

PROYECTO BÁSICO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SEGUIDORES

SOLARES "VIANA SOL" DE 4,89 MW

EN VIANA (NAVARRA)

TITULAR: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

EMPLAZAMIENTO: Varias parcelas del Polígono 13 Y 14 VIANA (NAVARRA)

Coordenadas UTM: Zona 30T
554.284,0391 m E
4.706.054,9969 m N

FECHA: Septiembre de 2022

AUTOR DEL PROYECTO: Enrique Benedicto Requena
Colegiado nº 10.432 del COGITI Valencia

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJO3KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJO3KMNXAQ2L>

VISADO Nº VA10295/22 FECHA: 30/9/22

10432, ENRIQUE BENEDICTO REQUENA

Este visado se ha realizado tras las siguientes comprobaciones:



- 1.- El colegiado firmante dispone de la titulación manifestada, así como, según declaración responsable, de seguro de responsabilidad civil vigente, se encuentra dado de alta en el IAE y cotiza a la Seguridad Social o Mutuación alternativa.
- 2.- No consta que el colegiado firmante haya sido inhabilitado profesionalmente ni judicialmente.
- 3.- La corrección e integridad formal del documento, así como la observancia de la normativa de obligado cumplimiento, en relación con el ejercicio de la profesión.
- 4.- En caso de aplicación, el proyecto reúne los requisitos que el RITE exige para realizar el visado.

En caso de daños derivados de este trabajo profesional visado, siempre que resulte responsable el autor del mismo, el COGITI Valencia responderá subsidiariamente de los daños que tengan su origen en defectos que hubieran debido ser puestos de manifiesto al visar el trabajo profesional y que guarden relación con el presente visado. Este visado no garantiza la exactitud de los datos que se han visado en este trabajo.

Validación: TRXZKJO3KMNXAQ2L

<https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJO3KMNXAQ2L>

PROYECTO BÁSICO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CON SEGUIDORES SOLARES VIANA SOL



RESUMEN DE FIRMAS DIGITALES DEL DOCUMENTO

COLEGIADO 1

COLEGIADO 2

COLEGIADO 3

COLEGIO

COLEGIO

OTROS

OTROS

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



RELACIÓN DOCUMENTOS.

I. MEMORIA.

ANEJOS A LA MEMORIA.

ANEJO 1. Fichas técnicas de los principales equipos.

ANEJO 2. Cálculo energético.

ANEJO 3. Permiso de acceso y conexión.

II. PRESUPUESTO.

III. PLANOS.



I. MEMORIA.

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



I. MEMORIA.....	
1 DATOS GENERALES.....	
1.1 ANTECEDENTES.....	5
1.2 OBJETO DEL PROYECTO.....	5
1.3 SITUACIÓN.....	7
1.4 BENEFICIARIO.....	7
1.5 REDACTOR DEL PROYECTO.....	7
2 NORMATIVA.....	8
3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA.....	9
4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	11
4.1 SEGUIDOR SOLAR MONOFILA.....	11
4.2 CAMPO SOLAR: PANELES FOTOVOLTAICOS.....	11
4.3 ESTACIONES.....	16
4.3.1 INVERSORES.....	17
4.3.2 TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN.....	22
4.3.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.....	23
4.4 POWER PLANT CONTROLLER.....	24
4.5 CAJAS DE STRINGS.....	24
4.6 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	25
4.7 CASETA DE COMUNICACIONES.....	25
4.8 CASETA DE REPUESTOS.....	25
4.9 EDIFICIO CPM.....	25
4.10 ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	26
4.11 CONECTORES.....	26
4.12 CABLEADO.....	26
4.12.1 CABLEADO CC/BT.....	27
4.12.2 CABLEADO AC/BT.....	28
4.12.3 CABLEADO AC/MT.....	28
4.12.4 CABLES DE PUESTA A TIERRA Y AUXILIARES.....	29
4.13 PROTECCIONES.....	30
4.13.1 GENERALIDADES.....	30
4.13.2 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE CONTINUA.....	31
4.13.3 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA.....	32
4.13.4 PUESTA A TIERRA.....	33
4.13.5 FUSIBLES.....	34
4.13.6 PROTECCIONES DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN.....	34
5 OBRA CIVIL.....	35
5.1 CANALIZACIONES.....	35
5.1.1 GENERALIDADES.....	35
5.1.2 TUBOS.....	37
5.1.3 ARQUETAS.....	38
5.1.4 ZANJAS.....	38
5.2 VIALES INTERIORES.....	38
5.3 VALLADO.....	38
5.4 ACCESO.....	39
5.5 SISTEMA DE SEGURIDAD.....	39
5.6 BALANCE DE TIERRAS.....	39
5.7 DRENAJES.....	40
6 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.....	40



7 PLANIFICACIÓN

8 CONCLUSIÓN.....

ANEJOS A LA MEMORIA.

