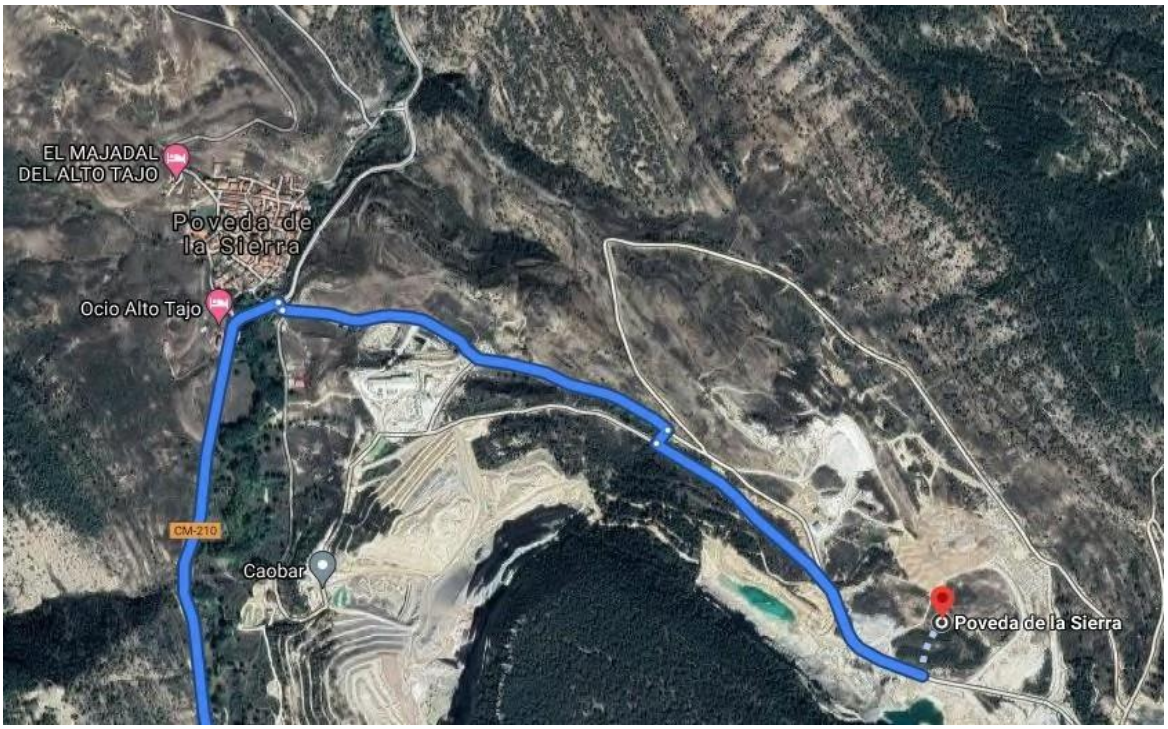


Figura 1. Zona Minera

6. Normativa aplicable

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

6.1. Directivas comunitarias:

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

6.2. Legislación eléctrica:

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 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 ITCRAT 01 a 23.
- UNE IEC 61724, sobre recomendaciones generales para el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos, tanto conectados a la red como autónomos.
- UNE-EN 60865-1 Corrientes de Cortocircuito. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- UNE-EN 60909-0 Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Calculo de corrientes.
- UNE-EN 60909-3 Corrientes de Cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- UNE 21144 Cables Eléctricos.
- UNE 21192 Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE-EN 60228:2005 Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 60228 CORR.:2005 Conductores de cables aislados.

6.3. Legislación obra civil:

- Código Técnico de la Edificación, DB SE-AE, Seguridad Estructural: Acciones en la Edificación. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Código Técnico de la Edificación, DB SE-C, Seguridad estructural: Cimientos. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo

7. Descripción de los componentes del parque fotovoltaico

La instalación fotovoltaica convierte la energía que proporciona el sol en energía eléctrica alterna de 630 V, que será inyectada directamente en la red eléctrica de la compañía distribuidora a través de los transformadores y subestación.

A continuación, se indican cuáles son los componentes necesarios que debe de disponer cualquier instalación fotovoltaica (CTE sección HE5)

El primer dispositivo es el módulo fotovoltaico, formado por un conjunto de células solares conectadas entre sí eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte, encargadas de transformar la radiación global en corriente eléctrica continua (DC), a partir del efecto fotoeléctrico. Su salida de conexión de corriente continua se diseña para valores de tensión de 12V (36 células), 24V o 48V (72 células) y/o conexión a red (60 células). Variará en función de cada instalación.

Seguidamente, a fin de preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso, se implementará un regulador de carga.

En el caso de que la aplicación de la instalación sea para autoconsumo (aislada a red), se deben de emplear acumuladores o batería solares, para almacenar la energía eléctrica producida durante las horas diurnas y no consumida por la planta, a fin de ser empleada durante las horas nocturnas.

El siguiente componente por emplear es el inversor. Este elemento, es uno de los más importantes dentro de la instalación fotovoltaica, debido a que maximiza la producción de corriente alterna (CA) y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. No obstante, la instalación también puede disponer de una salida DC ya que existen equipos que requieren de corriente continua.

En el caso de que la aplicación de la instalación sea para conexión a red, se debe de disponer de componentes de intercambio con la red eléctrica y un contador de energía bidireccional que permita controlar la energía producida por la instalación y la procedente de red.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

Las parcelas donde se instalará el generador fotovoltaico son de formas irregulares, a dos nivelesde altura. La superficie total aproximada es de 8,1HAS.

El generador fotovoltaico de la instalación está compuesto por 10.860 módulos fotovoltaicos del modelo **TALESUN TP672M,** de 340Wp por módulo, que forman un campo solar de 3,692 MWp.Con esta potencia se estima una producción anual de 6472,294 MWh (Ver *Anexo I: Producción anual*).

Los módulos fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua. Para trasformar la corriente continua en corriente alterna se instalan inversores especialmente diseñados para este uso denominados inversores fotovoltaicos. El inversor previsto para este TFG es el **inversor INGECON SUN 1640TL B630**, de una potencia de salida de 1,637 MWn. Se instalarán 2 inversores, cuya potencia de salida será de:

$$2 \times 1{,}367 = 3{,}274 \text{ MWn}$$

Los 10.860 módulos fotovoltaicos son agrupados en 362 cadenas de 30 unidades en serie cada una, cada inversor dispone de 1 entrada. A esta entrada, en cada uno de los inversores, se le conectan 9 entradas procedentes de 18 cajas de conexiones:

- Inv. nº 1 → conexión de 8 cajas de 20 series y 1 caja de 21 series.
- Inv. nº 2 → conexión de 8 cajas de 20 series y 1 caja de 21 series.

La potencia conectada al bloque de los inversores es:

- Potencia pico módulo = 340 Wp
- Módulos/Cadena de módulos = 30
- Cadenas / Caja de strings por inversor = 8 cajas de 20 cadenas y 1 caja de 21 cadenas.
- Cajas de strings/ Inversor = 9
- Potencia pico inversor = 340 x 30 x 2x[(8x20) +(1x21)] = 3,692 MWp

Así, se instalan dos inversores con una potencia nominal de 3,280 MW nominales con una potencia pico conectada de 3,692 MWp.

7.1. Célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son las encargadas de obtener la energía eléctrica mediante la interacción de la luz sobre un material especial, de forma que al incidir la radiación (directa, difusa y/o reflejada) produzca una corriente eléctrica continua. A este fenómeno se le conoce como el efecto fotoeléctrico. Para que se lleve a cabo dicho efecto, la superficie de la célula fotoeléctrica debe de estar compuesta por dos capas: una capa P (cargada positivamente) y una capa N (cargada negativamente). Los fotones procedentes de la radiación solar, con la energía adecuada, serán absorbidos por la capa con exceso de electrones (capa N) liberándose los electrones de los átomos del material semiconductor. Se generará el paso de electrones de la capa N a la P y a su vez, el paso de los huecos, de la capa P a la N. La creación de la unión P - N establecerá un campo eléctrico a partir del flujo de corriente en un solo sentido (diodo) que, tras conectar una carga a la célula, se conseguirá producir la corriente continua. Esta unión es especialmente sensible para el espectro visible.

7.1.1 Tipos de célula solar fotovoltaica

Los materiales más empleados para las células solares suelen ser los semiconductores, en especial el silicio, cuya unión P - N está formada por boro y fósforo, respectivamente. No obstante, también existe otro tipo de materiales con los que podría estar diseñado la célula fotoeléctrica.

Célula solar de silicio

Actualmente, el silicio es el material más empleado por los fabricantes de paneles solares. Este hecho, es debido a su composición atómica. Al igual que el carbono y el germanio, los átomos de silicio tienen cuatro electrones en la última capa de valencia, lo que les permite formar enlaces covalentes con átomos adyacentes. A su vez, a temperatura ambiente y absorbiendo la energía necesaria (1,12 eV para el caso del silicio) a partir de los fotones captados, los electrones de su última capa pueden saltar a la banda de conducción dejando el respectivo hueco (efecto fotoeléctrico). En la práctica, a fin de mejorar el rendimiento de intercambio entre los electrones y los huecos, se introduce en los cristales semiconductores, impurezas que dopen el efecto fotoeléctrico. Para el caso del silicio, las células fotovoltaicas están compuestas por dos láminas P - N. La P está dopada con un elemento de menor número de electrones, como por ejemplo el boro y la N, con un elemento de mayor número de electrones, por ejemplo, el fósforo. Por otra parte, según la tecnología de las células solares de silicio, su clasificación se basa principalmente en: cristalino (monocristalino o policristalino) o capa delgada (silicio amorfo).

Monocristalino (M - Si): este tipo de material se obtiene tras fundir el silicio puro y doparlo con boro. Las ventajas que presenta respecto a las demás versiones de células solares es su alto rendimiento, su estabilidad y su fiable tecnología. En cambio, este material es el más costoso y complejo, y el que mayor cantidad de material requiere. Su color se asocia a un azul homogéneo y la conexión de los circuitos integrados es a partir del método Czochralski. El rendimiento directo de este tipo de material oscila entre el 15 y el 18 %.

- Policristalino (P - Si): el proceso de obtención de este material es similar al monocristalino, pero con la diferencia de que se necesita un menor número de fases de cristalización. Respecto a sus ventajas frente al resto, tiene una mejor ocupación del espacio y su coste es menor, no obstante, este material también es complejo y tiene una alta sensibilidad a las impurezas. Su superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos de azules. El rendimiento directo de este tipo de material oscila entre el 12 y el 14 %.

- Amorfo (a - Si): la fabricación de este tipo de material se caracteriza por su deposición en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como puede ser vidrio o plástico. Las ventajas que presenta el silicio amorfo son su alta flexibilidad, su coste reducido y su elevado rendimiento con baja radiación. Como inconveniente, destaca su deterioro inicial y su bajo rendimiento, alrededor del 7 y 10 %. Se corresponde con un color marrón homogéneo y no tiene una conexión visible entre las células.

7.2 Tipos de soporte

Una instalación fotovoltaica está formada por múltiples componentes, bien sea los generadores fotoeléctricos, los inversores … No obstante, también está constituido por componentes auxiliares, los cuales, complementan al sistema sin estar relacionados con la función de monitoreo. Un claro ejemplo son los soportes de los paneles. Dependiendo de la potencia requerida y del empleo que se le vaya a dar a la instalación fotovoltaica, los soportes pueden ser de una forma o de otra.

-Soportes fijos

Este tipo de soporte se caracteriza por ser el de menor coste económico, pero esta ventaja, es debida a que su movimiento se encuentra restringido, imposibilitando el cambio de ángulo de inclinación (β) de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal.

Los soportes fijos suelen ser los escogidos para instalaciones aisladas (autoconsumo) o conectadas a red de baja potencia, preparados para colocarse en tejados convencionales o de chapa

-Seguidores solares

Un seguidor automático, es un soporte móvil sustentado por un poste, en el que se le acopla paneles solares a fin de que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares. Este tipo de soporte destaca por su libertad de movimiento, lo que permite al panel variar su posición en función de la hora de día. Dependiendo del grado de libertad, el seguidor automático se puede clasificar en dos tipos de soportes: de un eje o dos ejes.

Seguidor solar en un eje polar: se caracteriza por su adaptación a cualquier superficie sin necesidad de cimentación y por aportar hasta un 30 % más de energía respecto los soportes fijos, a partir de un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud de la instalación. Su velocidad de giro es de 15 0 por hora (reloj).

Seguidor solar en un eje azimutal: su superficie gira en torno a un eje vertical, cuyo movimiento es de este a oeste (movimiento azimutal) siguiendo la trayectoria del Sol, con ángulo igual a la latitud. Este seguidor también destaca por proporcionar una mayor energía que las estructuras fijas.

Seguidor solar en un eje horizontal: se compone de una estructura que permite la rotación en el eje horizontal orientado en dirección norte-sur. Al igual que los dos seguidores anteriores, su aporte de energía también es superior frente a los soportes fijos.

Seguidor solar en dos ejes: combina el movimiento azimutal (de este a oeste) y la elevación del panel (de norte a sur). De este modo, su capacidad de captación de energía a lo largo del día aumenta considerablemente respecto a los seguidores de un solo eje, alcanzando valores de hasta el 45 % frente las estructuras fijas.

La aplicación de los seguidores solares está enfocada para instalaciones fotovoltaicas que requieran de una elevada potencia. Por tanto, a la hora de analizar qué seguidor es el más acorde para la instalación, se deberá de considerar la potencia requerida, la disposición, el mantenimiento, la resistencia frente al viento y el coste económico.

7.3 Módulos Fotovoltaicos

El módulo utilizado en el presente TFG es el Talesun TP672M, de 340Wp, o desimilares características, con las siguientes características principales:

- Compuesto 72 células monocristalinas
- Potencia máxima 340 Wp
- Máximo voltaje del sistema 1.500 Vcc
- Corriente de cortocircuito 9,45 A
- Tensión de circuito abierto 46,8 V
- Tensión de funcionamiento 38,2 V
- Corriente de funcionamiento 8,90 A
- Tipo de terminal de salida: Caja de conexionado
- Cable 1.200 mm
- Conectores MC4
- Medidas 1.960 x 992 x 35 mm (largo x ancho x grosor)
- Peso 22 kg

Los conductores de interconexión entre módulos FV serán de sección no inferior a 4 mm² de cobre flexible con aislamiento de 1.500 Vcc especial para intemperie.

Se conectarán en serie 30 módulos, y se agruparán en los centros de inversores de la siguiente forma:

	BLOQUE DE INVERSORES
Potencia (MWp)	3,692
Nº módulos	10.860
Módulos en serie	30
Nº series	362

Tabla 2. Número de módulos

Las características completas del módulo están descritas en el *Anexo II: Módulo fotovoltaico*.

7.4 Inversor

El inversor es una parte fundamental en la instalación, ya que permite la conversión de la energía generada en los módulos de corriente continua a corriente alterna.

El funcionamiento de los inversores es automático. A partir de que los módulos solares que generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía.

El equipo de inversores dispone de una realimentación desde el medidor de fase de manera que constantemente se realiza un autoajustado que mantiene el factor de potencia igual a la unidad en todo momento, incluso aunque sea necesario provocar un desfase entre la V de la red y la generada por el inversor.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ITC-BT40, indica que las centrales no deberán inyectar en la red armónicos que eleven su nivel a valores no admisibles. Se prestará especial atención a las centrales que posean inversores. La aparición de armónicos autoriza automáticamente a desconectar de la red la central.

Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede de los paneles solares, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de distribución de la compañía.

En la planta proyectada se instalarán dos inversores tipo INGECON SUN 1640TL B630, de 3,274 MVA, o de similares características, formando una Power Station CON20 de 3,274 MVA, cuyas principales características son:

- Potencia salida: 3,274 MVA
- Inversores: 2 unidades Ingecon Sun 1640TL B630.
- Equipado con transformador sellado herméticamente de aceite BT/MT de 20-36 kV.
- Compartimento con protección IP55 para MT. Equipos de conmutación y BT.
- Potencia nominal hasta 50ºC de temperatura ambiente.
- Certificado CSC para transporte de contenedores.
- Sistema Plug & Play.

Dichos inversores proporcionan corriente alterna (senoidal) de 630 V a partir de la corriente continua generada, posteriormente se eleva a una tensión de entre 20 y 36 kV en el transformador.

El Power Station también dispone de celdas de protección de transformador tipo 0L1P y dispone de una celda de línea o dos (tipo 1L1P o 2L1P), dependiendo del circuito de media tensión.

Se instalarán las siguientes protecciones:

- Polaridad inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas de salida.

- Fusibles de CC.
- Interruptores DC motorizados con control de puerta.
- Interruptores térmicos magnéticos AC con control de puerta.
- Descargadores de sobretensión DC y AC
- Sistema de control de aislamiento.
- Sistema de desconexión automática en caso de Sobrecalentamiento del transformador LV/MV.
- Botón de desconexión de emergencia, accesible desde fuera.
- Relé de protección DGPT2 incluido en el transformador.
- Protección MT con protecciones fusibles o disyuntor.

Las características del inversor están descritas en el *Anexo III: Inversor fotovoltaico y Bloque del inversor (Power Station).*

7.5 Estructura soporte

Para soportar los módulos que configuran la instalación solar fotovoltaica se contará con unas estructuras de soporte que permitan un buen anclaje de los módulos solares y proporcionen la inclinación idónea de los mismos en cada momento, realizando un seguimiento solar este- oeste, con eje norte sur.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

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.

En este TFG se ha utilizado para la suportación de los módulos fotovoltaicos un seguidor a un eje este-oeste, con eje norte sur de inclinación 0º de la marca TracSmart de SolarSteel o similar con las siguientes características:

La estructura Single Axis Tracker 3.0 se compone de dos ejes principales simétricos con respecto a una unidad de giro central, alineados en dirección norte-sur.

Por encima de las vigas principales se colocan una serie de vigas secundarias sobre las que finalmente se instalan los módulos fotovoltaicos. Toda la estructura está soportada por una serie de pilares formados por perfiles tipo HEB y C hincados 1,5 metros en el terreno mediante una máquina martillo que golpea en la parte superior a los pilares hasta lograr la profundidad adecuada. Sin ser necesarios movimientos de tierra o aporte de otros materiales para la fijación de la estructura al terreno.

Figura 2. Seguidor

La unidad de giro del tracker se suministra completamente lubricada y no debe haber más lubricación durante su vida útil. El rodamiento que soporta el anillo de engranaje se auto lubrica de por vida.

Tipos de grasa adecuados en caso de que sea necesario volver a llenar:

Recommended grease type	Mineral or Synthetic grease. (In case of Synthetic grease type, ensure that is 100% compatible with any mineral grease.)
EP (Extreme Pressure)	YES
Consistency NLGI (ISO2137)	Grade 00
Corrosion and water protection	YES
Acceptable Thickeners	Lithium
Temperature range in °C	-25°C / +120°C
Base oil viscosity (at 40°C)	>150mm²/s
Welding Load	>200kg

Tabla 3. Tipos de grasas

En la parte frontal de la unidad de giro hay un enchufe de la vista del aceite que se debe utilizar para verificar el nivel de aceite de la unidad de giro.

En caso de que el tapón de la visión muestre que no está completamente lleno, se debe agregar algo de grasa adicional.

En caso de que sea necesario rellenar la unidad de giro, se puede encontrar un sustituto adecuado en la tabla 1. Deben observarse las disposiciones del fabricante sobre el manejo de los

lubricantes respectivos.