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



1 DATOS GENERALES.

1.1 ANTECEDENTES.

El consumo energético en la sociedad en la que todos tenemos parte activa crece en tal proporción que los recursos energéticos naturales de que se dispone, tales como el carbón, petróleo, gas, etc., llegará un momento no muy lejano en que se agoten. Pero la dependencia actual de ellos sigue siendo tan elevada, que son causa de crisis y desajustes económicos, a nivel mundial. Por ello y por los negativos efectos medioambientales, la sociedad en general y en particular los organismos públicos se plantean alternativas limpias para que un porcentaje de la energía consumida proceda de fuentes renovables.

Actualmente la energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, incidiendo positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, cumple con las directrices gubernamentales en materia energética y todo ello con unos niveles de eficiencia y rentabilidad apreciables.

Los beneficios que origina la conexión a red de las centrales fotovoltaicas, además de los económicos pueden dividirse en beneficios sociales y en beneficios medioambientales.

Beneficios sociales.

- Ofrecer a la Sociedad una Imagen Ecológica comprometida con los problemas actuales.
- Da lugar a una acción de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) que es un indicador de calidad en la gestión y gobierno de una empresa.
- La realización de este tipo de acciones genera a la empresa beneficios, como una buena imagen de cara a los consumidores, o un valor que antes no tenía, y ayuda a que sus empleados se sientan más motivados.
- Además la adopción de la filosofía RSC permite a la empresa la mejora de sus relaciones con el mundo que lo rodea. Esto, naturalmente incide de forma positiva en la cuenta de resultados.
- Participar de los compromisos adquiridos para la reducción de gases de efecto invernadero y cumplimiento del Protocolo de Kyoto.

Beneficios medioambientales.

La energía solar fotovoltaica, al generar energía eléctrica de origen renovable y no contaminante, contribuye a disminuir problemas medioambientales como son:



- El efecto invernadero provocado principalmente por las emisiones de CO₂
- La lluvia ácida provocada por las emisiones de SO₂ y NO_x.
- No genera contaminación acústica y todos los elementos de los sistemas fotovoltaicos son recuperables y reciclables.

1.2 OBJETO DEL PROYECTO.

El presente proyecto básico tiene por objeto definir las características técnicas, los sistemas mecánicos, eléctricos, electrónicos, obra civil, monitorización, vallado y vigilancia, para la construcción de una planta solar fotovoltaica denominada "VIANA SOL" de 4,89MW en VIANA (Navarra). Las instalaciones correspondientes al Centro de Protección y Medida (CPM) y a la Línea Subterránea a 13,2kV que conectará dicho CPM con la Subestación Eléctrica STR VIANA de i-DE, serán objeto de un proyecto independiente.

Este documento servirá para solicitar la Autorización administrativa previa en el organismo competente.

La instalación reflejada en el presente proyecto básico se calculará y justificará en el proyecto constructivo, el cual se desarrollará más adelante una vez se vaya a solicitar la Autorización administrativa de construcción ante organismo competente. Dicho proyecto constructivo, cumplirá con la normativa reflejada en el presente proyecto básico, así como con los métodos de cálculos definidos en los diferentes apartados.

Respecto a la definición de potencias, el nuevo Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, conforme a lo indicado en la disposición final tercera: "Modificación 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 de energía renovables, cogeneración y residuos", el segundo párrafo del artículo 3 de dicho Real Decreto, quede redactado como sigue:

«En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

- a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»

Los módulos elegidos en el presente proyecto son **Jinko Bifacial JKM565N-72HL4-BDV 1500 V de 565 W**. Según las consultas sobre el Real Decreto-ley 23/2020 y el Real Decreto 1183/2020 en relación a la definición de la potencia pico de los paneles, la potencia máxima



del módulo resultaría del sumatorio de la potencia máxima de ambas caras, mientras que la potencia instalada será la menor de las anteriores (potencia máxima de módulos y potencia de inversores)”.

Sin embargo, a día de hoy no hay norma UNE que defina condiciones estándar de medida para módulos bifaciales que permita determinar su potencia máxima unitaria, por lo que mientras no existan dichas normas UNE (y considerando que los fabricantes no definen cual es la potencia máxima de la cara inferior sino que definen una serie de escalones), la potencia pico de una instalación que utilice esta tecnología debe definirse en base a la potencia máxima de la cara superior (que es la que sí que está perfectamente definida por el fabricante). En el proyecto se considerará la energía extra producida por la cara inferior del panel bifacial.

En base a lo arriba expuesto:

- La suma de potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidos en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente, será de 5,8534 MW.
- La suma de potencias de los inversores que configuran dicha instalación, será de 4,89 MVA.

Por tanto, la **potencia instalada** será de **4,89 MW**.

La **capacidad máxima del parque solar** es de 4,5 MW. Con el fin de garantizar que la potencia activa del parque nunca exceda el valor de capacidad máxima en el punto de conexión, se instalará un Power Plant Controller (PPC) en bornes de la central. Dicho PPC, regulará la potencia de salida de los inversores.

En conclusión y a efectos de la tramitación de la instalación, las potencias del parque serán:

- Potencia en módulos fotovoltaicos: 5,8534 MW
- Potencia en inversores: 4,89 MVA
- **Potencia instalada según definición del artículo 3 del RD 413/2014**: 4,89 MW
- Capacidad máxima (Potencia en bornes de central o potencia nominal de la central): 4,5 MW.

La finalidad de la instalación es inyección de energía en sistema eléctrico peninsular a través de la red de transporte (RdT).



1.3 SITUACIÓN.

La planta solar fotovoltaica se ubica en las siguientes parcelas:

PARCELAS	
Nº POLIGONO	Nº PARCELA
14	89
14	97
13	250
13	197
13	253
14	231
13	258
13	260
13	268
14	230
14	95
13	188
13	187
13	189
13	186
13	185
13	190
13	259
13	200
13	252
13	196
13	249
13	254
13	255
13	258

* Coordenadas: UTM HUSO 30 T: X= 554.284,0391

UTM HUSO 30 T: Y= 4.706.054,9969

La ubicación exacta de las parcelas y la disposición de cada uno de los elementos que componen el presente proyecto quedan definidos en los planos del presente documento. La superficie de la planta es de 16,86Ha.

1.4 BENEFICIARIO.

El titular de la planta solar fotovoltaica será la entidad es WADE FOTOVOLTAICA S.L, con CIF B-16876773 y domicilio social en Camino de las Huertas, 18 - 1, CP. 28223 Pozuelo de Alarcón, Madrid.

1.5 REDACTOR DEL PROYECTO.

El Presente proyecto es redactado por el Ingeniero Técnico Industrial Enrique Benedicto



Requena, con número de colegiado 10.432 en el Ilustre Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales y de Grado de Valencia.

2 **NORMATIVA.**

NORMATIVA ESTATAL.

- **Resolución de 17 de abril de 2021**, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se actualiza el listado de normas de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT-02 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.
- **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 ITC-RAT 01 a 23.
- **Real Decreto 1432/2008**, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- **Real Decreto 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **Real Decreto 1109/2007**, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- **Ley 32/2006**, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión así como las Instrucciones Técnicas Complementarias correspondientes.
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.



- **Real Decreto 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **Real Decreto 773/1997**, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- **Real Decreto 486/1997**, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- **Real Decreto 485/1997**, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- **Ley 21/1992**, de 16 de julio, de Industria.
- **Real Decreto 299/2016**, de 22 de julio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a campos electromagnéticos.
- Normas particulares de la empresa eléctrica suministradora de energía i-DE.
- **Normas UNE incluidas en la ITC-RAT 02** aprobado por el Real Decreto 337/2014
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.
- Texto refundido de la Ley Foral de Ordenación del Territorio y Urbanismo (TRLFOTU)
- Plan de Ordenación Territorial (POT) 4 Zonas Medias.
- Primera actualización POT 4 – Zonas Medias
- Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) de VIANA

3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA.

El funcionamiento general de los sistemas de energía solar fotovoltaica de conexión a red consiste en transformar la energía recibida del sol (fotones) en energía eléctrica mediante el fenómeno denominado “efecto fotoeléctrico”, que se produce en las células que forman los módulos fotovoltaicos.

Esta energía eléctrica, producida en corriente continua se transforma en corriente alterna, con unas características determinadas que hacen posible su inyección a la red de transporte y distribución pública, por medio de inversores de conexión a red.

Para el acondicionamiento de la tensión se utilizan transformadores encargados de elevar la tensión de la corriente producida desde baja tensión a media tensión para su distribución a la red eléctrica.

Además de estos componentes principales, el sistema cuenta con otros como son el sistema de conexión a la red eléctrica general, las protecciones del campo solar, las protecciones de los circuitos de alterna, la estructura soporte de los módulos, etc.

Los módulos se ubicarán sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al Sur y e inclinados con un ángulo de rotación $\pm 55^\circ$ respecto a la horizontal.

La siguiente tabla resume la configuración del parque:

PARQUE	MÓDULOS	INVERSORES	POTENCIA PICO	POTENCIA NOMINAL
VIANA SOL	1u x 222 stri x 28 mod x 565 W + 1u x 148 stri x 28 mod x 565 W	1u x 2,935 MVA 1u x 1,955 MVA	5,8534 MW	4,89 MVA

El inversor de 2,935MVA se conectarán con un transformador de 3100kVA 13,2kV/615V y el inversor de 1,955MVA se conectarán con un transformador de 2100kVA 13,2kV/615V, ambos inversores y transformadores se conectarán con las celdas LP y 2LP de alto voltaje 24kV, de acuerdo con el diagrama unifilar reflejado en planos. Al conjunto inversor, transformador y celdas de protección se le llamará de ahora en adelante "estación" denominándose, en el caso de este proyecto "Estación 1" y "Estación 2".