Siga el procedimiento a continuación:

- ✓ Desmontar el enchufe en el lado superior de la unidad de giro.
- ✓ Llene la unidad con el lubricante adecuado hasta que el tapón de la vista esté completamente cubierto de aceite.
- ✓ Apriete nuevamente el enchufe en la parte superior de la unidad de giro

La necesidad de re-lubricación de la unidad de giro de los trackers se realizaría de forma puntual ya que como se indica la unidad de giro del tracker se suministra completamente lubricada y no debe haber más lubricación durante su vida útil. Siendo las cantidades durante la vida útil de la instalación mínimas para el caso de la lubricación de los trackers.

Todas las mañanas al amanecer, la unidad inicia la rotación del eje, apuntando los módulos hacia el este, hasta el límite del ángulo de inclinación para ese día. Siguiendo el algoritmo de control incluido en el sistema de seguimiento solar, el variador está variando el ángulo de inclinación, por lo tanto, la orientación de los módulos, terminando al final del día en su límite de ángulo de inclinación hacia el oeste.

Los diferentes seguidores son independientes entre sí desde el punto de vista estructural, y tienen la capacidad de adaptarse a pendientes de hasta 15% hacia el eje norte - sur.

La estructura está disponible en dos versiones con dimensiones principales idénticas y dos rigideces estructurales diferentes, dependiendo de la ubicación del seguidor con respecto a su exposición al viento.

Se diseñarán dos tipos de seguidores: seguidores expuestos donde la carga de viento sea mayor y estarán en la zona más expuesta de los campos solares y seguidores normales para los seguidores no expuestos situadas en la zona interior de los campos solares, las diferencias en cuanto a estructura son mínimas y se desarrollaran en el proyecto de ejecución.

El diseño final de TFG puede definir una combinación de ambas versiones para un campo solar o solo una de ellas.

El sistema actuador / fuente de alimentación / conexión de datos será del tipo Energizado desde el Control PV-Module y la conexión de datos inalámbricos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, mediante galvanización en caliente, que garantice la integridad de la estructura durante la vida útil del Generador Solar.

Todos los perfiles contienen ranuras de fijación integradas, para facilitar el montaje de los módulos fotovoltaicos.

Para seleccionar los postes es necesario elaborar un estudio geotécnico del terreno, estudiando la profundidad necesaria de hincado de los postes y su dimensión óptima. De esta manera se garantiza el mejor aprovechamiento de los materiales.

7.6 Cajas de conexión en paralelo

Las cajas de conexión en paralelo elegidas para llevar a cabo planta fotovoltaica serán de la marca INGECON o similar y modelo STRINBGBOX 24, o similar, de las siguientes características:

- Número máximo de entradas/strings: 24
- Corriente máxima por entrada: 12A
- Tipo de fusibles: gPV, 10x85 mm, 30 kA
- Caja estanca: IP65
- Dimensiones: 800x600x300 mm (largo x ancho x grosor)

Las características del inversor están descritas en el *Anexo IV: Cajas de conexión.*

8. Dimensionado del parque fotovoltaico

8.1 Configuración del campo solar.

El parámetro para tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

8.1.1 Tensión de entrada. Número módulos en serie.

El número máximo de módulos en serie por cadena viene condicionado por la situación de la estación fría. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador.

Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie, se establece como estándar para el diseño, una temperatura de célula de -10°C, sin embargo, para nuestro caso consideramos 10ºC. El número máximo de módulos en serie se obtendrá de la expresión:

$$N_{paneles-series,máx} = \frac{V_{IN_DC_max}}{V_{OC}}$$

Figura 3. Ecuación máximo número de paneles en serie

Nmax = Vin_DC_max / Voc (-10ºC), con -0,30%/ºC para el módulo TP672M-340W.
Nmax = 1500 / 46,8
Nmax = 32.05

Tabla 4. Número máximo de módulos en serie

Donde:

- Vin_DC_max es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que según los datos del fabricante es de 1500 Vcc.
- Voc es la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generadorevaluada a una temperatura de célula de 10°C.

La tensión de circuito abierto del módulo suele venir indicada para las condiciones de referencia estándar (STC) de 1.000 W/m2 de irradiancia, A.M. 1,5 y temperatura de célula de 25° C.

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C.

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos 70°C. El número mínimo viene dado por la expresión:

$$N_{paneles-serie,\min} = \frac{V_{IN_DC_\min}}{V_{PMP}}$$

Figura 4. Ecuación mínimo número de paneles en serie

Nmin = Vin_DC_min / Vpmp (70ºC), con -0,30%/ºC para el módulo TP672M-340W.
Nmin = 894 / 38,2
Nmin = 23,40

Tabla 5. Número mínimo de módulos en serie

Donde:

- Vin_DC_min es la tensión mínima admisible en la entrada del inversor, que según los datosdel fabricante es de 894 Vcc.
- Vpmp es la tensión de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

Siempre hay que considerar que la temperatura de célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor a la señalada.

En base al número máximo (32,05) y mínimo (23,40) de módulos conectados en serie, y el número total de módulos, se define para el generador un número de 30 módulos en serie.

8.1.2 Corriente de entrada. Número de líneas en paralelo

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de series o cadenas (strings) del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor. El número máximo de módulos conectados en paralelo o series vendrá expresado por:

$$I_{DC_IN_MAX} > N_{LP} \cdot I_{SC}$$

Figura 5. Ecuación máximo número de paneles en paralelo

Nparalelo = Imax / Iserie
Nparalelo = 1870 / 8,90
Nparalelo = 210,11

: *Tabla 6. Número máximo de módulos en paralelo*

Donde:

- Imax es la corriente máxima admisible es en la entrada del inversor.
- Iserie: es la corriente nominal de cada serie de 30 módulos, que es igual a la corriente nominal del módulo fotovoltaico. En base al número máximo (2x210=420, ya que disponemos de 2 inversores) de módulos/series conectados en paralelo, la configuración asumida para el número de paneles en serie y el número total de módulos del generador, se define en:
- Inversores conformados por 10.860 módulos.
- 362 cadenas conectadas en paralelo para ambos inversores (181 cadenas por inversor).
- 30 módulos en serie en cada cadena.

8.2 Cálculo de la energía eléctrica generada

8.2.1. Descripción de la instalación: Mina Nuria I

Potencia conectada al bloque del inversor:

Potencia pico módulo	**340 Wp**
Módulos/cadena de módulos	30
Potencia pico inversor	1,637 MWp

Tabla 7. Potencia conectada al bloque inversor

En este TFG se ha utilizado para la suportación de los módulos fotovoltaicos un seguidor a un eje este-oeste, con eje norte sur de inclinación 0º dela marca TracSmart de Solar Steel o similar con las siguientes características.

La estructura SINGLE AXIS TRACKER 3.0 se compone de dos ejes principales simétricos con respecto a una unidad de giro central, alineados en dirección norte-sur.

MINA NURIA I 3,692 MWp DATOS DEL TFG	
POTENCIA INSTALADA	3,692 MWp
POTENCIA NOMINAL	3,274 MWn
MOD ULO	TAESUN TP672M
NÚMERO DE MÓDULOS	10.860
INVERSOR	INGECON SUN 1640TL B630
NÚMERO DE INVERSORES	2
TRANSFORMADORES	1
TIPO DE ESTRUCTURA	Seguidor a un eje
ORIENTACIÓN	Sur
NUMERO DE MÓDULOS EN SERIE	30
NÚMERO DE SERIES	362

Tabla 8. Datos del TFG

8.2.2. Información meteorológica

Mapas mensuales de insolación y de KT derivados de satélite durante el periodo 1983-2005. En las Fig. 5 y 6, pueden verse los promedios anuales de insolación y KT, respectivamente. Agencia espacial norteamericana (NASA).

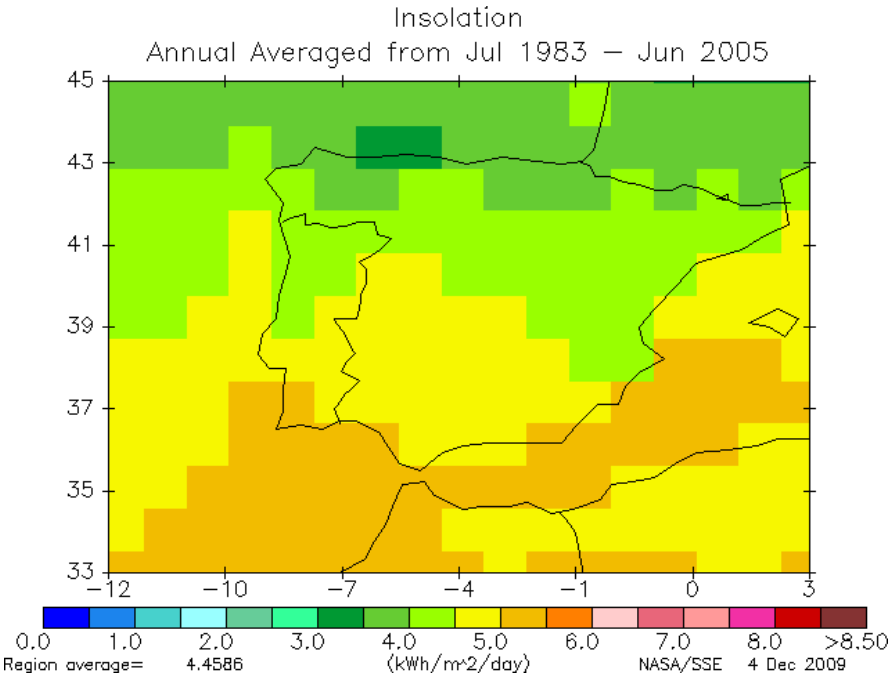


Figura 6. Promedios anuales de insolación en España

Se puede apreciar que para ambos parámetros el rango de valores coincide con el de los mapas en las Fig.7 y 8 La distribución espacial parece coincidir, con la zona centro-norte de la provincia de Guadalajara, caracterizada por mayores valores de radiación solar. El análisis de losmapas mensuales confirma también el buen acuerdo entre los dos conjuntos de datos.

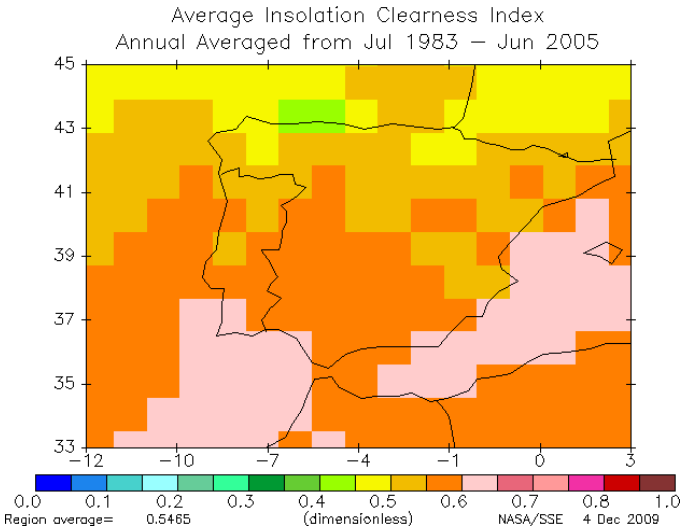


Figura 7. Índice de claridad promedio

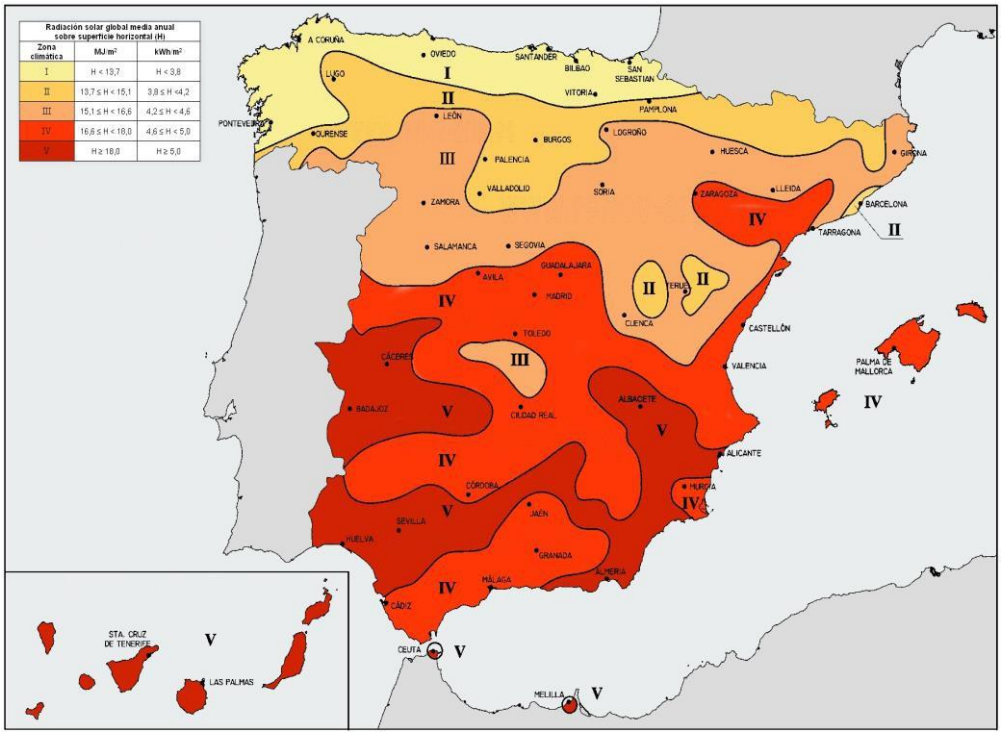


Figura 8. Irradiación solar por zonas en España

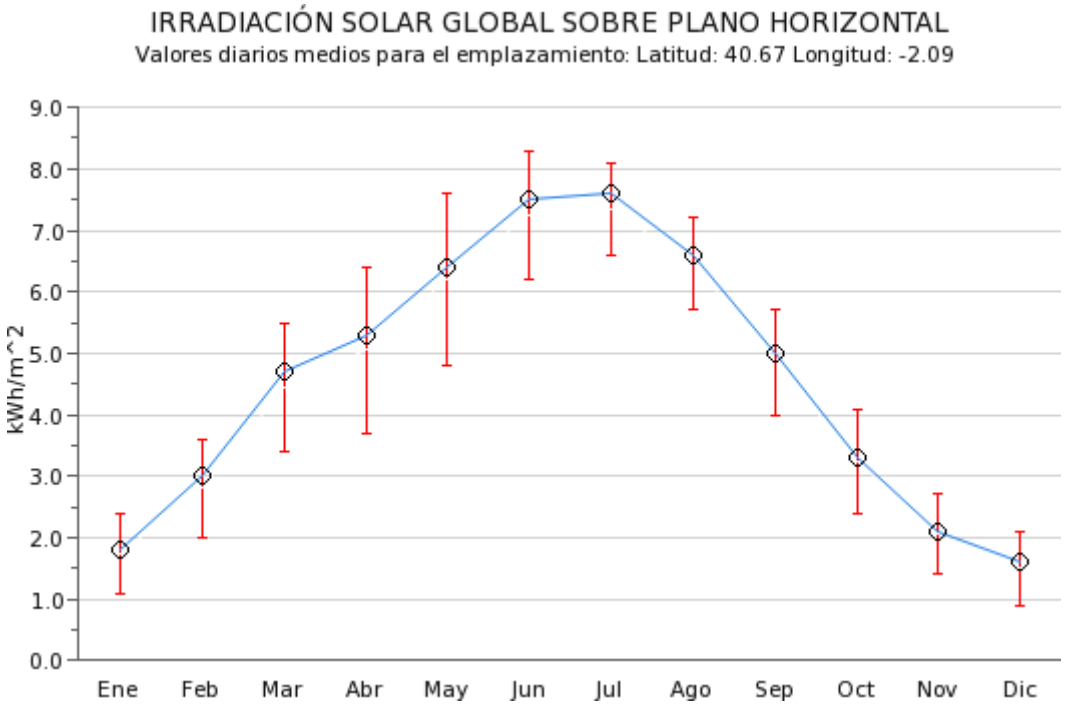


Figura 9. Irradiación solar en la zona centro de Guadalajara

En el gráfico superior se muestra la irradiación solar en la zona centro-norte de la provinciade Guadalajara.

8.3. Condiciones de vertido de la energía a red

En la última convocatoria de subasta, el precio máximo adjudicado para vertido de energía fotovoltaica producida fue de **92,44**€/MWh. Este será el valor empleado para la estimación de ingresos conforme a las características del proyecto desarrollado. Se ajustarán estos valores con relación al proyecto constructivo a desarrollar y los indicadores que se barajen en la próxima subasta prevista para 2022 (el producto a subastar será la potencia o la energía, según convocatoria).

Figura 10. Precio medio anual de la electricidad de España 2010-2021

8.3.1. Producción anual según PVGIS

En este apartado utilizamos la plataforma online PVGIS para el cálculo de la energía producida en función del uso de soportes fijos o uniaxiales:

- Soporte fijo

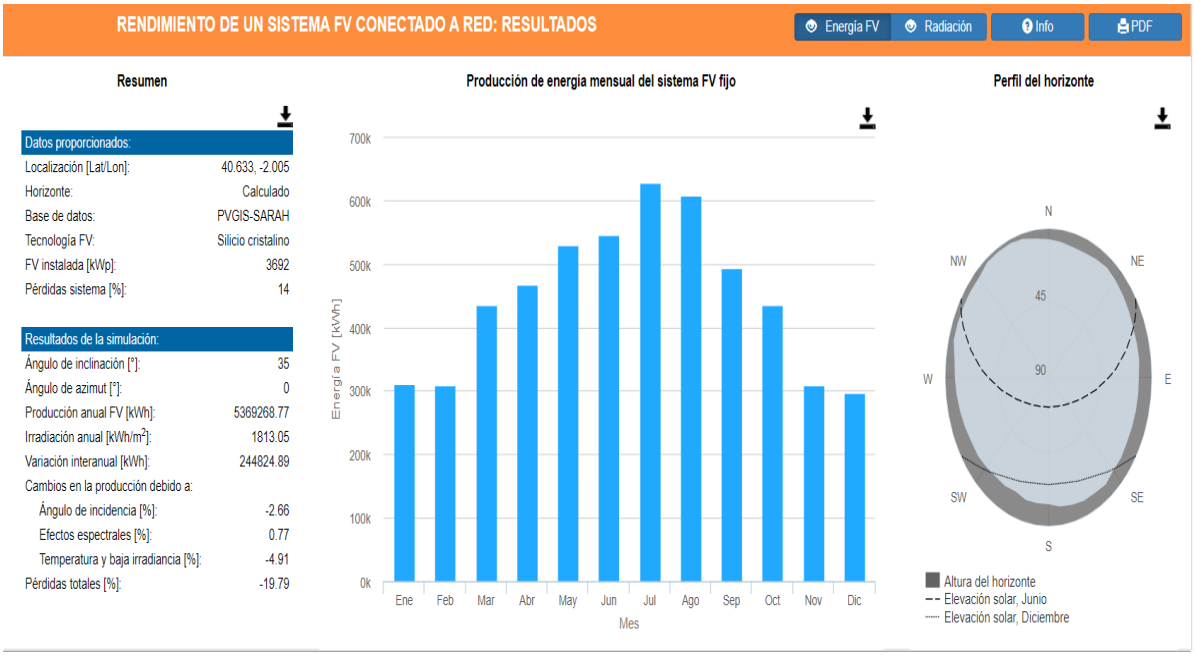


Figura 11. PVGIS gráfico soporte fijo.