Las 2 estaciones pertenecientes a la planta solar estarán conectadas entre sí y con el centro de protección y medida (CPM) a través de una línea subterránea de media tensión de 13,2kV simple circuito y de sección 3x(1x240mm²) AL RH5Z1 12/20KV 240mm² compuesta por dos tramos:

Tramo 1: Entre Estación 1 y Estación 2 - 3x(1x240mm²)

Tramo 2: Entre Estación 2 y CPM- 3x(1x240mm²)

Desde el CPM partirá la línea de evacuación de 13,2kV hasta las barras de la nueva posición de línea de 13,2kV de la subestación STR VIANA (13,2 kV), propiedad de i-DE.

Como medidas de seguridad que eviten el acceso a personal no autorizado, además del vallado perimetral, se vigilará la parcela en la que se ubican los seguidores fotovoltaicos por medio de sistema de seguridad.

A continuación, se resumen las características principales del parque solar:

PARQUE SOLAR "VIANA SOL"	
Potencia:	- Potencia instalada en paneles: 5,8534 MW - Potencia nominal o instalada en inversores: 4,89 MVA



	- Potencia instalada según RD.413/2014: 4,89 MW - Potencia referencia o capacidad máxima: 4,5MW
Estructura soporte:	- Seguidores 1V de 112 y 56 módulos - Inclinación $\pm 55^\circ$ - Orientación Sur
Módulos fotovoltaicos bifaciales:	- 10.360 uds de 565W - Silicio monocristalino
Inversores solares:	- 1 ud de 2,935 MVA - 1 ud de 1,955 MVA - Trifásicos
Centros de transformación:	- 1 ud de 3100kVA y 13,2kV/615V - 1 ud de 2100kVA y 13,2kV/615V
Caseta comunicaciones	- 1 ud de 14,4m ²
Caseta repuestos	- 1 ud de 14,4m ²
CPM	- 1 ud de 16,38m ²

Todas las instalaciones mencionadas serán particulares, estando todas ellas ubicadas dentro del recinto de la instalación fotovoltaica, a excepción del CPM que se colocará en el exterior del recinto para que este accesible a la compañía distribuidora.

4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

4.1 SEGUIDOR SOLAR MONOFILA.

Los módulos se ubicarán sobre seguidor solar monofila, orientados perfectamente al Sur y e inclinados con un ángulo de giro de hasta $\pm 55^\circ$ respecto a la horizontal.

La empresa suministradora podrá ser PV Hardware o similar, contando con la certificación ISO 9001 para sus productos, fabricados con aluminio y acero inoxidable de alta calidad. Las estructuras de soporte PV Hardware tienen una garantía de un periodo de hasta 25 años.

La ficha técnica de dichos seguidores se adjunta en apartados posteriores.

Cada seguidor solar 1V albergará 112 y 56 módulos.

4.2 CAMPO SOLAR: PANELES FOTOVOLTAICOS.

Los paneles fotovoltaicos a utilizar en la instalación objeto de este proyecto serán **Jinko Bifacial JKM565N-72HL4-BDV 1500 V de 565 W**. Los módulos JINKO JKM ofrecen un elevado nivel de potencia de salida, así como una atractiva relación rendimiento-precio.



Están constituidos por 72 células fotovoltaicas partidas, lo que hacen un total de 144 células de silicio monocristalino de alta eficiencia, con una tolerancia de $\pm 3\%$ capaces de producir energía con tan sólo un 5% de radiación solar. Este hecho asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol. Estos módulos están caracterizados por un alto rendimiento y vida útil.

Su producción está certificada de acuerdo a:

- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001
- IEC61215, IEC61730, UL1703

La tabla inferior recoge los ratios eléctricos bajo condiciones estándar de prueba:

JKM565N-72HL4-BDV		
	Unidades	VALORES BAJO STC (1000W/M ² , 25°C, AM1.5)
Potencia Pico	Wp	565
Tolerancia de potencia	%	$\pm 3\%$
Tensión máx. potencia (Vmpp)	V	42,14
Corriente máx. potencia (Impp)	A	13,41
Tensión circuito abierto (Voc)	V	50,87
Corriente de cortocircuito (Isc)	A	14,19
Tensión máxima del sistema	V IEC	1.500
Coeficiente de temperatura para la tensión Voc	%/°C	-0,25
Coeficiente de temperatura para la intensidad Isc	%/°C	0,046
Dimensiones	mm	2278 x 1134 x 30
Peso	kg	32

Habrà 1 estación de 3,51204 MW compuesta por 6.216 módulos repartidos en 222 ramas de 28 módulos en serie y 1 estación de 2,34136 MW compuesta por 4.144 módulos repartidos en 148 ramas de 28 módulos en serie.

La distancia entre seguidores solares ha sido calculada con el fin de que no se proyecten sombras sobre los módulos en ninguna época del año.

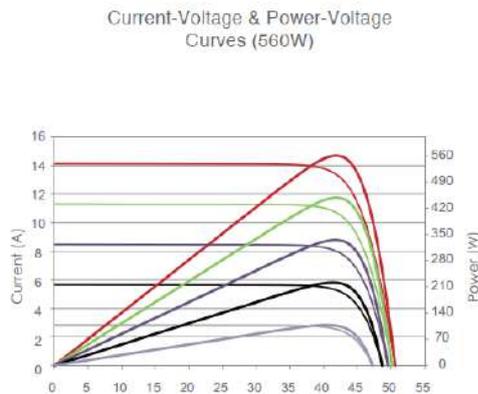
Las características nominales y de operación del parque son:

- Potencia instalada en panel: 5,8534MW
- Potencia instalada en inversores: 4,89 MVA

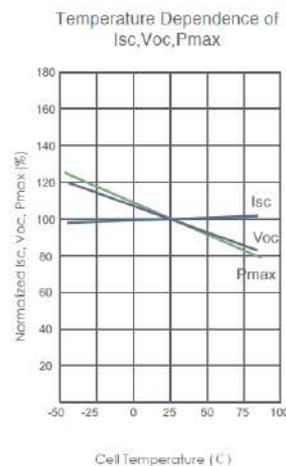
La combinación de paneles en serie y en paralelo se escoge de forma que las condiciones de trabajo que generan sean compatibles con las características del inversor.

La tensión de vacío V_o , la intensidad nominal I_n , la tensión nominal V_n y la intensidad de cortocircuito I_{cc} , son parámetros del generador fotovoltaico críticos a la hora de elegir una correcta configuración.

En la siguiente gráfica de un panel fotovoltaico tipo, se pueden observar los valores V_o , I_n , V_n e I_{cc} de un módulo fotovoltaico:



Los valores de la gráfica están dados para temperatura de célula 25°C . Pero la tensión del panel, y por tanto del generador fotovoltaico, varía de una manera inversamente proporcional con la temperatura de la célula.



A más temperatura de célula menor tensión de vacío y nominal generadas.

Tendremos para la $T_{\text{Célula min}}$ una tensión de vacío máxima V_{o-max} , que será la mayor tensión alcanzada por el generador fotovoltaico. Esta tensión debe ser menor que la tensión máxima del sistema V_{dc-max} soportada tanto por el panel como por el inversor, 1500 Vdc en este caso.

También cabe destacar la importancia de la tensión nominal del generador fotovoltaico V_n , que de igual modo que la tensión de vacío varía significativamente con la temperatura de la célula. Esta tensión nominal será mínima con la máxima temperatura de la célula, y tendrá un valor máximo a la menor temperatura de célula posible: $[V_{nT_{max}} - V_{nT_{min}}]$. Este rango de tensiones del generador fotovoltaico debe estar dentro de la ventana de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor $[V_{mppt_{min}} - V_{mppt_{max}}]$ para trabajar con la máxima eficiencia.

La corriente generada por los paneles también depende de la temperatura de la célula, aunque de manera proporcional. Por tanto, tendremos para el generador fotovoltaico unas corrientes máximas nominal y de cortocircuito con la temperatura máxima de la célula: $I_{nT_{max}}$ y $I_{ccT_{max}}$. Del mismo modo en el inversor tendremos una intensidad nominal (I_{DC-max}) y de cortocircuito (I_{DC-cc}) máximas. De estas 2 corrientes, la I_{DC-max} es una referencia de la eficiencia del inversor, valores por encima de la I_{DC-max} del inversor, darán valores de potencia no tan eficientes como los proporcionados por una intensidad menor a la I_{DC-max} . Por otro lado, el valor crítico del inversor es la Intensidad de cortocircuito (I_{DC-cc}). Por tanto, las corrientes $I_{nT_{max}}$ y $I_{ccT_{max}}$ deben ser menores que la máxima soportada por el inversor: I_{DC-cc}

En resumen, debemos asegurarnos que los parámetros críticos dados por la elección de esa configuración de paneles, no superen los valores máximos permitidos por el inversor. Esto es:

- $V_{o-max} < V_{dc-max}$
- $[V_{nT_{max}} - V_{nT_{min}}] \in [V_{mppt_{min}} - V_{mppt_{max}}]$ (Ventana eficiencia DC inversor)
- $I_{nT_{max}} < I_{DC-cc}$.
- $I_{ccT_{max}} < I_{DC-cc}$.

Para el caso concreto de nuestra instalación, que se ubica en el término municipal de VIANA (Navarra) las temperaturas ambiente extremas son, según la base de datos de European Climate Assessment & Daset (ECAD):

- $T_{min} = -11,6^{\circ}C$ (Enero)
- $T_{max} = 41,4^{\circ}C$ (Julio)

La temperatura de célula varía en función de la T_{amb} , la T_{ONC} de panel y la Irradiancia según la fórmula:

$$T_{Célula} = T_{amb} + [(T_{ONC} - 20) / 0.8] \times \text{Irradiancia}$$

Por tanto, las temperaturas de célula bajo condiciones extremas de temperatura ambiente son:

- $T_{Célula\ min} = -8,475^{\circ}C$ ($T_{min} = -11,6^{\circ}C$ e Irradiación = $0,1\text{ kW/m}^2$)
- $T_{Célula\ max} = 72,65^{\circ}C$ ($T_{max} = 41,4^{\circ}C$ e Irradiación = 1 kW/m^2)