Energía producida incluida las pérdidas por rendimiento (PR)= 5.369.268 kWh/año.

- Soporte uniaxial

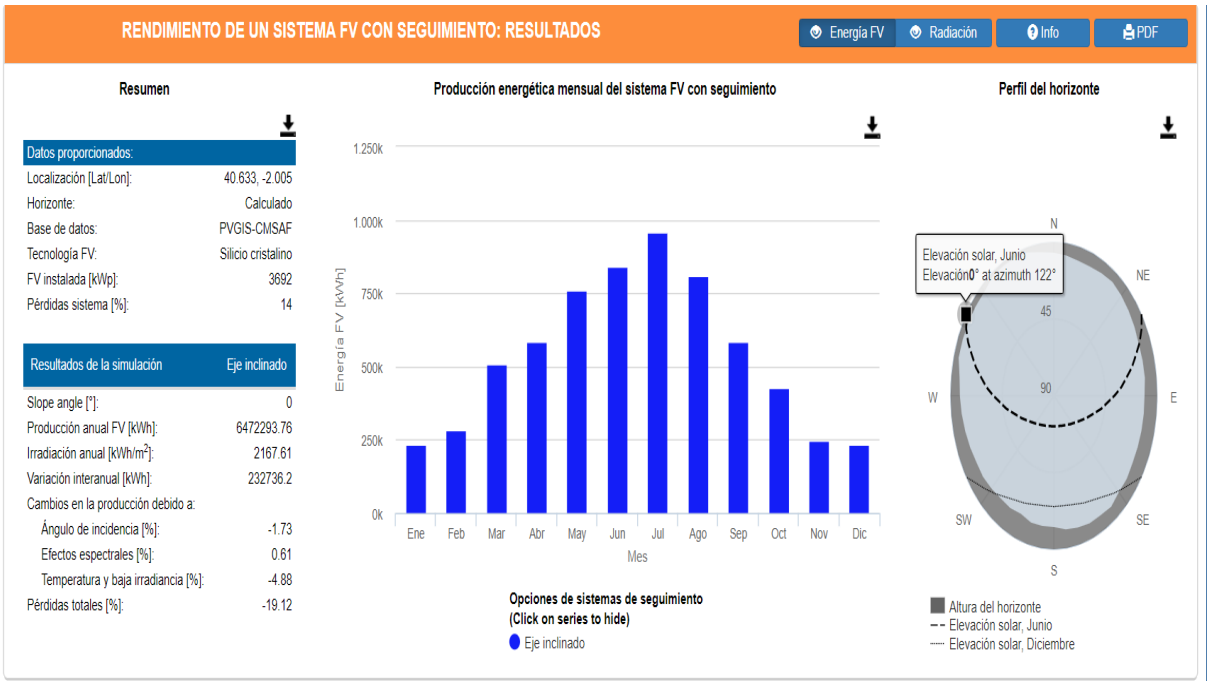


Figura 12. PVGIS gráfico soporte uniaxial

Energía producida incluidas las pérdidas por rendimiento (PR)= 6.472.293,76 kWh/año.

8.3.2. Cálculo energético con programa RetScreen

A continuación, realizaremos un segundo cálculo para la energía producida a través del software RetScreen, desarrollado por el gobierno de Canadá para evaluar el potencial de proyectos de energía renovables, el cual utilizaremos más adelante en el presente TFG para el cálculo de la viabilidad económica a través de los datos expuestos en este epígrafe.

Comenzamos con la introducción de los datos principales del huerto solar como son las coordenadas, la tecnología que buscamos analizar, unidades métricas y datos a mayores poco relevantes a la hora de llevar a cabo el análisis

Figura 13. Información proyecto TFG

Una vez introducidos dichos datos, nos encontramos con la primera tabla relacionada con distintos resultados importantes para llevar a cabo la evaluación de la planta.

Condiciones de referencia del sitio *Seleccionar ubicación de datos meteorológicos*

Ubicación de datos meteorológicos: Torrejon (USAFB)

Mostrar datos ☑

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación del Proyecto
Latitud	°N	40,0	40,0
Longitud	°E	-3,5	-3,5
Elevación	m	611	611
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	-3,0	
Temperatura de diseño del aire acondicionad	°C	35,1	
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	23,6	

Mes		Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento mensual	Días-grado de enfriamiento
		°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero		4,5	74,7%	2,03	92,2	2,2	2,7	419	0
Febrero		6,0	68,7%	2,96	92,2	2,4	4,6	336	0
Marzo		9,4	63,0%	4,29	92,0	2,7	9,5	267	0
Abril		11,4	62,8%	5,11	91,6	3,0	13,5	198	42
Mayo		15,4	59,8%	5,95	91,7	2,6	20,0	81	167
Junio		21,5	49,0%	7,09	91,9	2,5	27,2	0	345
Julio		25,1	40,5%	7,20	91,9	2,6	30,6	0	468
Agosto		24,4	41,9%	6,34	91,9	2,5	29,0	0	446
Setiembre		20,5	50,8%	4,87	92,0	2,2	22,7	0	315
Octubre		14,3	64,1%	3,13	92,0	2,3	14,9	115	133
Noviembre		8,9	72,5%	2,13	92,0	2,4	7,7	273	0
Diciembre		5,5	77,1%	1,70	92,2	2,2	3,8	388	0
Anual		14,0	60,4%	4,41	92,0	2,5	15,6	2.075	1.917
Medido a	m					10,0	0,0		

Figura 14. Datos meteorológicos

Una vez introducidos todos estos datos cambiamos de pestaña para la elección del tipo de módulo fotovoltaico y las unidades a instalar, junto a la selección del tipo de soporte.

Además de dichos datos, también introducimos la inclinación, el azimut y más datos mostrados en la *figura 15*, donde nos aparece la energía producida anualmente para cada soporte:

- Soporte fijo

Modelo de Energía RETScreen – Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tecnología		Fotovoltaico
Tipo de análisis		○ Método 1 ◉ Método 2
Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Fijado
Inclinación	°	35,0
Azimut	°	0,0

☑ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad $/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	2,03	3,30	63,7	337,5
Febrero	2,96	4,18	63,7	381,5
Marzo	4,29	5,20	63,7	514,6
Abril	5,11	5,34	63,7	509,2
Mayo	5,95	5,65	63,7	547,2
Junio	7,09	6,42	63,7	583,6
Julio	7,20	6,65	63,7	612,6
Agosto	6,34	6,40	63,7	590,6
Setiembre	4,87	5,59	63,7	509,6
Octubre	3,13	4,06	63,7	397,2
Noviembre	2,13	3,27	63,7	318,2
Diciembre	1,70	2,82	63,7	289,3
Anual	**4,41**	**4,91**	**63,70**	**5.591,1**

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,61
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	1,79

Fotovoltaico			
Tipo		poly-Si	
Capacidad de generación eléctrica	kW	3.510,00	
Fabricante		CP-Solar	
Modelo		poly-Si - CPS270P36	13000 unidad(es)
Eficiencia	%	13,9%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%	
Área del colector solar	m²	25.234	
Pérdidas varias	%	1,0%	
Inversor			
Eficiencia	%	95,0%	
Capacidad	kW	4000,0	
Pérdidas varias	%	1,0%	
Resumen			
Factor de utilización	%	18,2%	
Electricidad exportada a la red	MWh	5.591,1	

figura 15. Datos huerto solar

Obtenemos una energía producida de 5.591,1 Mwh, muy similar a la obtenida con PVGIS

- Soporte uniaxial

Modelo de Energía RETScreen – Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tecnología		Fotovoltaico
Tipo de análisis		○ Método 1 ◉ Método 2
Evaluación de recursos		
Modo de rastreo solar		Uniaxial
Inclinación		35,0
Azimut		0,0

☑ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m²/d	Tarifa de exportación de electricidad $/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	2,03	3,97	63,7	407,0
Febrero	2,96	5,05	63,7	460,9
Marzo	4,29	6,64	63,7	657,5
Abril	5,11	7,04	63,7	670,7
Mayo	5,95	7,43	63,7	720,0
Junio	7,09	8,78	63,7	797,1
Julio	7,20	9,24	63,7	850,3
Agosto	6,34	8,87	63,7	818,7
Setiembre	4,87	7,17	63,7	654,1
Octubre	3,13	4,80	63,7	469,2
Noviembre	2,13	3,91	63,7	380,8
Diciembre	1,70	3,37	63,7	345,4
Anual	**4,41**	**6,36**	**63,70**	**7.231,7**

Radiación solar anual - horizontal	MWh/m²	1,61
Radiación solar anual - inclinado	MWh/m²	2,32

Fotovoltaico			
Tipo		poly-Si	
Capacidad de generación eléctrica	kW	3.510,00	
Fabricante		CP-Solar	
Modelo		poly-Si - CPS270P36	13000 unidad(es)
Eficiencia	%	13,9%	
Temperatura normal de operación de las celdas	°C	45	
Coeficiente de temperatura	% / °C	0,40%	
Área del colector solar	m²	25.234	
Pérdidas varias	%	1,0%	
Inversor			
Eficiencia	%	95,0%	
Capacidad	kW	4000,0	
Pérdidas varias	%	1,0%	
Resumen			
Factor de utilización	%	23,5%	
Electricidad exportada a la red	MWh	7.231,7	

Figura 16. Datos huerto solar

Para el soporte uniaxial obtenemos 7.231Mwh, también muy semejante al obtenido mediante RetScreen.

8.3.3 Producción prevista Excel

En este apartado realizamos un último cálculo mediante un Excel personalizado con el cual observamos la corrección unidireccional/fijo obtenida de PVGIS y RetScreen

Se calcula a partir de la siguiente ecuación en la que I (α, β): irradiancia medida para un azimut α=0º y una inclinación óptima de β=35º, Istc: irradiancia medida para las condiciones estándar de laboratorio con un valor 1Kw/m2, Pinst: potencia de la instalación de 3.692KWp y PR: rendimiento de la instalación denominado Permormance Ratio de aproximadamente un 81%.

$$E_{prod} = \frac{I(\alpha,\beta) * P_{inst} * PR}{I_{STC}}$$

Figura 17. Fórmula Energía producida

Obteniendo la irradiancia a través de la página PV-GIS introduciendo los datos adecuados y realizando los cálculos pertinentes se obtienen los resultados dados en la *Tabla 9* en los cuales obtenemos una diferencia de 7.457.713-5.765.839=1.691.874Kw/anuales de un soporte respecto a otro.

		PLANTA-FV		**3692,00**	**kW**		
		PV-GIS			**Generacion fijo**	**Coeficiente uniaxial/fijo**	**Generación uniaxial**
	Datos-media	**Gdm (a,β)**	PR	**Ep**	Ep	Según PVGIS y RetSceen	
dias	**España**	**kWh/m2·dia**	rend-global	**(kWh/dia)**	(kWh/mes)		
31	Enero	**3,9**	0,81	**11.664**	**361.593**	**1,21**	**436.054**
28	Febrero	**4,89**	0,81	**14.625**	**409.506**	**1,21**	**494.735**
31	Marzo	**5,85**	0,81	**17.496**	**542.390**	**1,28**	**693.006**
30	Abril	**5,61**	0,81	**16.779**	**503.359**	**1,32**	**663.007**
31	Mayo	**5,87**	0,81	**17.556**	**544.244**	**1,32**	**716.110**
30	Junio	**6,38**	0,81	**19.082**	**572.448**	**1,37**	**781.868**
31	Julio	**6,58**	0,81	**19.680**	**610.072**	**1,39**	**846.792**
31	Agosto	**6,17**	0,81	**18.454**	**572.059**	**1,39**	**792.998**
30	Septiembre	**5,52**	0,81	**16.509**	**495.284**	**1,28**	**635.724**
31	Octubre	**4,85**	0,81	**14.506**	**449.673**	**1,18**	**531.185**
30	Noviembre	**4,15**	0,81	**12.412**	**372.360**	**1,20**	**445.615**
31	Diciembre	**3,59**	0,81	**10.737**	**332.851**	**1,19**	**397.396**
	ANUAL			**Total al año**	**5.765.839**	**1,29**	**7.457.713**
365	Promedio	**5,28**	0,81	**15.792**	**480.487**		
	(kwh/m2.año)	1.927					

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

C_f	1	
G_{CEM}	1	kw/m2
P_{mp}	**3692,4**	**kw-p**
PR	80	mantenimiento
Panel FV	**340**	**w**

Tabla 9. Tabla Excel cálculo de energía

8.4 Elección de campo solar fotovoltaico con seguimiento a un eje

COMPARACIÓN KWH/ANUALES

	PVGIS	RetScreen	Excel Personalizado
Soportes fijos	5.369.268	5.591.100	5.765.839
Soportes uniaxiales	6.472.293	7.231.700	7.457.713

Tabla 10. Resumen KWH/anuales

Como podemos observar en la tabla, la diferencia de energía entre fijo e uniaxial supera el 20%, lo cual nos lleva a decidir asumir el coste de los mismo y beneficiarnos de dicha energía.

8.5 Potencia de inversores

8.5.1 Configuración y dimensionado de la instalación

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información para tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

8.5.2 Elección potencia de inversores

El número de inversores deriva de la potencia del sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible y el punto de conexión asignado, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada uno de los inversores:

$$0{,}7 \times P < P_{inv} < 1{,}2 \times P$$

En nuestro caso:

$$0{,}7 \times 3{,}692 \text{ MW} < 3{,}274 \text{ MW} < 1{,}2 \times 3{,}692 \text{ MW}$$

Efectivamente: 2,584 MW < 3,274 MW < 4,430 MW

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia sensiblemente menora la del generador fotovoltaico (Pinv < P) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la potencia nominal.

Este subdimensionado puede implicar una sobrecarga del inversor puntualmente, por lo que sedebe conocer claramente el funcionamiento del inversor en caso de sobrecarga, y configurar elgenerador fotovoltaico de manera de evitar esa posibilidad.

8.6 Montaje de instalación planta solar

8.6.1. Aprovisionamiento, transporte, recepción y almacenamiento del material.

Un primer paso para el montaje de la central es el acopio de los materiales y equipos necesariospara la instalación. Este es un punto muy importante si se quiere tener éxito en el logro de las estimaciones de montaje de esta.

Para recibir los materiales se debe tener un local tipo caseta de obra para dar cabida a todo aquel material que no se pueda quedar a la intemperie, como son los equipos electrónicos y otra zona de aparcamientos y oficinas y casetas de obra. El material, como son los módulos y lasestructuras metálicas se pueden almacenar en la intemperie, siempre que no exista peligro de robo. Todo lo que sea pequeño material como tornillería, cables, accesorios, etc., se aprovisionará por parte del instalador al inicio de la obra.

También es importante hacer un buen control de la llegada de este material (recepción) para comprobar que el material ha llegado completo y en correcto estado. Habrá que evitar al máximo los imprevistos.

8.6.2. Montaje de la planta solar

Antes de la colocación de los paneles se tienen que comprobar que éstos funcionen correctamente, evaluando que el voltaje y la intensidad sean los que indica el fabricante en la hoja de especificaciones. Esto se hace debido a que es mucho más fácil comprobarlos antes de instalarlos y no una vez ya estén instalados, lo que nos permite detectar posibles fallos de funcionamiento.

El campo se montará en estructuras montadas sobre el terreno. El peso de cada una de ellas es superior a 25 Kg, por lo que el levantamiento y fijación se advierte como una tarea para realizarlacon al menos cuadrillas de dos o tres personas, y la utilización de un camión grúa.

Una vez montado el campo solar se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, así comola puesta a tierra de estos y de la estructura. Los módulos se suministran con cable tipo multicontacto preparado para conexión serie. Estas tareas se recomiendan dejadas a cargo de cuadrillas de dos personas especialistas.

Por último, se montará la acometida eléctrica desde el campo solar hasta los centros de inversores y de transformación.

9. Obra Civil planta solar

9.1. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tendrá en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección.

La instalación eléctrica comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con las cajas de conexionado intermedio de strings, y de ahí a inversores. Se realizará la conexión trifásica en baja tensión desde el inversor hasta el transformador ubicado en el bloque del inversor o Power Station. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección, para maximizar la vidaútil del generador, y asegurar la continuidad de la producción:

I. *Interruptor general manual*, interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento,con objeto de poder realizar la desconexión manual.
II. *Interruptor automático diferencial*, como protección contra derivaciones en la parte dealterna de la instalación.
III. *Interruptor automático de interconexión controlado por software*, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamientoen isla, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de latensión y la frecuencia de la red eléctrica. Los umbrales permitidos son:

    a. En frecuencia: 49 - 51 Hz·
    b. En tensión: 0,85·Um – 1,1·Um

    También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de los fusibles.

IV. *Aislamiento clase II* en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión,etc.
V. *Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra* para el generador fotovoltaico,contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inversor).
VI. *Fusible en cada polo del generador fotovoltaico*, con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal,se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

- ✓ Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.
- ✓ Todos los conductores de baja tensión serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.
- ✓ Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en zanja, con doble aislamiento XLPE unipolares.
- ✓ Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

9.2. Instalación de Puesta a Tierra

Los efectos de la corriente sobre el cuerpo humano dependen de la intensidad y de la duración.

Los sistemas eléctricos se aíslan convenientemente para evitar la ocurrencia de contactos; peroel aislamiento puede fallar accidentalmente, dando origen a situaciones peligrosas que deben ser atajadas mediante medidas de protección. Cuando se produce un fallo (avería, contacto inoportuno, etc.), se dice que ha ocurrido un defecto, y a la corriente resultante se le llama corriente de defecto, que es precisamente la que puede ocasionar daños a las personas. Existen normas generales a este respecto, como son las del Reglamento de Baja Tensión (RBT) o la norma UNE 20460-4-41 (equivalente a la IEC/CEI 60364-4-41), y que todas son unánimes al señalar la existencia de niveles de corriente que conviene evitar por el riesgo que suponen parala salud de las personas (daños orgánicos).

Así, los sistemas de protección se basan, o bien en limitar las corrientes de defecto, o bien en detectar su ocurrencia y eliminar la tensión que las produce antes de que puedan dañar a las personas. El límite para corrientes DC está en 100 mA, siendo el tiempo máximo de actuación 5 segundos.

Existen varias soluciones bien desarrolladas para proteger a las personas frente a derivaciones en el lado DC de los sistemas fotovoltaicos. Descripciones detalladas se encuentran en el RBT y en la norma UNE 20460-4-41.

- **Configuración flotante del generador**, es decir, que sus dos polos estén aislados de tierra. Al no existir un camino de retorno para la corriente, esta medida garantiza una protección total en el caso de un primer defecto. En términos de seguridad de las personas, esta situación es equivalente a la que se logra con el interruptor diferencial, aunque tiene la notoria ventaja de que no precisa aparallaje alguno, puesto que la protección es una característica intrínseca de esta configuración. El único requisito que exige su implantación es que la resistencia de aislamiento, Riso, entre generador y tierra, anterior a la ocurrencia de la derivación, sea tan alta como para limitar la corriente de derivación a un máximo de 100 mA. En la práctica esto es equivalente a imponer que Riso >1,25 V*OC / 100 mA., (V*oc= tensión de circuito abierto del generador en condiciones estándar). Esta condición es no sólo muy fácil de cumplir (las resistencias de aislamiento en generadores reales suelen ser del orden de los MΩ), sino también muy fácil de comprobar, por lo que el recurso a ella es altamente recomendable.

- **Vigilancia permanente del aislamiento.** Consiste en la incorporación de un dispositivo capaz de medir el valor de Riso y de avisar en caso de que, por ocurrencia de algún defecto en la instalación, no se cumpla la condición de seguridad definida en el párrafo anterior. De esta forma, el defecto puede ser reparado antes de que ocurra un segundo defecto que, ahora sí, podría ser peligroso, ya que el primer defecto representa un camino por el que la corriente de retorno podría circular con comodidad. El inversor dispone de este dispositivo de control de aislamiento. La combinación de esta medida con la anterior proporciona un alto grado de seguridad. Además, los paneles tendrán un aislamiento tipo II lo que evitará un defecto fase-estructura apoyo paneles.
- **Doble aislamiento.** También llamada Clase II, esta medida de protección consiste en separar las partes accesibles de las instalaciones de sus partes activas, mediante un doble aislamiento o un aislamiento reforzado.

La estructura del seguidor-generador y caja de conexión contará con una red de puesta a tierrapara la totalidad de la planta y tendrá que garantizar el valor normalizado (REBT) de resistenciade puesta a tierra. La sección mínima del conductor de puesta a tierra es de 16 mm². Todas las partes metálicas estarán conectadas a la tierra de la instalación. La tierra de la instalación será una tierra independiente de la tierra del neutro de los centros de transformación y no alterará las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de la Compañía.

La red de tierras de la planta consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

- Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia de 3,274 MW.
- Puesta a tierra de herrajes de alta tensión.
- Red de puesta a tierra general de la planta a base de cable de cobre desnudo repartido por la planta, tanto de corriente continua como alterna de baja tensión (generación, estructuras, servicios auxiliares y corriente continua).

A esta red de tierra última se conectarán las barras de tierra de los cuadros, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, motores, etc.

La red de tierras para la instalación de media tensión, consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

- Puesta a tierra de herrajes de alta tensión denominada “tierra de protección”.
- Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia de 3,274 MW denominada “tierra de servicio”.

Tierra de Protección

Estará constituida por un electrodo de forma rectangular de dimensiones 18 x 5 m, con 16 picas.
Para evitar tensiones de contacto peligrosas, se adoptarán medidas de seguridad adicionales:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro de transformación no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión, debido a defectos o averías.
- En el piso se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra de protección del centro de transformación.

Tierra de Servicio

La puesta a tierra de los neutros se realizará con un electrodo en línea con cuatro picas. Si el valor de tierra del neutro medido fuera superior al calculado, se dispondrán las picas necesarias conectadas en paralelo, hasta conseguir dicho valor.

9.3. Sistema de monitorización:

Cada generador fotovoltaico llevará incorporado un sistema de monitorización.

El sistema de monitorización incorporado es el INGECON SUN EMS Plant Controller, o de similares características, y que permitirá predecir el comportamiento y garantizar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico.

El INGECON EMS Plant Controller analiza el flujo de potencia activa y reactiva intercambiado conla red pública mediante un analizador de potencia en el punto de conexión de la instalación. Deesta forma, y en conjunto con la actualización del estado de los distintos dispositivos de la planta, determina constantemente la consigna óptima a la que deben trabajar los inversores y demás sistemas activos de la instalación.

En los cuadros de agrupación se instalará comunicación RS485 y tarjeta “AAP0022 Com RS-485” mediante fibra óptica. Siendo los parámetros más importantes para su configuración:

- Nº de cadenas instaladas: es el número de cadenas conectadas al equipo.
- Corriente nominal de cada cadena
- % desviación media: es el porcentaje de desviación entre la corriente de cada cadena y la media de las corrientes del equipo para la cual deseamos obtener una alarma.
- Tiempo antes de alarma: es el tiempo que la cadena deberá aportar una corriente por encima del % de desviación media, antes de que el equipo genere una alarma. Se definirá en segundos.
- Detección de luz: es una función que puede estar activada o desactivada. Cuando esta función está activada, en el caso de existir una detección de luz en el interior del equipo (por ejemplo: una tapa mal cerrada), el sistema genera una alarma y cierra un relé de libre potencial.
- Envío de trama de comando de parada: es una función que puede estar activada o desactivada. Si tanto esta función como la función “detección de luz” están activas, genera por comunicación una orden de paro para el inversor asociado al Ingecon Sun String Control, cuando existe una detección de luz en el interior del equipo.
- Nodo del inversor asociado al Ingecon String Control: es el nodo de comunicación del inversor al cual está conectado el Ingecon String Control.

Estará compuesto por dos sistemas fundamentales: medida y control, un sistema SCADA, que debe ser compatible con el fabricante de seguidor y de inversor considerado para la integraciónde toda la monitorización y la red de comunicaciones que une el control con los inversores, transmitiendo las consignas de funcionamiento y monitorizando el estado de los equipos.

Estará conformado por un sistema de adquisición de datos y registro, que junto con la posibilidad de enlace con los dispositivos que opcionalmente se instalarán en las cajas de

conexionado de cadenas, facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador.

Los datos controlados son los siguientes:

- Potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia del punto de conexión.
- Requerimientos del operador de red. Establece las referencias de parámetros como tensión del punto de conexión, potencia activa y reactiva, reserva de potencia activa, etc. Estos requerimientos pueden ser predeterminados por el operador de red o el operador de planta o modificarse de manera dinámica mediante una consigna externa.
- Valores instantáneos de inyección de potencia activa y reactiva de los diferentes inversores.

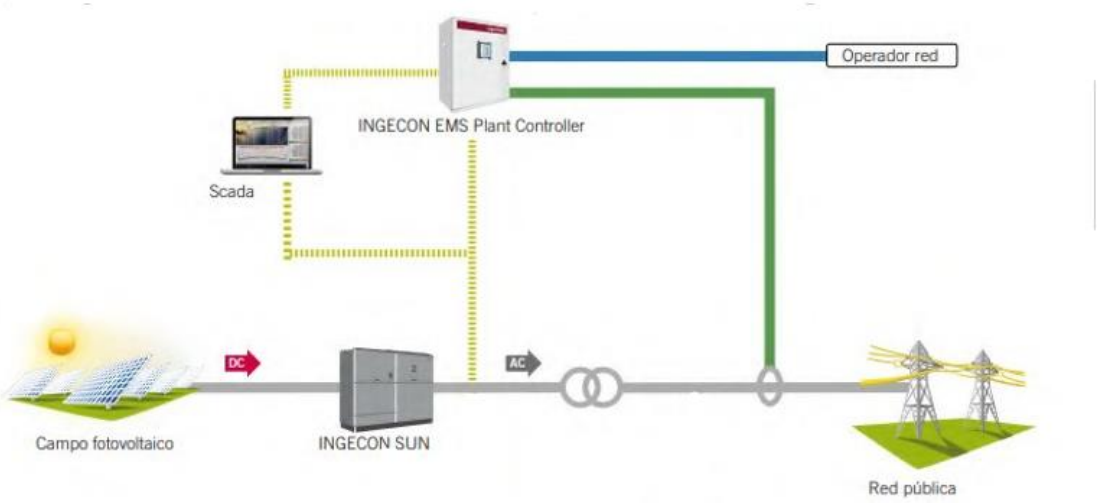


Figura 18. Sistema de motorización

Se pueden controlar los siguientes parámetros:

- On-Demand Production: Permite controlar la potencia de salida de la planta fotovoltaica limitándola al valor deseado.
- Ramp Rate Control: Controla la potencia generada por los inversores para que la variación de la potencia de salida de la planta se realice según la consigna establecida.
- Fast Frequency Regulation: El sistema es capaz de adaptar la producción de potencia en función de las variaciones de frecuencia.
- Digital Q compensantion: Permite controlar la potencia reactiva de salida de la planta.
- Power Factor Control: Regulación del factor de potencia en el punto de conexión.
- Automatic Voltage Regulation: Permite regular la tensión de la instalación en el punto de conexión.

- Voltage Droop Control: Según la ganancia establecida, el sistema ajusta la potencia reactiva necesaria en el punto de conexión, dependiendo de la diferencia de tensión existente.
- Power Oscilations Damping: Permite implementar estrategias de control para minimizar las oscilaciones de frecuencia, tanto en régimen estacionario como transitorio.

Incluye los siguientes elementos:

- PLC.
- Analizador de potencia.
- Switch de comunicaciones.
- Fuente de alimentación.
- Protecciones.

Las características del sistema de monitorización están descritas en el *Anexo V: Sistema de monitorización.*

9.4. Instalación de seguridad y vigilancia

Se instalará un sistema de seguridad compuesto de un sistema detector de intrusión, compuestopor barreras de microondas y un sistema de circuito cerrado de televisión y vídeo (CCTV), compuesto por cámaras de vigilancia fijas, con visión nocturna y distribuida a lo largo del perímetro abarcado por la planta.

9.5. Sistemas auxiliares

La instalación contará con una serie de instalaciones auxiliares complementarias que completanla instalación del parque solar.

Se dispondrá de alimentación eléctrica para los consumos auxiliares, alimentados a través de las propias cajas de agrupación de la instalación.

Los servicios auxiliares objeto de esta alimentación serán los siguientes:

a) *Motorización:* El motor empleado en el sistema de seguimiento será alimentado directamente desde los módulos fotovoltaicos.
b) *Alumbrado normal, emergencia y fuerza del centro de control*: El alumbrado normal de la caseta será mediante luminarias estancas de superficie, e interruptor de superficie para encendido junto a la puerta de acceso, realizado mediante manguera de cable tripolar 0,6/1 kV, en montaje superficial bajo tubo rígido de PVC.
c) La *instalación de fuerza* se compondrá por tomas triples de corriente, realizado mediante manguera de cable tripolar 0,6/1 kV en montaje superficial bajo tubo rígido de PVC.
d) *Sistema de adquisición de datos:* Una de las salidas del cuadro de servicios auxiliares se habilitará para el sistema de adquisición de datos de la instalación.
e) *Sistema de seguridad:* Se habilitará una salida para el sistema de vigilancia y seguridad perimetral en cada cuadro.

9.6. Resumen datos de TFG

BURELA 3,692 MW	DATOS
POTENCIA INSTALADA	3,692 MWp
POTENCIA NOMINAL	3,274 MWn
MODULO	Talesun TP672M
NÚMERO DE MÓDULOS	10.860
INVERSOR	INGECON SUN 1640TL B630
NÚMERO DE INVERSORES	2
TRANSFORMADORES	1
TIPO DE ESTRUCTURA	Seguidor a un eje
ORIENTACIÓN	Sur
NUMERO DE MÓDULOS EN SERIE	30
NÚMERO DE SERIES	362

Tabla 11. Resumen datos de proyecto

Las características topográficas del emplazamiento hacen precisas las siguientes obras para la colocación de los sistemas de seguimiento solar fotovoltaico y estaciones de inversores y transformadores:

- Adecuación del terreno mediante desbroce y preparación de alineaciones en zonas de pendiente para la correcta instalación de los seguidores.
- Adecuación de acceso a parcelas instaladas.
- Cimentación de estaciones de inversores y transformadores, incluido el drenaje necesario para impedir el anegamiento de las zonas limítrofes y el sellado de los tubos de entrada y salida de las canalizaciones de protección de cables.
- Cimentación de centro de control.
- Adecuación del terreno para instalación de sistema de vigilancia y vallado.
- Canalizaciones y arquetas enterradas para los cables eléctricos.

Los caminos en la zona tienen por objeto permitir el acceso a las principales zonas de maniobrapara los equipos de mantenimiento de la planta solar. En la medida de lo posible se utilizarán los caminos existentes como base del nuevo trazado.

9.7. Canalizaciones:

El cableado de *corriente continua* discurrirá parcialmente enterrado bajo tubo y parte aéreo y sobre la propia estructura de los seguidores.

Las uniones serie de los módulos se realizarán mediante conexiones rápidas y especiales de Clase II, realizándose ésta por la parte posterior a los mismos. Los cables irán embridados a las estructuras soportes y pasarán desde la estructura al suelo bajo tubo de protección. Desde estepunto partirán hacia los inversores.

Las canalizaciones tendrán una anchura de 60 cm, como mínimo, y una profundidad tal que permita que los tubos queden a una profundidad mínima de 60 cm. Se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo de 0,05 m sobre la que se colocarán los tubos.Por encima de ellos irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,1 m de espesor.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los tubos, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de alta tensión. Se admitirá también lacolocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

El trazado de las zanjas se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, conel fin de reducir la caída de tensión y los costes.

Las canalizaciones de baja tensión serán enterradas bajo tubo conforme a las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. No instalándose más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse en función de cruces o derivaciones. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

9.8. Vallado:

Se instalará vallado perimetral indicado en planos formado por:

- Postes de acero galvanizado de ø48x1,2 mm de espesor cada 2 metros, incluyendo taladrado y taponado.
- Elementos de tensión (jabalcones y tornapuntas) de iguales características que los postes cada 10 postes.
- Malla cinegética anudada tipo bisagra de 2 m.
- Tensores galvanizados, pletinas, pasadores de aleta de aluminio y tornillería.

Para su instalación deberán hormigonarse los postes, en perfecta alineación vertical y horizontal.

Se deberán instalar las puertas que sean necesarias para la correcta maniobra de la planta solar.Las puertas estarán constituidas por dos hojas abatibles de 5 x 2,2 m formada por pilares de tubo de acero galvanizado de diámetro 100x2 mm de espesor, bastidores y barrotes intermediosde tubo de acero galvanizado de diámetro 48x1,2 mm de espesor, malla electrosoldada 50x50x4mm de acero galvanizado con pestillo y cerrojo para candado.

9.9. Edificaciones:

9.9.1. Centros inversores y transformadores

Se trata de una caseta cuya parte de instalación está diseñada para exterior, sin embargo, la aparamenta de media tensión y control se encuentra en un contenedor.

Elementos exteriores:

- 2 inversores de 3,274 MW (2X1,637 MW).
- 1 transformador de 3,274 MVA.

Elementos interiores:

- Celdas de media tensión.
- Control.

La cimentación consistirá en solera de losa de hormigón armado de 20 cm de espesor, con mallazo armadura ø 10 mm asentado sobre firme de zahorra. Las dimensiones serán de 17,5 mx 5 m.

Figura 19. Centro de inversor

9.9.2. Centro de control:

Se realizará un centro de control prefabricado que albergará el sistema de monitorización y vigilancia y un recinto de almacén. Las dimensiones interiores serán 13,88 m x 3,4 m.

Se preparará una superficie de terreno de 16 m x 5 m debidamente compactado y con firme de zahorra, sobre la cual se construirá una losa de hormigón de limpieza HM10 de 10 cm de espesor mínimo.

Se construirá una losa de cimentación prefabricada de 15 cm de espesor, sobre la cual se montará la estructura prefabricada de hormigón armado del centro de control.

El centro dispondrá los siguientes componentes:

- 2 puertas estándar de doble chapa de acero con aislante interior de lana de roca de hueco libre de paso de 900x2055 mm.
- 1 puerta de dos hojas de las mismas características con rejilla de ventilación y dimensiones 2400x2300 mm.

- 1 ventana de aluminio correderas sin RPT de 1200x1100 mm con reja de seguridad.
- 3 rejillas de ventilación de 500x500 mm.
- Suelo técnico de 300 mm de altura.
- Instalación eléctrica con cuadro para instalaciones interiores de alumbrado y tomas de corriente.
- Split de refrigeración de 3000 frigorías.
- Extintor portátil de anhídrido carbónico de 5 kg (CO_2) y uno de polvo polivalente de 6 kg (eficacia 29A– 113B) en un armario de poliéster para exteriores.

10. Instalación eléctrica de generación

10.1 Descripción del sistema

La potencia instalada es de 3,692 MWp. La potencia nominal de generación del parque será de 3,274 MWn, formado por dos inversores ubicados en una Power Station.

El generador fotovoltaico, a través de la radiación solar, produce una variación de tensión en corriente continua.

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua en alterna a una tensión de 630 V. La energía generada por el inversor que conforma la instalación se puede elevar hasta los 20 - 36 kV de tensión mediante transformador de 3,274 MVA.

10.1.1 Tensión nominal.

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan entre los 915 y 1.300V. Para grandes sistemas fotovoltaicos, con series de gran número de módulos, deberá comprobarse que la tensión de circuito abierto a -10º C no sobrepase la tensión nominal del cableado para evitar posibles fallos y daños en la instalación eléctrica.

10.1.2 Reducción de pérdidas en el cableado.

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto, la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ($P=I2 \times R$) hasta alcanzar un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto, el diseño, considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

10.1.3 Corriente máxima admisible.

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán sercorregidos con los correspondientes factores de corrección asociados.

10.2 Diseño de secciones de cableado corriente continua.

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC,de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 1,5 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criteriode la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación siguiente permite calcular la sección (Sdc) mínima requerida para no superar la caídade tensión V=1,5%, que se producirá en una línea con corriente continua:

$$Sdc = \frac{2 \times Ldc \times Idc}{\Delta V(\%) \times U_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times Ldc \times Idc^2}{\Delta V(\%) \times Pdc \times \kappa}$$

Figura 20. Formula cálculo sección cableado

Donde:

- Ldc es la longitud del tramo en estudio.
- Idc es la corriente máxima de la rama que en este caso sería la corriente de cortocircuito (Icc).
- Umpp es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales.
- Pdc es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC.
- K es la conductividad eléctrica del cobre es 56 m/(Ω/mm2).

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desdelos módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen varios tramos, cada uno puedetener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por último, hay que señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasencables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de locales con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

La parte de baja tensión de la instalación eléctrica está situada aguas arriba del centro de transformación. Aguas abajo se sitúa la instalación de media tensión y su diseño no es objeto de este trabajo final de grado. La parte de baja tensión está dividida en tres tramos, dos tramos corresponden a corriente continua y el último, situado a continuación del inversor, a corriente alterna. Para cada uno de los tramos de la instalación se utiliza cableado de cobre (Cu) con un aislamiento de PVC de 0,6/1kV. Se procede a su diseño.

10.3 Primer tramo: Cableado desde seguidor hasta cuadros de agrupación.

El cableado de los seguidores hasta los cuadros de agrupación se realizará mediante bandeja rejiband a la intemperie. En cualquier caso, el diseño y la instalación cumplirán con el REBT utilizando todo el material normalizado, curvas, uniones, reducciones, etc. teniendo todos los accesorios la misma capacidad de carga.

Solo se utilizarán cables, conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE EN 50618, con una tensión nominal de 1,5 Kv. El cable utilizado es el H1Z2Z2-K, de 6 mm^2 de sección (Ver *Anexo VI: Cableado CC)* obtenido al aplicar la fórmula anteriormente descrita con una longitud de entre 30 y 50 metros aproximadamente y un valor de intensidad de 8,9A

En el dimensionado de la bandeja se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se contemplará un porcentaje de ampliación mínimo de un 15%.
- La sección de la bandeja será un 40% superior a la suma total de las secciones de los cables que vayan a circular por cada tramo.