En las siguientes tablas se observa cómo, para las configuraciones escogidas de 28 módulos en serie, todos los valores se encuentran dentro del rango de los inversores seleccionados:

CONFIGURACIÓN 1 (28strings/serie y 222 ramas)

Jinko Tiger NEO 72HL4-BDV JKM565N-72HL4-BDVP	25º C	Tmáx	Tmín
Vn (V)	1179,92	1010	1266
In (A)	2977,02	3042,27	-
Icc (A)	3150,18	3219,23	-

PE HEMK GEN3 FRAME 3 (615 VAC) 40ºC 1500V	
[Vmppt _{min} -Vmppt _{max}] (V)	870-1500
VDCmax (V)	1500
IDC-max (A)	3443
IDC-cc (A)	5205

CONFIGURACIÓN 2 (28strings/serie y 148 ramas)

Jinko Tiger NEO 72HL4-BDV JKM565N-72HL4-BDVP	25º C	Tmáx	Tmín
Vn (V)	1179,92	1010	1266
In (A)	1984,68	2146,15	-
Icc (A)	2100,12	2146,15	-

PE HEMK GEN3 FRAME 2 (615 VAC) 40ºC 1500V	
[Vmppt _{min} - Vmppt _{max}] (V)	870-1500
VDCmax (V)	1500
IDC-max (A)	2295
IDC-cc (A)	3470

Para el caso de la V_o de diseño, además de la temperatura de célula, vamos a tener en cuenta también la irradiancia, ya que ésta también influye en el valor de la tensión. Como hemos descrito anteriormente, el valor V_{o-max} del generador fotovoltaico ocurrirá a una temperatura mínima. Pero el valor de partida V_o sobre el que corregimos con la temperatura mínima de la célula es un valor de tensión dado por el fabricante de panel para unas condiciones estándar de 1000 W/m^2 de irradiación. Tenemos que tener en cuenta que esas condiciones de trabajo de temperatura mínima e irradiancia máxima nunca ocurrirán en la realidad. Por tanto, debemos tener en cuenta la influencia en la tensión tanto de la temperatura como de la irradiación.

Para ello, primero debemos corregir la V_o del panel para distintas irradiancias a temperatura de célula de 25°C según la fórmula:

$$V_{o-25^\circ\text{C}}(\text{Xirrad}) = V_{o-25^\circ\text{C}}(1000 \text{ W/m}^2) + 0.0000862 \times (25+273) \times \text{LN}(\text{Xirrad}/1000) \times N^\circ \text{ células}$$

De este modo tenemos los siguientes valores de V_o a distintas irradiancias y temperatura de célula 25°C :

	Vo panel 565W
Vo (1000 W/m ²)	50,87
Vo (800 W/m ²)	50,46
Vo (600 W/m ²)	49,92
Vo (400 W/m ²)	49,17
Vo (200 W/m ²)	47,89
Vo (100 W/m ²)	46,61

Una vez hecha esta corrección con la irradiancia, podemos corregir la V_o de diseño para cada irradiancia y temperatura de célula a T_{amb} mínima (distinta para cada valor de irradiancia según la fórmula anterior).

$$V_o - T^a = V_o - 25^{\circ}C (Xirrad) + V_o - 25^{\circ}C (Xirrad) \times (-b(\%)/100) \times (25 - T_{célula})$$

Donde:

- $V_o - T^a = V_o$ de un módulo para una determinada irradiancia y una determinada temperatura de célula.
- $V_o - 25^{\circ}C (Xirrad)$ = es el valor V_o para una determinada irradiancia y $T_{célula} = 25^{\circ}C$ (calculado previamente).
- $b(\%/^{\circ}C)$ = Coeficiente de temperatura de tensión de vacío.
- $T_{célula} = T^a$ de célula calculada para un valor concreto de T^a ambiente y de irradiancia

Multiplicando la $V_o - T^a$ por el nº de paneles en serie tenemos la tensión de vacío del string (V_o string). Podemos observar que en ningún caso se supera el límite marcado por la tensión máxima del sistema V_{dc-max} soportada tanto por el panel como por el inversor, 1500 Vdc en este caso:

	Vo panel 565W	Tº cel (Tamb min, Xirradiancia)	Vo string
Vo (1000 W/m ²)	50,87	19,65	1443,41
Vo (800 W/m ²)	50,46	13,40	1453,77
Vo (600 W/m ²)	49,92	7,15	1460,27
Vo (400 W/m ²)	49,17	0,90	1459,84
Vo (200 W/m ²)	47,89	-5,35	1442,71
Vo (100 W/m ²)	46,61	-8,48	1414,26

4.3 ESTACIONES

La planta solar fotovoltaica contará con dos estaciones, la primera compuesta por un inversor de 1,955MVA de potencia nominal que interconectará con un transformador de intermedia 2,1MVA 0,615/13,2kV, equipado con un edificio prefabricado en el que se situarán un conjunto de celdas con una función de línea y una función de protección, donde se realizará la salida de la línea de 13,2kV que conectará con la segunda estación compuesta por un inversor de 2,935MVA de potencia nominal que interconectará con un transformador de intermedia 3,1MVA 0,615/13,2kV, equipado con un edificio prefabricado en el que se situarán

un conjunto de celdas con dos funciones de línea y una función de protección, donde se realizará la entrada y salida de la línea de 13,2kV que conectará con el CPM.