PRIMER TRAMO	V	I(A)	L(m)	V(%)	K(m/(Ω/mm2)	Sección minima	Sección normalizada(mm2)	V(%)-tramo
1.1	1500	8,9	30	0,3	56	2,119047619	6	0,11
1.2	1500	8,9	40	0,3	56	2,825396825	6	0,14
1.3	1500	8,9	50	0,3	56	3,531746032	6	0,18
1.4	1500	8,9	30	0,3	56	2,119047619	6	0,11
1.5	1500	8,9	40	0,3	56	2,825396825	6	0,14
1.6	1500	8,9	50	0,3	56	3,531746032	6	0,18
1.7	1500	8,9	30	0,3	56	2,119047619	6	0,11
1.8	1500	8,9	30	0,3	56	2,119047619	6	0,11
Caja n1	**1500**	**71,2**						**0,18**
2.1	1500	8,9						
2.2	1500	8,9						
2.3	1500	8,9						
2.4	1500	8,9						
2.5	1500	8,9						
2.6	1500	8,9						
2.7	1500	8,9						
2.8	1500	8,9						
Caja n2	1500	71,2						
caja n1+n2	1500	142,4						

Aplicaríamos el mismo proceso para las 17 cajas de conexiones restantes que podemos observar en el plano 02: implantación.

$$Sdc = \frac{2 \times Ldc \times Idc}{\Delta V(\%) \times U_{MPP} \times \kappa} =$$

Tabla 12. Primer tramo corriente continua

10.4 Segundo tramo: Cableado desde cuadros de agrupación hasta inversores.

El cableado de los seguidores hasta los cuadros de agrupación se realizará mediante canalización subterránea.

Los conductores irán entubados bajo zanja desde la salida de cuadros de agrupación hasta inversores.

Solo se utilizarán cables, conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE EN 50618, con una tensión nominal de 1,5 Kv. El cable utilizado es el H1Z2Z2-K, de entre 50 a 150 mm^2 de sección en función de la longitud a la que se quieran colocar los cuadros de agrupación (Ver *Anexo VI: Cableado CC y Plano 02)*

SEGUNDO TRAMO	V	I(A)	L(m)	V(%)	K(m/(Ωmm2	Sección minim	Sección normalizada(mr	V(%)-tramo	V(%)-total
caja1-caja2	1500	71,2	50	0,25	56	33,9047619	50	0,17	0,35
caja 2-caja3	1500	142,4	50	0,25	56	67,80952381	70	0,24	0,59
caja 3-caja4	1500	213,6	50	0,25	56	101,7142857	120	0,21	0,80
caja 4-caja5	1500	284,8	50	0,25	56	135,6190476	150	0,23	1,03
caja 9-caja8	1500	71,2	50	0,25	56	33,9047619	50	0,17	0,35
caja 8- caja7	1500	142,4	50	0,25	56	67,80952381	70	0,24	0,59
caja 7 -caja 6	1500	213,6	50	0,25	56	101,7142857	120	0,21	0,80
caja 6-caja 5	1500	284,8	50	0,25	56	135,6190476	150	0,23	1,03
Inversor 1-caja1_5	1500	284,8	20	0,25	56	54,24761905	150	0,09	1,12
Inversor 1-caja6_9	1500	284,8	20	0,25	56	54,24761905	150	0,09	1,12
caja10-caja11	1500	71,2	50	0,25	56	33,9047619	50	0,17	0,35
caja11-caja12	1500	142,4	50	0,25	56	67,80952381	70	0,24	0,59
caja 12-caja13	1500	213,6	50	0,25	56	101,7142857	120	0,21	0,80
caja 17-caja18	1500	71,2	50	0,25	56	33,9047619	50	0,17	0,35
caja 18-caja14	1500	142,4	55	0,25	56	74,59047619	120	0,16	0,50
caja 16- caja15	1500	71,2	50	0,25	56	33,9047619	50	0,17	0,67
caja 15-caja 14	1500	142,4	50	0,25	56	67,80952381	70	0,24	0,91
Inversor 2-caja10_1	1500	213,6	55	0,25	56	111,8857143	120	0,23	1,03
Inversor2-caja14_18	1500	284,8	55	0,25	56	149,1809524	150	0,25	1,16

Tabla 13. Segundo tramo corriente continua

10.5 Tramo corriente alterna: Cableado desde inversor hasta el transformador

El cableado desde el inversor hasta el embarrado del secundario del transformador se realizará enterrado en una zanja, dentro de una canalización.

El pliego de condiciones técnicas del IDAE limita el valor de caída de tensión porcentual a un valor del 2% para conductores por los que transcurre una corriente alterna. La ecuación a continuación expresa la caída de tensión para este tramo de cableado:

$$\Delta v\ (\%) = \frac{\Delta v}{U_L} * 100 = \frac{\sqrt{3} * L * I_L * \cos \emptyset}{\sigma * S_{cc,mín} * U_L} * 100 \ \leq 2\ \%$$

Figura 21. Ecuación voltaje

La tensión de la línea UL es de 630V y la intensidad de la línea IL viene dada por la suma de las cuatro intensidades de línea de los inversores, en nuestro caso 1068A. El pliego de condiciones técnicas del IDAE considera un factor de potencia mayor que 0,95 para una instalación fotovoltaica, en nuestro caso será 1.

La longitud del cableado de esta línea es de 20m. Con estos datos se obtiene la sección mínima de la línea trifásica Sccmin>52,43mm2

Se toma la sección comercial superior de 70mm2.

TERCER TRAMO		IL	L(m)	cos(α)	UL(V)	K	Sección	Sección normalizada
		1068	20	1	630	56	52,43283057	70

$$\Delta v\,(\%) = \frac{\Delta v}{U_L} * 100 = \frac{\sqrt{3} * L * I_L * \cos\emptyset}{\sigma * S_{cc,min} * U_L} * 100 \leq 2\,\%$$

Tabla 14. Tramo alterna

10.6 Protecciones eléctricas en corriente continua

10.6.1 Contactos directos e indirectos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y noocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las ramas del generador fotovoltaico normalmente son agrupados hasta la caja de conexión del generador, que usualmente se encuentra cercana al inversor de conexión a red.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, hay que tener en cuenta quela corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Estehecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger elcableado contra los cortocircuitos.

10.6.2 Sobrecargas.

Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10ºC, y para 125% de la corriente máxima del generador.

En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable (Iz) deberá ser superior a la corriente nominaldel elemento de protección (In) y a su vez, inferior al corriente límite de fusión de este (Inf). A su vez, la Inf no podrá ser superior a 1,15 veces la Iz:

$$In \leq Inf \leq 1{,}15 \times Iz$$

Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominaldel fusible (In) vendrá dada por la expresión:

$$In \geq 1{,}25 \times In\ RAMA$$

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.

Cabe mencionar que el elemento de corte tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

10.6.3 Sobretensiones.

El calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir:

I diseño de línea ≥ I asignada a dispositivo de protección ≥ I admisible de línea

Además, el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superiora la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

10.6.4 Interruptor automático magnetotérmico individual.

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir:I diseño de línea ≥ I asignada a dispositivo de protección ≥ I admisible de línea

10.6.5 Interruptor automático magnetotérmico general.

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir:I diseño de línea ≥ I asignada a dispositivo de protección ≥ I admisible de línea.

10.6.6 Interruptor automático magnetotérmico diferencial.

La instalación contará con un interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito.

Con el fin de que actúe por fallos a tierra, será de un calibre superior a la del magnetotérmico de protección general. Adicionalmente hay que verificar que el interruptor diferencial posea una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía distribuidora, de no ser así, habrá que estudiar la selectividad entre el interruptor diferencial y los interruptores magnetotérmicos a fin de comprobar la seguridad de la protección.

Se instalará un relé diferencial de calibre adecuado, 30 mA de sensibilidad y de clase A, que aseguran el disparo para el valor de corriente de fuga asignado en alterna, como en alterna con componente en continua.

10.6.7 Interruptor automático manual.

Será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada porla empresa distribuidora en el punto de conexión.

10.6.8 Interruptor automático de la interconexión.

Se utilizará para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de la frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento.

La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente). Esta protección estará integrada en los inversores.

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión dela instalación fotovoltaica será automático. Esto es gestionado por los inversores, por lo que el estado del contactor (on/off) se señalizará con claridad en el frontal del equipo en un lugar destacado.

10.6.9 Pararrayos.

Se dispondrá de un pararrayos con tecnología CTS para evitar el impacto directo en la zona de protección y proteger a personas y a la instalación. El conjunto de la instalación se ha diseñado para canalizar la energía del proceso anterior a la formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la toma de tierra de continua.

10.7 Instalaciones de puesta a tierra.

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10Ω para este tipo de instalación fotovoltaica.

La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos ytérmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductoresde tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

Los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

- Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm² el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm² el conductor de protección será de 16 mm².
- Para secciones de fase superiores a 35 mm² hasta 120 mm2 el conductor de protección

será la mitad del activo.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra ysus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

10.7.1 Puesta a tierra en corriente continua.

En el lado de continua, los cables activos irán aislados de tierra (los varistores si no existen sobretensiones son una resistencia muy elevada que mantiene el aislamiento de tierra). Es decir,irán en una configuración flotante. Mientras que todas las masas asociadas al lado de continua irán puestas a tierra, incluidas las del pararrayos, los cuadros de continua y la valla metálica. Demodo que el esquema de puesta a tierra es un sistema IT en continua. Este tipo de configuraciónes segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento. No obstante, si se produceun segundo de defecto se puede producir retorno de la corriente por tierra, siendo muy peligroso por electrocución.

Se diseñará el siguiente sistema de tierras para una resistencia de tierras no superior a 10 Ohm.
Todas las masas de la instalación de continua irán puestas a tierra mediante un cable de equipotencialidad de cobre de 50 mm2. Las masas de las estructuras irán unidas entre sus patasdos a dos. Además, el cable equipotencial irá unido por dos sitios a cada fila de paneles transversales.

10.7.2 Puesta a tierra en corriente alterna.

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picassuficiente para conseguir una resistencia no superior a 10 Ohm.

11. PRESUPUESTO

ORDEN	U.M	Descripción de la unidad de obra	Medición	Precio unitario (€)	IMPORTE (€)
1		OBRA CIVIL			
1.1.	m2	Desbroce y limpieza del terreno	20355	0,58	11.805,9
1.2.	Ud	Vallado perimetral	2455	16,91	41.514,05
1.3.	m3	Cimentaciones Power Station	767	25,72	19.727,24
1.4.	Ud	Caseta de control	1	3.200	3.200
1.5.	m3	Excavación de zanjas	1570	21,40	33.598
1.6.	Ud	Arqueta enterrada	20	110,94	2.218,8
1.7.	m3	Relleno zanjas	203	78,07	15.848,21
1.8	Ud	Puerta con malla para valla	3	136,77	410,31
1.9	h	M.O	3692	40	147.680
2		ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA			
2.1.	Ud	Módulo fotovoltaico	10860	101,45	1.101.747
2.2	Ud	Inversor	2	30.900	61.800
2.3.	Ud	Estructuras portantes	10860	74	803.640
2.4.	h	M.O.	3692	80	295.360
3		EJECUCCIÓN ELÉCTRICA			
3.1.	m	Conductor primer tramo corriente continua	1000	1,06	1.060
3.2.	m	Conductor segundo tramo corriente continua	1269	1,64	2.081,16
3.3.	m	Conductor tramo de corriente alterna	10	1,64	16,4
3.4.	Ud	PowerStation	1	25000	25.000
3.5.	Ud	Cajas de conexión y otro material eléctrico	18	436,88	7.863,84
3.6.	h	M.O.	4825,6	70	337.792,2
4		TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)			
					2.912.363,11
5		GASTOS GENERALES			
	5%				145.618,15
6		SEGURIDAD Y SALUD			
	7%				203.865,42
7		TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA			
					3.261.846,68

El presupuesto general estimado para la instalación fotovoltaica en la parcela número 20, polígono 16, en Póveda de la Sierra, Guadalajara, de 3,692 MWp de potencia instalada, asciende a la cantidad de **TRES MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SEIS COMA SETENTA EUROS €)** (IVA no incluido).

12. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA

12.1 CAPEX (Inversiones previstas

Según el TFG para la instalación del parque solar fotovoltaico, el CAPEX previsto se desdobla en costes definidos en el TFG y en otros costes globales estimados sobre otras partidas presupuestarias. Es decir:

COSTES SEGÚN TFG		
CONCEPTO	**€/KWp**	**COSTE (€)**
OBRA CIVIL		276.002,51
ESTRCUTURA FOTOVOLTÁICA		2.262.547
EJECUCIÓN ELÉCTRICA		373.813,6
COSTES INSTALACIÓN		**2.912.363,11**
SEGURIDAD Y SALUD (7%)		203.865,42
GASTOS GENERALES (5%)		145.618,15
		3.261.846,68

OTROS COSTES PREVISTOS ESTIMADOS		
CONSULTORÍA E INGENIERÍA Y TRAMITACIONES (Proyecto constructivo, tramitaciones ambientales, dirección de obra, otros)		8.200,00
TASAS		
OTROS COSTES ASOCIADOS (acondicionamiento del terreno, tramitaciones, legales…)		
AVALES Y GARANTÍAS		443.040,00
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		
ACOMETIDA A LA RED Y COSTES DE INTERCONEXIÓN		
LICENCIAS, IMPUESTOS, OTROS		
SEGUROS		
		451.240,00
		3.713.086,68

Tabla 15. Capex

12.2 OPEX (costes de operación)

Los costes de operación asociados al TFG son básicamente, MANTENIMIENTO, desglosado en mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo estimados durante los treinta años de contrato.
El coste del mantenimiento preventivo estimado es de 1.920€/mes, incluyendo dos operarios. Su función consistirá, además, en la toma de datos de la instalación para su monitorización y otras actividades técnicas a desarrollar.
El coste de mantenimiento correctivo se estima en 50€/h/técnico. Se prevé un total de cuarenta horas dedicadas a esta modalidad por cada técnico al año.
Además, se incluye un posible aumento de coste de mantenimiento (IPC interanual) y un 5% designado a posibles contingencias.

OPEX (ANUAL)	
OPERACIÓN	**COSTE (€)**
MANT. PREVENTIVO	23.040,00
MANT. CORRECTIVO	4.000,00
	27.040,00
AUMENTO COSTE MANT. ANUAL (%IPC)	
CONTINGENCIAS (5%)	1.352,00
	28.392,00

Tabla 16. OPEX

12.3 Análisis de rentabilidad de la instalación proyectada

En este apartado se realiza un análisis económico y financiero de la instalación para evaluar el potencial de proyectos de energías renovables.

Los dos parámetros que dictan la conveniencia de llevar o no a cabo el proyecto de la instalación fotovoltaica son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)

El VAN representa el valor presente del total de ingresos y costes futuros (flujos de caja), representan el total de entradas y salidas de efectivo durante un cierto periodo de tiempo, debidos a la inversión inicial realizada. Para actualizar estos valores, es necesario determinar otro parámetro financiero denominado tasa de descuento. Este parámetro es equivalente al valor esperado de rentabilidad que se obtendrá como mínimo durante cada año de vida útil del proyecto. En este caso se opta por una tasa de descuento del 5%.

Tras realizar el cálculo del VAN, si su valor es positivo, significa que la rentabilidad de la instalación fotovoltaica es mayor a la considerada. En caso contrario, si su valor es negativo, significa que no se llega a obtener la rentabilidad deseada, por lo que se opta por no llevar a cabo el proyecto.

Además, se ha de tener en cuenta que el flujo neto de caja del que se disponga en cada momento depende del aumento del precio de los bienes y servicios del mercado energético. Este aumento se representa mediante el parámetro inflación, que en este caso es aproximadamente del 2%. También es función de la tasa de escalamiento de exportación de energía, que se trata del aumento del precio de venta de la energía a la red eléctrica.
Este valor se toma de un 2%.

La expresión del VAN se muestra en la siguiente ecuación, en la que, Ft: flujo neto de caja durante un tiempo determinado, Io: inversión inicial y k: tasa de descuento.

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Figura 22. VAN

Para realizar un mejor análisis financiero del proyecto en estudio se calcula el otro parámetro característico, la tasa interna de Retorno (TIR). El TIR representa la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea a 0. Si su valor es mayor a la tasa de descuento tomada para este proyecto, es favorable invertir en él, pues habrá un beneficio económico.

$$TIR = \sum_{T=0}^{n} \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Figura 23. TIR

Por último, también hemos realizado el cálculo del Payback o “retorno”. Se trata de una estrategia, un indicador usado para calcular el período de retorno de inversión en un proyecto, el cual se calcula mediante un simple cálculo consistente en la división de la inversión inicial entre los flujos de caja ya comentados anteriormente.

$$\textbf{Payback} = \frac{\textbf{Inversión}}{\textbf{Flujos de caja}}$$

Figura 24. Payback

Payback = 5,80 años

Cualquier opción de entrada en subasta consiguiente un precio de vertido de la energía a la red que supere 92,44€/MWh aumentará la RENTABILIDAD del proyecto.

12.4. Estudio de viabilidad con RetScreen

A continuación, realizaremos el mismo cálculo mediante el software RetScreen, aprovechando los datos para el cálculo de energía.

Introducimos los costes de operación y mantenimiento de 28.392 euros y el software calcula, como se muestra en la *Tabla 20*, una reducción anual de 1.252 toneladas de emisiones de dióxido de carbono gracias a esta energía limpia.

	Caso base emisiones de GEI tCO2	Caso propuesto emisiones GEI tCO2			Reducción anual bruta de emisiones GEI tCO2	Derechos de transacción por créditos GEI %	Reducción de emisiones GEI anual neta tCO2
Proyecto de generación eléctrica	1.252,0	0,0			1.252,0		1.252,0
Reducción de emisiones GEI anual neta	1.252	tCO2	es equivalente a	537.950	Litros de gasol. no consumidos		

Tabla 17. Emisiones CO2

Y para concluir con la puesta a punto del estudio, en el análisis financiero se han introducido los valores de tasas anteriormente comentados junto con una tasa de crédito de reducción de GEI, estipulada hoy en 44,35 €/tCO2.

Los valores introducidos son en vista de la vida útil del proyecto, en un plazo de 30 años por lo que son estándar viendo la situación actual que vivimos y ante la incertidumbre que acecha.

Con todo esto el programa es capaz de sacar los valores de TIR y VAN.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	19,3%
TIR antes - impuestos - activos	%	19,3%
TIR luego de impuestos - capital	%	19,3%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	19,3%
Pago simple de retorno del capital	año	5,8
Repago - capital	año	5,5
Valor Presente Neto (VPN)	€	8.580.549
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	558.177
Relación Beneficio-Costo		3,38
Cost. de produc. de energía.	€/MWh	24,32
Costo de reducción de GEI	€/tCO2	(446)

Tabla 18. Viabilidad financiera

Observamos que nos da un VAN positivo muy semejante al anteriormente calculado y un TIR mayor a la tasa de descuento del 5%, lo que definitivamente afirma que el proyecto goza de una total viabilidad.

Es por ello por lo que, atendiendo a la *Figura 24*, se puede apreciar que el flujo de caja acumulado muestra una pendiente positiva, la cual indica un tiempo de amortización de los invertido en unos 6 años, un período

más que aceptable para el ámbito de las energías renovables.

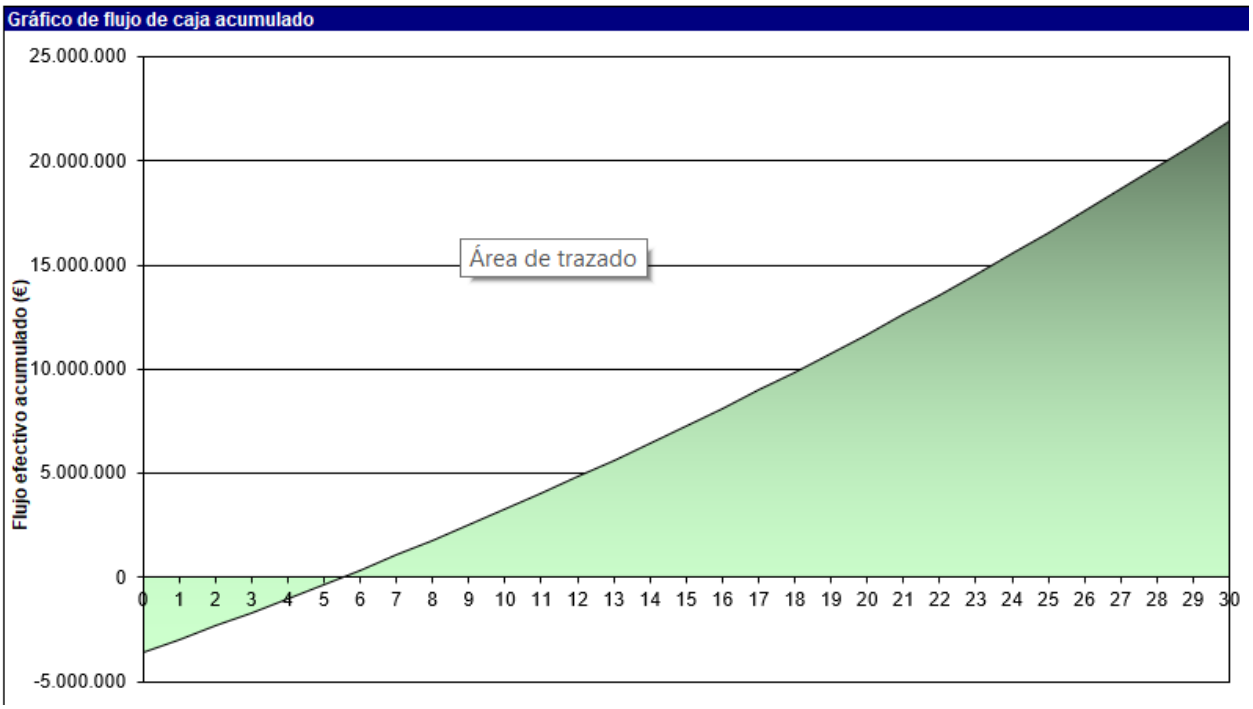


Figura 25. Flujo de caja RetScreen

13. CONCLUSIONES

Como conclusión del presente proyecto de fin de grado, el diseño de la instalación fotovoltaica ha resultado ser rentable. Pese a la gran inversión inicial que se ha de realizar, con los adecuados socios-inversores será un proyecto para considerar y llevar a cabo en el presente año 2021.

Para llegar a esta conclusión, en primer lugar, se han descrito los componentes de la instalación, seguido de la explicación del porqué de esta elección mediante el cálculo del numero de módulos fotovoltaicos con su distribución en serie/paralelo

En segundo lugar, se ha calculado la producción de energía anual mediante tres formas diferentes, con el fin de decidir el tipo de soporte a utilizar en los módulos calculados, llegando a la conclusión de asumir el coste de los uniaxiales, gracias al aumento de energía respecto a los fijos de casi un 30%.

Tras la elección de los componentes del parque solar fotovoltaico se ha procedido a dimensionar la instalación eléctrica, se ha realizado un cálculo del cableado a utilizar en el huerto solar y se ha descrito la aparamenta a utilizar para la seguridad de la instalación frente a contactos humanos.

Por último, tras las tablas de presupuesto realizadas, se ha procedido al cálculo de la viabilidad económica mediante un software canadiense llamado RetScreen, en el cual introduciendo los valores adecuados se ha llegado a la conclusión de que el presente TFG llevado a un proyecto real, saldrá rentable siguiendo los pasos descritos en este documento.

14. ANEXOS

Anexo I: Producción anual.

Rendimiento de un sistema FV con seguimiento solar

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados:

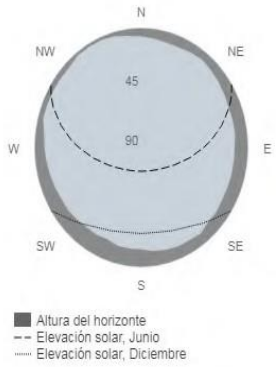
Latitud/Longitud:	40.633, -2.005
Horizonte:	Calculado Base
de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalado:	3692 kWp
Pérdidas sistema:	14 %

Resultados de la simulación

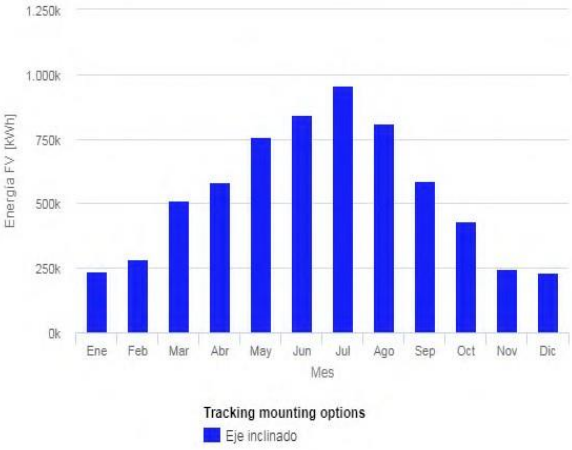
	IA*
Ángulo de inclinación [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	6472293.76
Irradiación anual [kWh/m²]:	2167.61
Variación interanual [kWh]:	232736.2
Cambios en la producción debido a: Ángulo de incidencia [%]:	-1.73
Efectos espectrales [%]:	0.61
Temp. y baja irradiancia [%]:	-4.88
Pérdidas totales [%]:	-19.12

* IA: Eje inclinado

Perfil del horizonte:



Producción eléctrica mensual de un sistema FVcon seguimiento solar:



	Eje inclinado		
Mes	**E_m**	**H(i)_m**	**SD_m**
Enero	2348	774.1	48931.1
Febrero	2834	1083.8	65150.4
Marzo	5090	1652.0	89604.6
Abril	5834	2191.2	54093.5
Mayo	7589	2553.0	73212.8
Junio	8413	2789.1	64588.8
Julio	9560	3134.6	42120.4
Agosto	8109	2652.8	43143.6
Septiembre	5853	1898.4	29279.3
Octubre	4291	1411.0	41979.0
Noviembre	2462	798.6	45374.7
Diciembre	2335	774.1	36716.4

Irradiación mensual sobre plano de un sistema FVcon seguimiento solar:

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2021/05/09

Anexo II: Módulo fotovoltaico.

TP672M - 340 / 345 / 350W

Monocrystalline Solar Module
72-Cell Series

KEY FEATURES

Maximize limited space
Maximumpoweroutput350W

Excellent Anti-PID performance
2timesofindustrystandardAnti-PIDtestbyTUVRheinland

Highly reliable due to stringent quality control
In-housetestinggoeswellbeyondcertificationrequirements

Certified to withstand the most challenging environmental conditions
2400Pawindload·5400Pasnowload·25mmhailstonesat82km/h

IP68 junction box
Thehighestwaterprooflevel

Lower temperature coefficients
Enhancepowergeneration

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC61215/IEC61730/UL1703
- ISO9001:2008QualityManagementSystem
- ISO14001:2004EnvironmentMangementSystem OHSAS 18001:2007OccupationalHealthandSafetyManagement System

QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 or UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warrantystartingdate.

ABOUT TALESUN SOLAR

TALESUN Solar is one of the world's largest integrated clean energy providers with 4 GW cell and 5 GW module production capacity globally. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Talesun Solar is committed to provide customers with customized; systematized and trustworthy turnkey solutions. Till now, Talesun Solar has accumulatively shipped

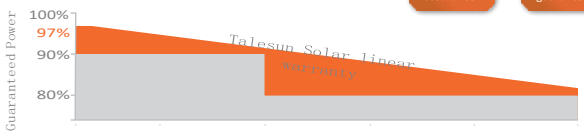
morethan10GWmodulesglobally.

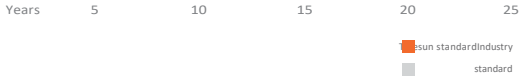
PERFORMANCE WARRANTY

Monocrystalline Solar Module

10 years Quality assurance

25 years Power output guarantee





TALESUN

Web：www.talesun.comTel：

Performance at STC (Power Tolerance 0 - +3%)

MaximumPower（Pmax/W）	340	345	350
OperatingVoltage（Vmpp/V）	38.2	38.5	38.7
OperatingCurrent（Impp/A）	8.90	8.96	9.04
Open-CircuitVoltage（Voc/V）	46.8	47.0	47.3
Short-CircuitCurrent（Isc/A）	9.45	9.54	9.58
ModuleEfficiencyηm（%）	17.5	17.7	18.0

Performance at NOCT

MaximumPower（Pmax/W）	252	255	259
OperatingVoltage（Vmpp/V）	35.3	35.4	35.7
OperatingCurrent（Impp/A）	7.13	7.20	7.24
Open-CircuitVoltage（Voc/V）	43.3	43.5	43.8
Short-CircuitCurrent（Isc/A）	7.63	7.71	7.74

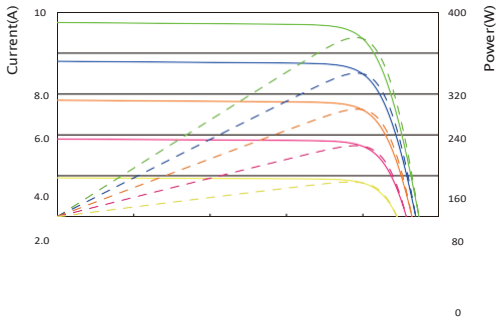
STC:Irradiance1000W/m²,CellTemperature25°C,AirMassAM1.5 NOCT:Irradianceat800W/m²,AmbientTemperature20°C,WindSpeed1m/s

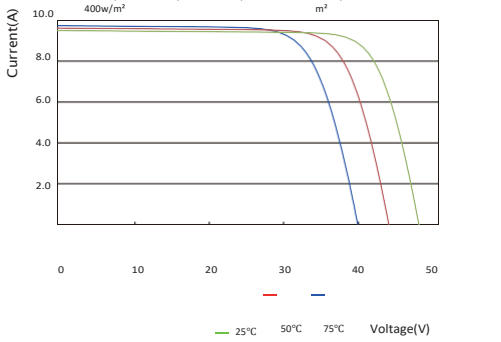
+864008851098
Add：No.1TaelsunRoad,Shajiabang,Changshu,P.R.China

MECHANICAL SPECIFICATION

CellType	Mono
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6inch)
CellArrangement	72(6*12)
Weight	22kg(48.51bs)
ModuleDimensions	1960*992*35mm(77.17*39.06*1.38inch)
Cable Length	1200mm(47.24inch)
CableCrossSectionSize	4mm²(0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No.ofBypassDiodes	3/6
Packing Configuration (1)	30pcs/Pallet,720pcs/40hq
PackingConfiguration(2)	30pcs+5pcs/Pallet,780pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
JunctionBox	IP68

I-V CURVE





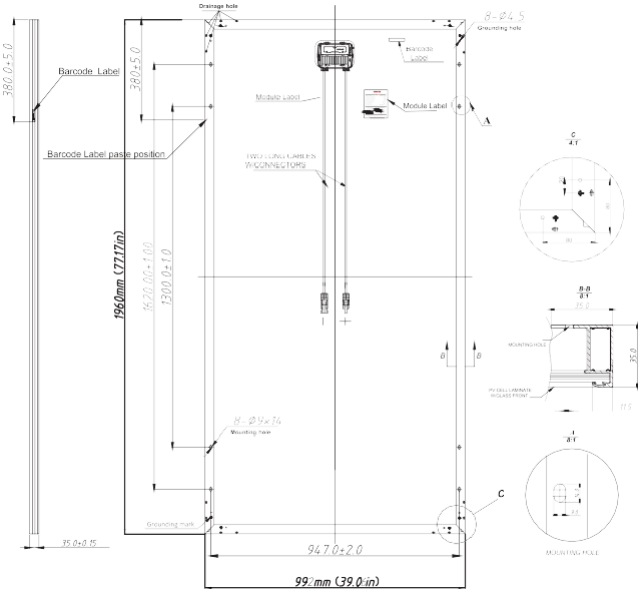
OPERATING CONDITIONS

MaximumSystemVoltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Operating Temp	-40℃-+85℃
MaximumSeriesFuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≤0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥100MΩ
Connector	MC4 Compatible

TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient Pmax	-0.39%/°C
Temperature Coefficient Voc	-0.30%/℃
TemperatureCoefficientIsc	+0.05%/°C
NOCT	45±2℃

TECHNICAL DRAWINGS



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. 201802EN

TALESUN

Anexo III: Inversor fotovoltaico y bloque inversor.

INVERSORES CENTRALES SIN TRANSFORMADOR CON UN ÚNICO BLOQUE DE POTENCIA

Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

Máxima densidad de potencia
Estos inversores FV centrales despliegan ma- yor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rindenal más alto nivel posible.

Electrónica de última generación
Los inversores Serie B integran una innovado- ra tarjeta de control que funciona más rápido y permite un control del inversor más eficien-te y sofisticado, ya que utiliza un procesador de señales digitales de última generación. Además, el hardware de la tarjeta de control permite medidas más precisas y un mayor grado de protección.

Estos inversores soportan huecos de tensión y también presentan un menor consumo de potencia gracias a una tarjeta de suministro de potencia más eficiente.

Conexión AC mejorada
La conexión de salida ha sido diseñada para facilitar la conexión directa por pletinas con el transformador de media tensión.

Protección máxima
Estos equipos trifásicos disponen de un sec- cionador DC de apertura en carga motorizadopara desacoplar el generador fotovoltaico delinversor. Además, incorporan un seccionador magneto- térmico motorizado. Opcionalmente pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tie- rra y monitorización de corrientes de entrada.

Máximos valores de eficiencia
El uso de novedosas topologías de conver-sión electrónica permite alcanzar valores deeficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a un sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en fun-ción de la potencia FV disponible.

Prestaciones mejoradas
La nueva gama de inversores INGECON® SUN Power presenta una envolvente renovada y mejorada que, junto a un novedoso sistemade refrigeración por aire, permite aumentar la temperatura de trabajo.

INGECON SUN

Power Serie B 1.500 Vdc

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado[1]	1.620 - 2.128 kWp	1.659 - 2.179 kWp	1.698 - 2.229 kWp	1.723 - 2.280 kWp	1.775 - 2.331 kWp
Rango de tensión MPP[2]	894 - 1.300 V	915 - 1.300 V	935 - 1.300 V	957 - 1.300 V	978 - 1.300 V
Tensión máxima[3]	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)Tipo				
de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A 350 A, en los polos positivo y negativo				
Protecciones de Entrada					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
Valores de Salida (AC)					
Potencia IP54 @30 ºC / @50 ºC	1.637 kVA / 1.473 kVA	1.673 kVA / 1.508 kVA	1.715 kVA / 1.543 kVA	1.754 kVA / 1.578 kVA	1.793 kVA / 1.613 kVA
Corriente IP54 @30 ºC / @50 ºC	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 ºC / @50 ºC[4]	1.637 kVA / 1.449 kVA	1.676 kVA / 1.484 kVA	1.715 kVA / 1.518 kVA	1.754 kVA / 1.552,6 kVA	1.793 kVA / 1.587 kVA
Corriente IP56 @ 27ºC / @ 50ºC[4]	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal[5]	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
	<3%				

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC

Prestaciones

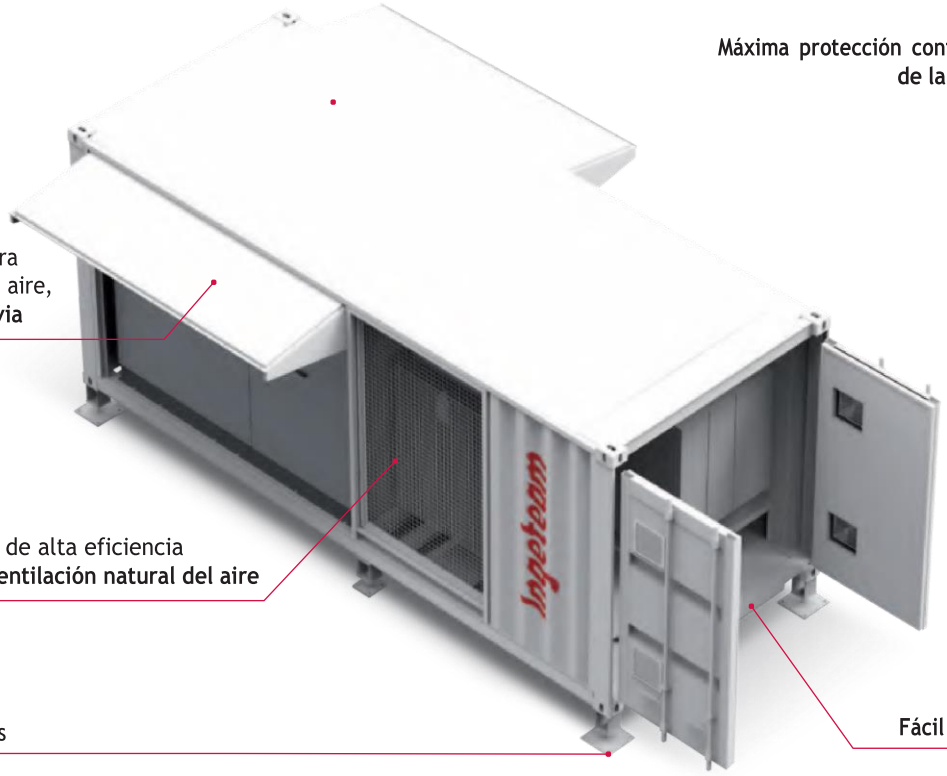
Eficiencia máxima	98,9%
Euroeficiencia	98,5%
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)
Consumo nocturno o en stand-by[7]	90 W
Consumo medio diario	2.000 W

Datos Generales

Temperatura de funcionamiento	-20 ºC a +57 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam) Sistema de
refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m^3/h
Caudal de aire promedio	4.200 m^3/h
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) a 10m
Marcado	CE
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Normativa de conexión a red	IEC 62116, UE 2016/631, Arrêté du 9 juin 2020, CEI 0-16, V1:2020-12, Terna A68, G99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTS), P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia

Notas: [1] Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC [2] Vmpp.min es para condicionales nominales (Vac=1 p.u. y Factor de Potencia=1) y sistemas flotantes [3] Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas [4] Con el kit atrapa-arenas [5] Otras tensiones y potencias AC disponibles [6] Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 [7] Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

Solución hasta 3280 kVA (hasta 2 inversores FV)