4.3.1 INVERSORES.

Los inversores de conexión a red tienen la capacidad de inyectar en la red eléctrica comercial de AC, la energía producida por un generador fotovoltaico de CC, convirtiendo la señal en perfecta sincronía con la red.

Power Electronics es un fabricante fiable, con un negocio diversificado, orientado al cliente y con unas condiciones de venta favorables.

Los inversores que se va a utilizar en esta planta solar fotovoltaica son 2 inversores de exterior, 1 Inversor POWER ELECTRONICS FS2935K de 6 módulos, 615Vac de salida 1500 V y 2,935 MVA a 40°C y 1 Inversor POWER ELECTRONICS FS1955K de 6 módulos, 615Vac de salida 1500 V y 1,955 MVA a 40°C.

La ficha técnica de los inversores se adjunta en apartados posteriores.

Las características técnicas más importantes de los inversores están recogidas en las siguientes tablas:

UNIDADES		UTILITY XCALE	
Input (CC)	Unidades	FS2935K	FS1955K
Rango de tensión MPPT	V	870-1.500	870-1.500
Tensión CC máxima y de arranque	V	1.500	1.500
Max CC Intensidad	A	5.205	3.470
Output (CA)			
CA Potencia de salida @ 40°C	KVA	2.935	1.955
Tensión de operación en red	V	615	615
Frecuencia de la red	Hz	50	50
Eficiencia			
Eficiencia máxima PAC	%	98,79	98,76
Eficiencia Europea	%	98,41	98,38
Especificaciones generales			
Potencia máxima de consumo	W	9.000W	8.000W
Grado de protección IP	-	NEMA3R - IP55	NEMA3R - IP55
Dimensiones (WxDxH)	m	3 x 2 x 2,2	3 x 2 x 2,2

Los inversores HEMK 1500Vdc de Power Electronics proporcionan la solución ventilada por aire más fiable y potente del mercado gracias a su tecnología "outdoor" modular redundante.



De modo opcional esta generación de inversores puede integrar de forma externa o interna (HEC+) un módulo de seccionamiento y protección DC el cual se puede adaptar a las necesidades de cada instalación.

- APROVECHAMIENTO DE LA TECNOLOGÍA DE OTROS SECTORES.

La División Industrial Power Electronics ha fabricado y suministrado convertidores de potencia de hasta 1700Vdc durante más de ocho años para empresas líderes del sector de minería, petróleo y gas, y compañías de aguas, que requieren tiempos de funcionamiento en sus procesos muy elevados (24/7). Esta tecnología se ha trasladado a la plataforma HEMK-1500V de inversores outdoor y ha sido reconocida por la extrema durabilidad del diseño mecánico, debido a su construcción de acero inoxidable, láminas de aislamiento térmico de 50 mm y el mejor rendimiento en el funcionamiento a 50°C.

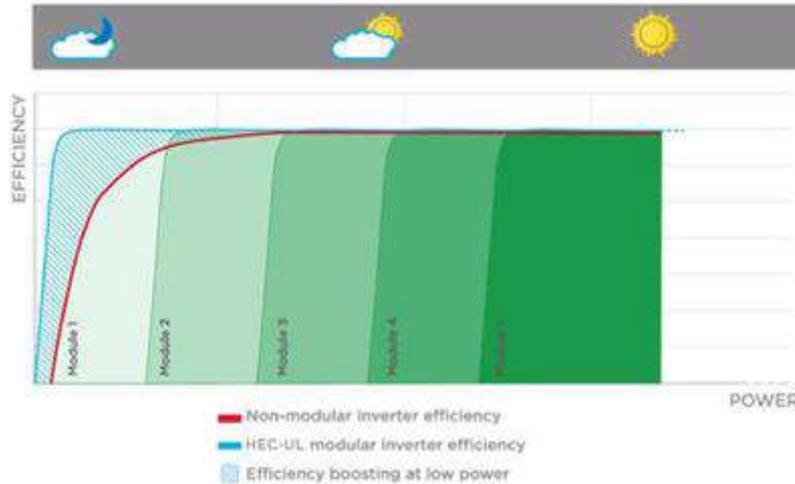
- SISTEMA DE ESTACIONES DE POTENCIA POR STRING

Los inversores HEMK combinan las ventajas de un inversor central con la modularidad de los inversores string. Sus etapas de potencia están diseñadas para ser fácilmente reemplazables in situ sin la necesidad de personal de servicio técnico cualificado, proporcionando un sistema de ensamblaje Plug & Play seguro, confiable y rápido.

Siguiendo la filosofía modular de la serie Freesun, el HEMK está compuesto por 6 FRU (unidades reemplazables in situ), pudiendo trabajar con hasta 4 MPPTs diferentes, proporcionando una solución perfecta para ubicaciones irregulares, donde cada área de la planta fotovoltaica tiene una curva de producción diferente.