Máxima protección contra la corrosión de la arena y del sol

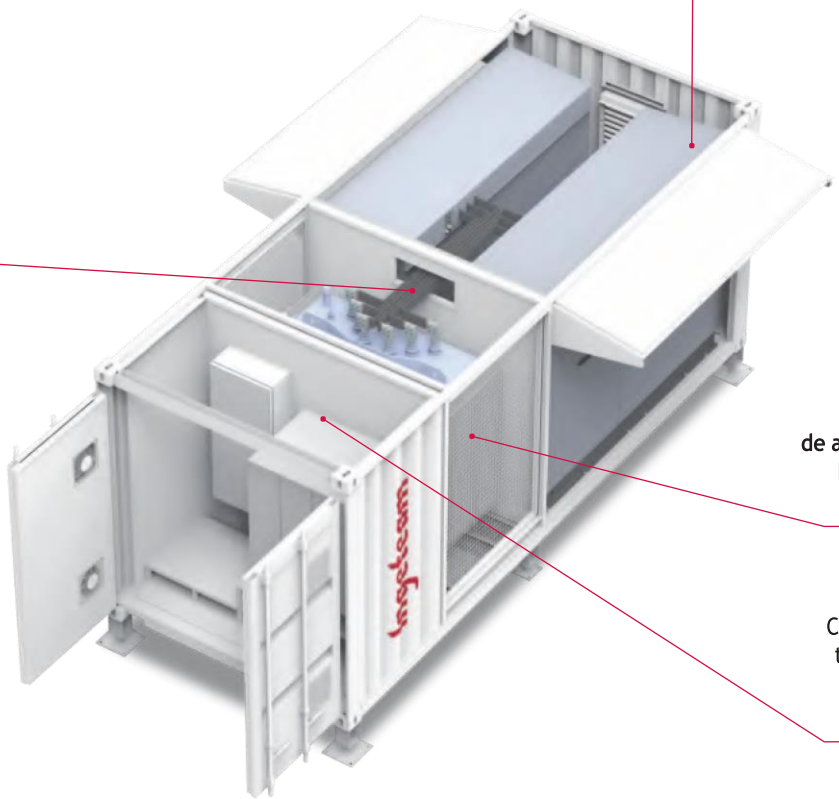
Rejillas con filtros para la entrada y salida de aire, con **plenums anti-lluvia**

IP13D transformador de alta eficiencia compartimento con **ventilación natural del aire**

Fácilmente adaptable a distintas superficies

Fácil mantenimiento

Inversores INGECON® SUN PowerMax Serie B hasta 3280 kVA



Busbars para la distribución de potencia BT

Transformador MT de aceite hasta 36 kV herméticamente sellado

IP55 Compartimento del transformador MT con ventilación natural de aire

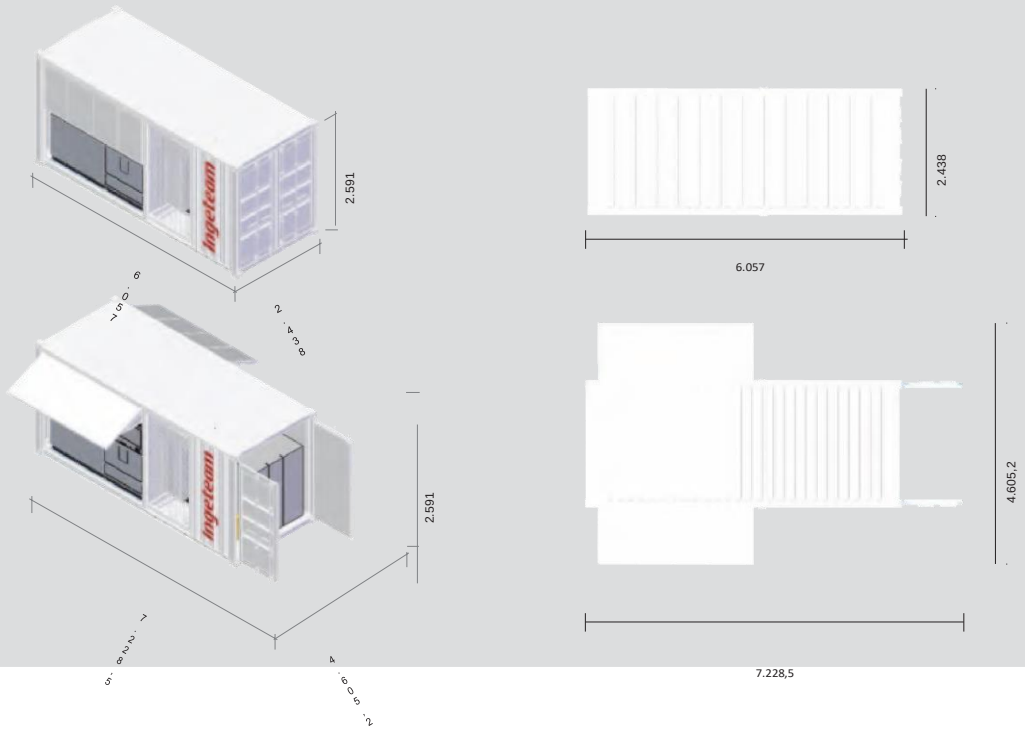
** Imagen ilustrativa. Puede no corresponder con la configuración básica.*

		CON 20 NA / NA / FA
Información General		
Compartimento de inversores	Sistema de refrigeración	Ventilación natural por aire (ventilación forzada dentro de los inversores)
	Máx. consumo de potencia	6 kVA
	Grado de protección	Inversores Outdoor FV (IP56)
	Máx. potencia @ 1.000 Vdc	2.328 kVA @ 35 °C 2.142 kVA @ 50 °C (con 2 inversores)
	Máx. potencia @ 1.500 Vdc	3.280 kVA @ 25 °C 2.728 kVA @ 50 °C (con 2 inversores)
Compartimento del transformador BT / MT[1]	Sistema de refrigeración	Ventilación natural por aire
	Extracción de aire / toma de aire	Rejillas metálicas de protección
	Máx. consumo de potencia	0 W
	Grado de protección	IP13D (transformador de intemperie)
Cubículo MT[2]	Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico
	Extracción de aire / toma de aire	Rejillas anti-lluvia con filtro
	Máx. consumo de potencia	65 W
	Grado de protección	IP55 / NEMA 3R
Rango de temperatura de operación[3]		-20 °C a +55 °C[4]
Humedad relativa		0-100%
Altitud máxima[5]		3.000 m sobre el nivel del mar
Equipamiento		
Modelo de inversor		INGECON® SUN PowerMax Serie B
Servicios auxiliares		Versión base (versión completa, comunicaciones de alta velocidad opcionales)
Transformador BT / MT		Bañado en aceite herméticamente sellado
Celdas MT		Celdas 0L1P, 1L1P o 2L1P con protección por fusibles o seccionador
Información mecánica		
Material		Acero
Grado de aislamiento de las celdas MT		Paneles sándwich con una espuma de relleno de 40 mm de poliuretano ignífugo

Notas: [1] Incluye la aparamenta, panel de servicios auxiliares y sistemas de monitorización [2] Equipado con transformador de aceite BT / MT herméticamente sellado [3] INGECON® SUN PowerMax, Series B: la potencia nominal indicada en las tablas de características está garantizada hasta 50 ºC de temperatura ambiente. Por encima de 50 ºC, derating de 1,8% por cada ºC de incremento hasta los 55 ºC [4] Temperatura mínima de -30 ºC con kit opcional [5] Para altitudes superiores a 1.000 m, consultar con Ingeteam.

	Longitud	Anchura	Altura
Dimensiones (mm)			
Dimensiones del equipo	6.057	2.438	2.591
Dimensiones globales con puertas abiertas	7.228,5	4.605,2	2.591
Dimensiones de los cimientos	8.000	5.000	300

CON 20 NA / NA / FA



Anexo IV: Cajas de conexión.

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series de-signed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features ef- ficient input and output DC wiring with fullyrated DC disconnect switches for safe main-tenance.

When used in combination with INGECON®SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored bymeans of the optional DC input groups moni- toring kit available for B and C series.

A complete range of equipmentfor all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maxi- mum flexibility and expandability in sys- tem design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in out- door environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnector switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A,25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

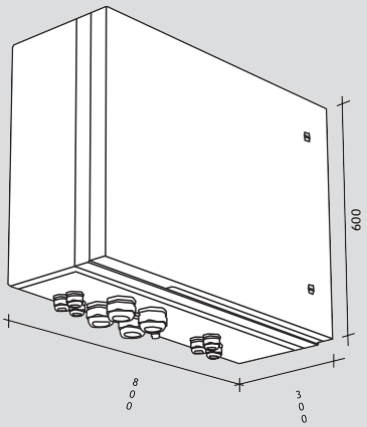
- Built to minimize system costs by providingthe maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputsconfigurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DCoutput cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

	1,500 V			
	StringBox 24	StringBox 24B	StringBox 32	StringBox 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm²			
Output				
Rated total current (A)[1]	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 ºC to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude[1]	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	37	46	44	55
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: [1] Over 50 ºC ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C [2] Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



24
37 kg.

24B
46 kg.

32
44 kg.

32B
55 kg.

Anexo V: Sistema de monitorización.

Ingeteam

INGECON EMS Plant Controller

Installation and Operation Manual de instalación y uso

EN
ES

2.9. Specification table

	Standard version	Premium version
Power Analyzer		
Voltage and current metering accuracy	Class 0.2 S	
Frequency metering accuracy	10 mHz[1]	
Power and energy metering accuracy	Class 0.5 S	
Power factor metering accuracy	Class 1 S	
THD metering accuracy Voltage	Class 0.5 S Up	
harmonics meteringCurrent	to level 40Up	
harmonics metering	to level 40110	
Nominal value of the voltage metering input	Vac	
Nominal value of the current metering input	5 Aac	
Other measurements	Short- and Long-term Flickers / unbalances	
Production quality registration (PQ)	Optional	
Redundancy	Not available	Optional
Power Supply		
Voltage supply Typical	85 Vac ... 264 Vac, 50 Hz ... 60 Hz / 99 Vdc ... 275 Vdc	
consumption	33 W	120 W[2]
Maximum consumption	50 W	280 W[2]

Input fuse	6.3 A	
Autonomy in case of a supply cutoff	20 min[3]	
Redundancy	Not available	Optional

Communication

Standard protocols	Modbus / TCP, FTP, NTP	
Compatible protocols	Modbus / RTU, 101 (Server), 104 (Server), DNP3 (Server), OPC UA	
Outer connectivity	10 / 100BaseT(X), 100BaseFX (MM) with patch panels	
Managed communication	Optional	Yes, with SNMP v1/2/3, VLAN, DHCP, Flow control, STP, MAC filter
Redundancy	Not available	Optional

Regulation

Production Control	On-Demand Production, Active Power Reserve, Ramp Rate Control, Energy Time Shifting, Peak Shaving Grid
Support	Digital Q Compensation, Power Factor Control, Automatic Voltage Regulation

Grid Code Configurations

Active power	PvsF
Reactive power	QvsV, QvsP

O&M Functions

Datalogger	1 month data storage in Compact Flash memory with 1 s sampling
Equipment startup / stop	General start up or stop of the inverters, BESS, and capacitor banks
Power plant surveillance	Monitoring of the status of every single element inside the plantOthers
	Web server

CPU

Typical processing time	10 ms	
Clock	Internal RTC sinchronizable through NTP	
Surveillance system	Watchdog, working times surveillance, CPU temperature and input/output status	
Redundancy	Not available	Optional

General Data

Dimensions (H/W/D)	855 / 600 / 360 mm	2.150 / 800 / 800 mm
Weight	40 kg	150 kg
Protection class	IP65	IP5
Impact resistance	IK10	
Overvoltage protection	Type 2	
Installation	Wall	Ground
Operating temperature	-10 / 45 ºC (14 / 113 ºF)	
Storage temperature	-20 / 60 ºC (-4 / 140 ºF)	
Relative humidity	10 / 95%	
Maximum altitude	2,000 m	
Marking	CE	
Standards	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 61131-3, IEC 60204-1, IEC 61439	

Notes: [1] For voltages greater than 30% of the nominal voltage [2] Values measured with the highest redundancy level [3] If the installation features an energy storage system. Otherwise, the autonomy is 2 seconds.

Anexo VI: Cableado CC.

1.1. Designación técnica H1Z2Z2-K

1.2. Tensión nominal

o conductor-tierra)

- La máxima tensión de trabajo permitida en sistemasde corriente continua, no debe superar 1,8 kV.
- Uo/U (Um): 0,6/1 (1,2) kV en C.A.

1.3. Temperatura máxima de servicio

- En cortocircuito 250ºC

1.4. Tensión de ensayo

o

- 15 kV en C. Continua (5 minutos) .

1.5. Comportamiento frente al fuego. Normativa

60332-1-2 .

- Baja emisión de gases tóxicos. Libre de halógenos: UNE EN 60754-1, EC 60754-1 (HCl <0,5 %).
- Baja opacidad de humos: UNE EN 61034-2, IEC 61034-2. (Transmitancia lumínica superior al 60 %).
- Bajo índice de acidez de los gases de combustión: UNE EN 60754-2, IEC 60754-2 (pH;,,4,3 y conductividad de los gases< 100 µS/cm).

1.6. Otras características técnicas

rayos UV según anexo E de la norma EN 50618.

- Ensayo endurancia térmica según EN 60216-1 y EN 60216-2.
- Resistencia de la cubierta a soluciones ácidas (N-Oxalic acid) y alcalinas (N-Sodium Hydroxide) según norma EN 60811-404.

[1] Están diseñados para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90ºC, pero pueden trabajar un período máximo de 20.000 h (2,28 años) a una temperatura máxima en el conductor de 120ºC y una temperatura ambiente máxima de 90ºC.

2.1 Construcción

la norma EN 50618[2]. Son siempre cables unipolares.

- **Conductor.**
  Conductor formado por hilos de cobre recocido estañado. Conductor flexible, clase 5 según UNE EN 60228[3] / IEC 60228.Apto para uso móvil.
- **Aislamiento.**
  Compuesto elastómero reticulado de baja emisión de humos y gases corrosivos según tabla B.1 del anexo B de la norma EN 50618.
- **Cubierta exterior**
  Compuesto elastómero reticulado de baja emisión de humos y gases corrosivos según tabla B.1 del anexo B de la norma EN 50618.

2.2. Diseño

- Co
  Fle
- Aislamiento poliolefina termoestable
- Cubierta poliolefina termoestable

2.3. Marcado

Siendo:

- S : sección nominal en mm'
- **MM/**AA : Fecha de fabricación Mes / Año

[2] EN 506 18.- Electric cab les for photovoltaic systems [3] UNE EN 60228.- Conductores de cables aislados.

3.1. Tipo de instalación

3.2. Guía de utilización

fijas o móviles de energía solar fotovoltaica, en interior o exterior de forma permanente. Ideal para seguidores fotovoltaicos, muy comunes en huertos solares, que precisan flexibilidad y aptitud para servicio móvil. Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase 11.

La vida útil esperada para un uso normal, siempre y cuando se respeten las condiciones de instalación indicadas, es de al menos 25 años.

Usos concretos: Instalación entre placas/paneles fotovoltaicos, la instalación entre paneles fotovoltaicos y la caja de conexiones, o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor de corriente continua a alterna (cuando no existe caja de conexiones).

Radio mínimo de curvatura:

Durante su instalación, se respetará un radio de curvatura mínimo

Intensidades máximas admisibles:

*Para Tª ambiente de 60ºC y Tª máx. en el conductor de 120ºC.
El período de tiempo máximo esperado para uso a la Tª máx . de 120ºC y una Tª ambiente de 90ºC se limita a 20.000 h. Para instalación de cables agrupados, deben aplicarse los factores de reducción de la intensidad admisible de acuerdo con la tabla B.52.17 de la norma IEC 60364-5-52. El documento HD 60364 -7-712 apartado 712.523.101 indica que para el diseño de los cables sometidos al calentamiento directo de la parte inferior de los módulos fotovoltaicos, la Tª ambiente a tener en cuenta para su dimensionamiento se debe considerar que sea como mínimo igual a 70ºC.

El color de la cubierta será preferentemente negro o rojo.

3.3. Métodos adecuados de instalación [4]

En montaje superficial, ya sea directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, o sobre abrazaderas, escalera o bandeja de cables.Pueden ser instalados dentro de equipos como cableado interno.

En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, la distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso está distancia debe sobrepasar los 80 cm. Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.

- Utilización a la intemperie permanente, condición AN3
- Apto para presencia de vibraciones, condición AH3
- Resistencia a los impactos, condición AG2
- Resistencia a sustancias corrosivas o contaminantes, condición AF3
- Presencia de agua, condición AD7

- Rango de temperatura ambiente para cable instalado: • Temp. Mín: -40ºC / Temp. Máx.: +90ºC
- Máxima temperatura para el almacenamiento del cable: + 40ºC
- Mínima temperatura para las tareas de tendido e instalación del cable: - 25ºC

4 Deberán respetarse los sistemas de instalación establecidos en la reglamentación y normativa que le afecte en cada caso particular.

AENOR Producto Certificado

AENOR<HAR>
Cable Certificado por AENOR
Según norma EN 50618 (1 x de 1,5 a 50 mm²)

Solfle

Solflex

nductor de cobre estañado
xible clase 5 (apto uso móvil)

AENOR <HAR> MIGUELEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K 1X5 MM2 (MM/AA) EN 50618 XXX MT.3

	PARA UN DIÁMETRO DEL CABLE (mm)			
	D≤8	8<D≤12	12<D≤20	D>20
Instalación fija	3D	3D	4D	4D
Libre movimiento	4D	4D	5D	6D
A la entrada de un aparato o de un equipo móvil sin esfuerzo mecánico sobre el cable	4D	4D	5D	6D

TEMPERATURA AMBIENTE	FACTOR DE CORRECCIÓN
hasta 60 ° C	1
70 ° C	0,92
80 ° C	0,84
90 ° C	0,75

INTENSIDADES (A)			
SECCIÓN (mm²)	TIPO DE INSTALACIÓN		
	Un único cable AL AIRE	Un único cable SOBRE SUPERFICIE	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
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
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Sección Nominal mm²	Espesor Aislamiento mm	Espesor Cubierta mm	Ø Exterior mm	Peso kg/km	Resistencia eléctrica máxima a 20ºC en C.C Ω / km
1 X 1,5	0,7	0,8	4,5	28	13,7
1 X 2,5	0,7	0,8	5,1	39	8,21
1 X 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09
1 X 6	0,7	0,8	6,3	73	3,39
1 X 10	0,7	0,8	7,3	115	1,95
1 X 16	0,7	0,9	8,6	172	1,24
1 X 25	0,9	1	10,6	257	0,795
1 X 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565
1 X 50	1	1,2	13,4	498	0,393
1 X 70	1,1	1,2	15,1	687	0,277
1 X 95	1,1	1,3	16,8	891	0,21
1 X 120	1,2	1,3	18,8	1132	0,164
1 X 150	1,4	1,4	21,2	1413	0,132
1 X 185	1,6	1,6	24,2	1740	0,108
1 X 240	1,7	1,7	26,8	2284	0,0817

Miguélez

Los valores de peso y diámetro exterior indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.

Misuclcz CABLES

Solflex H1Z2Z2-K

Seguridad Y. Fiabiliclad.r

En muchas ocasiones, las instalaciones solares fotovoltaicas, tanto fijas como móviles, presentan unas particularidades y condiciones ambientales externas que generan la necesidad de utilizar cables con diseños específicos y prestaciones concretas de temperatura de servicio, tensión asignada, flexibilidad, endurancia térmica, comportamiento en caso de incendio y de resistencia a la intemperie. También es indispensable que los cables presenten aptitud frente a rangosde temperatura ambiente extremos, condiciones de humedad constante y posibles acciones químicas.

Al ser el cableado eléctrico uno de los puntos clave en las instalaciones solares fotovoltaicas, la correcta selección del cablea utilizar será indispensable para conseguir la mayor optimización en el rendimiento de las mismas.

MIGUÉLEZ pone a disposición de sus clientes la gama de cables **SOLFLEX H1Z2Z2-K** como solución segura y fiable para este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas.
El cable **SOLFLEX H1Z2Z2-K** se compone de una amplia gama de formaciones unipolares flexibles de alto rendimiento,con una tensión asignada de hasta 1,8 kV en corriente continua.

Están especialmente diseñados para:
La instalación entre placas/paneles fotovoltaicos La instalación entre paneles fotovoltaicos y caja de conexión o directamente al inversor (CC-CA) cuando no existe caja de conexiones.

Los cables **SOLFLEX H1Z2Z2-K** ofrecen unas condiciones de flexibilidad y endurancia térmica únicas en el mercado y gracias a su especial diseño pueden ser instalados con plenas garantías a la intemperie.
Así mismo, pueden utilizarse tanto en instalaciones fijas o móviles, interiores como exteriores, enterrados bajo tubo, sobre tejados u en otro tipo de integraciones arquitectónicas.

Las características de los cables MIGUELEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K están certif icadas' por AENORsegún norma EN 50618.

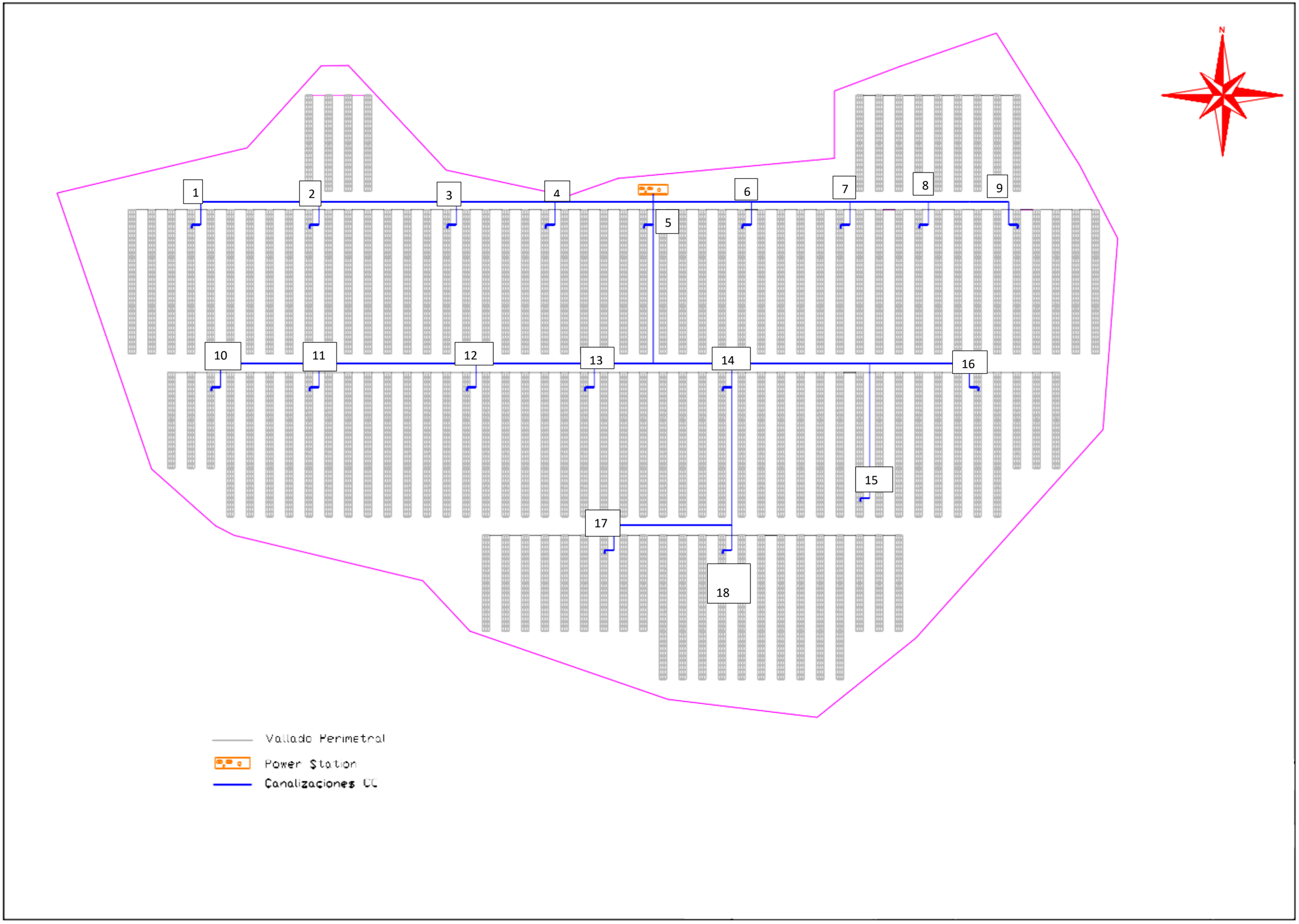
Las especificaciones para estos cables de circuitos eléctricos de sistemas fotovoltaicos se han establecido teniendo en cuenta las severas condiciones de la instalación y con la premisa de que su vida útil, con una adecuada instalación y mantenimiento, debe ser de al menos 25 años.

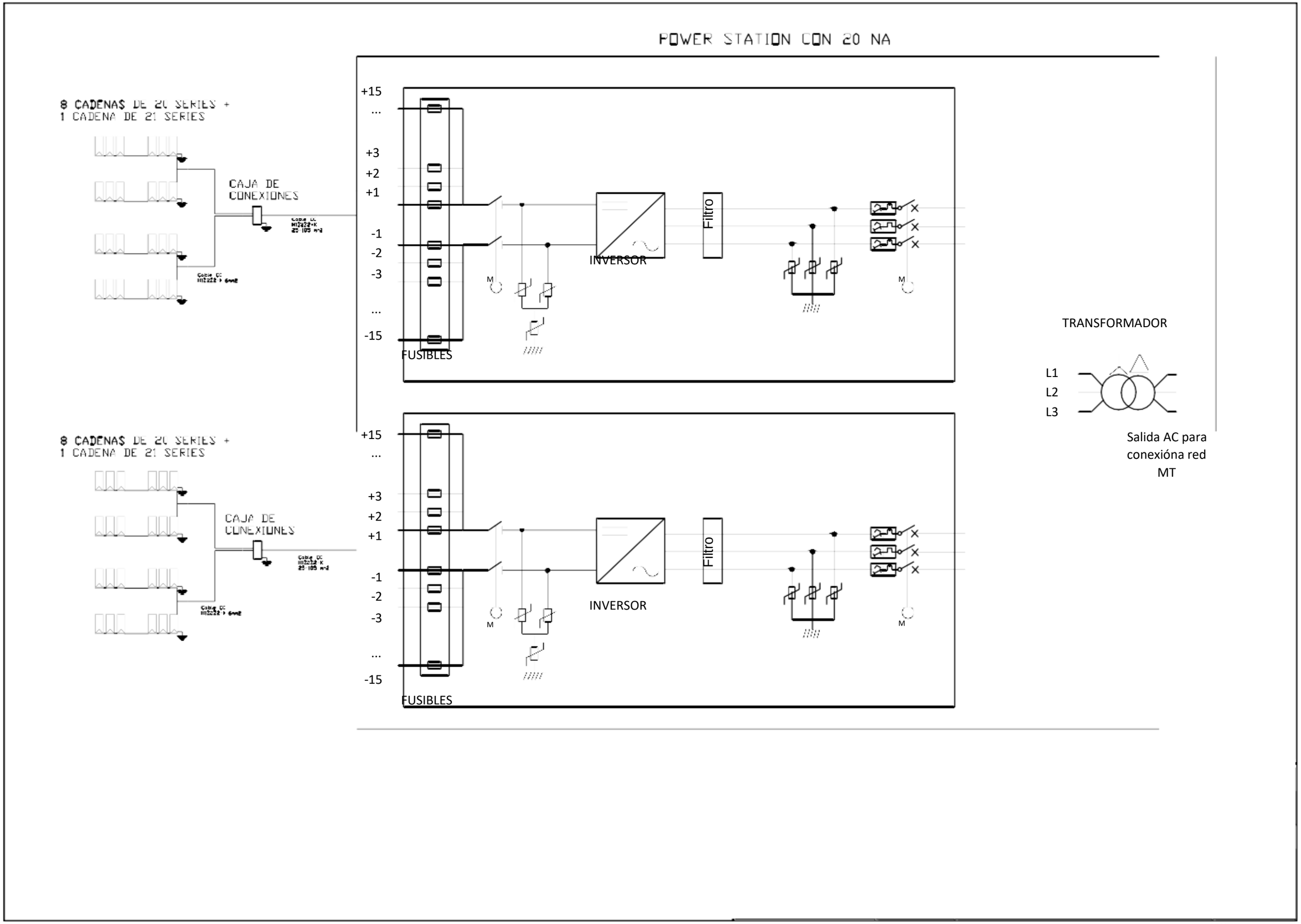
C

15. PLANOS

15.1. Plano 00: Emplazamiento
15.2. Plano 01: Implantación
15.3. Plano 02: Unifilar
15.4. Plano 03: Estructura
15.5. Plano 04: Vallado perimetral
15.6. Plano 05: Zanjas

PARCELA	
Ref. Catastral	19266A016000200000DX
Polígono	16
Parcela	20
UTM	X: 583.917,54
	Y: 4.498.515,72
HUSO	30
Superficie	33,77 Ha

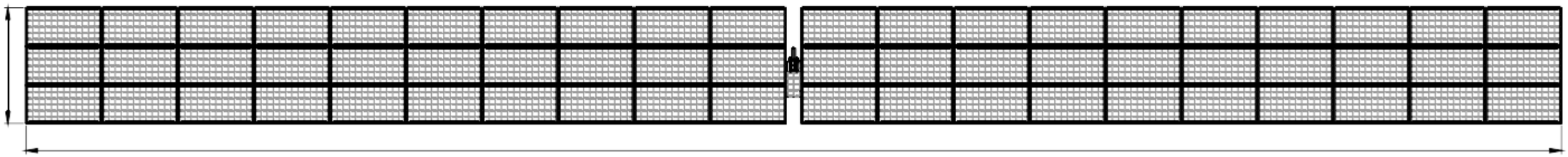

N
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
Vallado Perimetral
Power Station
Canalizaciones CC


POWER STATION CON 20 NA
8 CADENAS DE 20 SERIES +
1 CADENA DE 21 SERIES
CAJA DE CONEXIONES
+15
...
+3
+2
+1
-1
-2
-3
...
-15
FUSIBLES
INVERSOR
Filtro
M
TRANSFORMADOR
L1
L2
L3
Salida AC para conexióna red MT
8 CADENAS DE 20 SERIES +
1 CADENA DE 21 SERIES
CAJA DE CONEXIONES
+15
...
+3
+2
+1
-1
-2
-3
...
-15
FUSIBLES
INVERSOR
Filtro
M

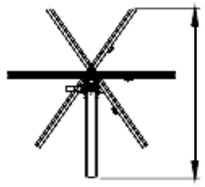
FECHA

ALZADO

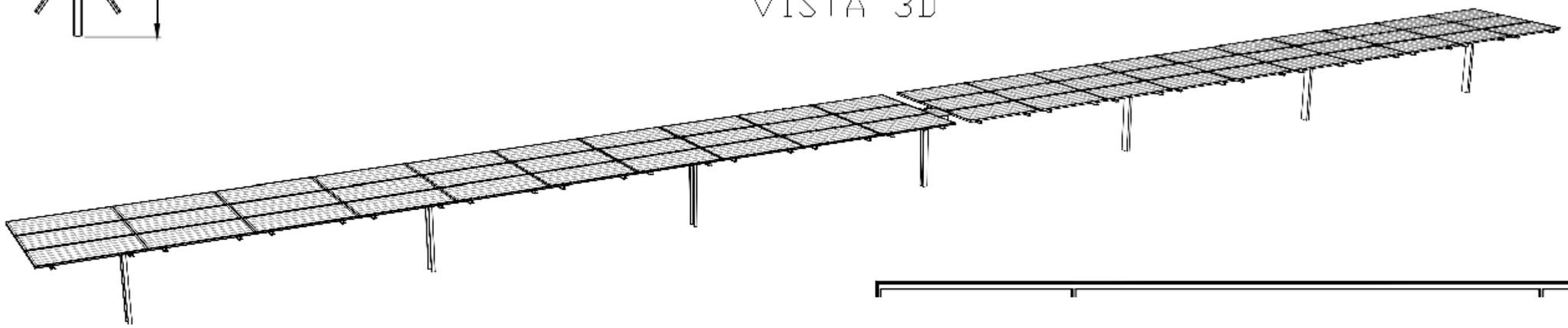
PLANTA

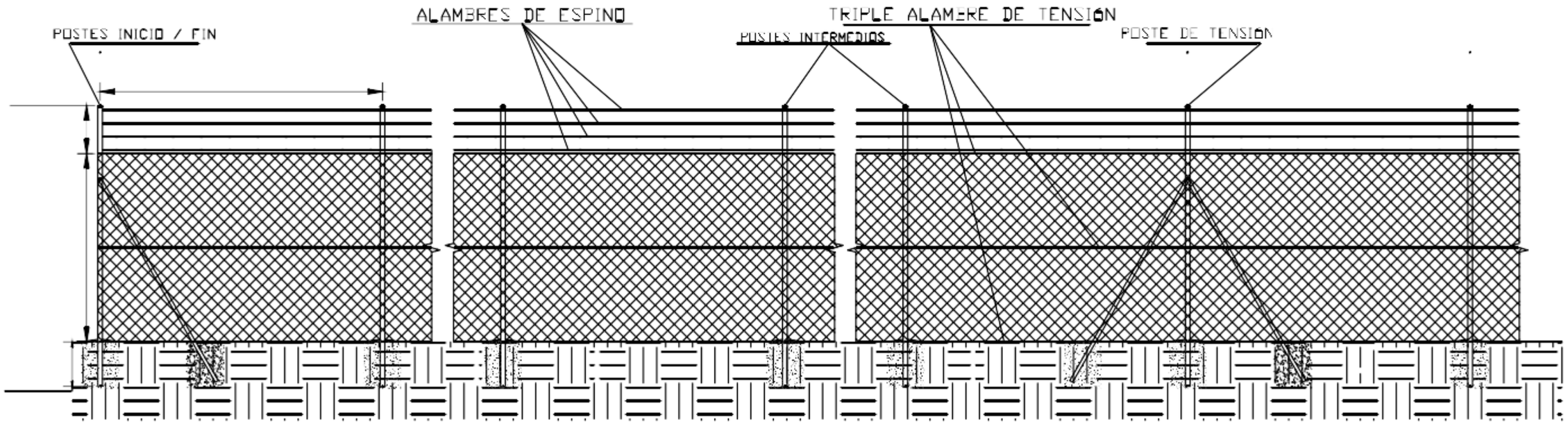


VISTA LATERAL



VISTA 3D

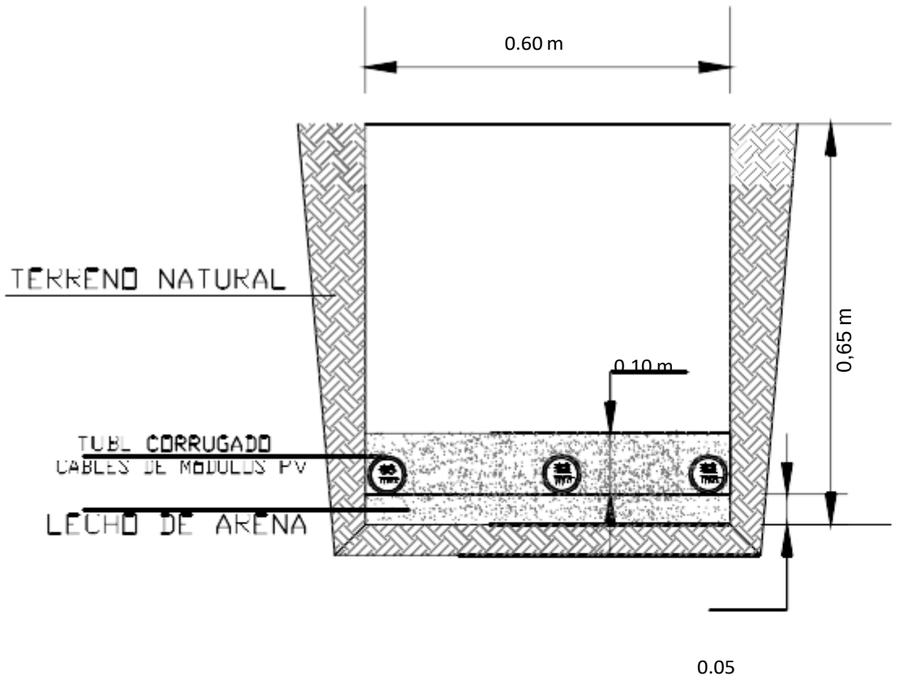



ALAMBRES DE ESPINO
TRIPLE ALAMBRE DE TENSION
POSTES INICIO / FIN
POSTES INTERMEDIOS
POSTE DE TENSION

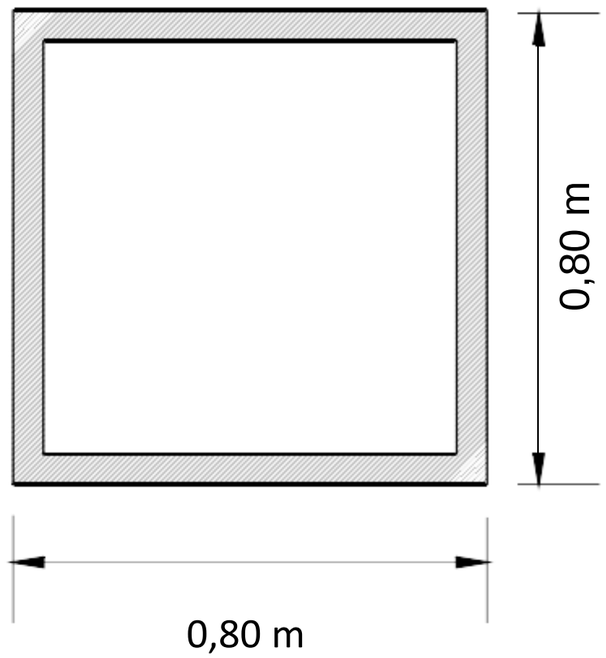
ZANJAS CC

CABLES DESDE
MóDULOS PV

CC 0,60x0,65 m



ARQUETAS



16. Referencias

Domingo Nelson, Jenny, “The physics of solar cells”, 2003.
Gasquet, H. L. (2004). Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica. Manual Teórico y Práctico sobre los Sistema Fotovoltaicos. Texas: El Paso Solar Energy Association.
SotySolar. (2020). Recuperado el 8 de Junio de 2020, de https://sotysolar.es/blog/que-son-losinversores-fotovoltaicos
UPV. (2017). Energía Solar Fotovoltaica. Tecnología Energética
Twenergy. (2019). Recuperado el 31 de Mayo de 2020, de https://twenergy.com/energia/energiasolar/que-son-las-celdas-solares-organicas-2861/
ANPIER, 2020: Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica. Legislación, https://anpier.org/legislacion/, 2020.
Autosolar, 2020: www.autosolar.com, 2020.
Ministerio de Industria Energía y Turismo. Instrucción Técnica Complementaria no 19: Previsión de cargas para suministros de Baja Tensión. En Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Mayo 2019.
RETScreen, 2020: Programa RETScreen Natural Resources Canada, www.nrcan.gc.ca, agosto 2020.
UNEF, 2020: Unión Española Fotovoltaica. www.unef.es, 2020.
UPV, 2019a: “Apuntes Introducción a las Energías Renovables”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2019.
UPV, 2019b: “Apuntes Tecnología Energética”. Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019.
Wikipedia, 2020a: “Energía renovable en España”, www.wikipedia.org, 2020.