HEMK también está disponible con un único MPPT, donde todas las etapas de potencia se unen físicamente en el lado de CC y, por lo tanto, en caso de fallo, el módulo defectuoso se desconecta de la línea y su potencia de salida se distribuye de manera uniforme entre el resto de FRUs.

Otra característica destacable de esta topología modular es la alta eficiencia en condiciones de baja radiación. Los inversores modulares de Power Electronics apagan los módulos de potencia que no sean necesarios con el fin de aumentar la carga de los módulos en funcionamiento y así obtener la máxima eficiencia disponible. Al mismo tiempo esta funcionalidad permite a los inversores empezar a inyectar antes en la mañana y dejar de inyectar más tarde cuando el sol se está poniendo.



- DISEÑO ROBUSTO

Los inversores HEMK han sido diseñados para tener una vida útil de más de 30 años de operación en entornos hostiles y bajo condiciones climáticas extremas. Los inversores HEMK han sido testados y validados para resistir las condiciones climáticas de frío de la tundra Siberiana y de calor del Valle de la muerte californiano, gracias a que poseen:

- Área de la electrónica completamente sellada para protección de polvo y humedad
- Electrónica barnizada para atmosferas agresivas
- Control de temperatura y humedad mediante calentamiento activo, evitando condensaciones internas.
- Grado de protección C4, según ISO 12944, pudiendo llegar hasta C5-M.
- Cubierta diseñada para la disipación de la radiación solar.
- Estructura sólida que evita la necesidad de estructuras externas adicionales.
- Paneles de aislamiento mineral de 50mm para aislamiento de calentamiento solar.
- Testeo de pruebas de estanqueidad en unidades aleatorias para garantizar la calidad del producto.
- Disponible en IP54.

- SISTEMA DE VENTILACIÓN iCOOL3

Basado en más de 3 años de experiencia con la unidad de velocidad variable MV de Power electronics, iCOOL3 es el primer sistema de refrigeración por aire que permite un grado de protección IP54 en un inversor solar externo.

iCOOL3 proporciona un flujo constante de aire limpio a las FRU y al transformador de MT, siendo la forma más efectiva de alcanzar un grado de protección IP54, sin tener que mantener complicados filtros de polvo o tener que usar sistemas de refrigeración mediante líquidos evitando inconvenientes (mantenimientos complejos, riesgo de fugas, mayor número de componentes ...), lo que implica una reducción de costes de mantenimiento.



- TIPOLOGIA MULTINIVEL

La topología IGBT multinivel, es el sistema más eficiente para administrar tensiones de CC elevadas, marcando la diferencia en el diseño de 1.500 V en CC. Power Electronics tiene muchos años de experiencia en el diseño simultaneo de arrancadores, variadores de velocidad e inversores, el diseño del inversor HEMK es el resultado de nuestra experiencia con 3 niveles de tipologías. La tipología IGBT de 3 niveles, reduce las pérdidas de etapa, aumenta la eficiencia del inversor y minimiza la distorsión armónica total.



- FACILIDAD EN EL SERVICIO

Al proporcionar acceso frontal completo, la serie HEMK simplifica las tareas de mantenimiento y reduce su coste. El acceso total permite un intercambio rápido de las FRU sin la necesidad de personal técnico cualificado.



- FACIL MONITORIZACIÓN.

La APP Freesun es una manera fácil de monitorear el estado de los inversores Power Electronics. Todos los inversores vienen con wifi integrado, lo que permite la conexión remota a cualquier dispositivo inteligente para obtener actualizaciones e información detalladas sin la necesidad de abrir el cuadro de control. La APP dispone de una interfaz fácil de usar, la cual permite un acceso rápido y fácil a la información crítica (registros de energía, producción y eventos).

- CONTROL DE CALENTAMIENTO ACTIVO.

Por la noche, cuando la unidad no está exportando energía, el inversor puede obtener una pequeña cantidad de energía para mantener la temperatura interna del inversor por encima de -20 ° C, sin usar resistencias externas. Este sistema de calefacción autónomo es la manera más eficiente y homogénea de evitar la condensación, aumentando la viabilidad de los inversores y reduciendo el mantenimiento.

- ENERGIA REACTIVA POR LA NOCHE.

Por la noche, el inversor HEMK puede cambiar al modo de compensación de potencia reactiva. El inversor puede responder a una señal externa, una señal del sistema de gestión energético de la planta o a un nivel de potencia reactiva preestablecido (kVAr).

- APOYO DINÁMICO A RED

HEMK firmware incluye los últimos servicios públicos interactivos (LVRT, OVRT, FRS, FRT, anti-isla y limitación de potencia activa y reactiva...), pudiéndose configurar para cualquier requerimiento específico.



4.3.2 TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN.

Para el inversor FS2935K de 2,935MVA, se usará un transformador de tipo intemperie de 3.100kVA de potencia y relación de transformación 13.200V/615V, para el inversor FS1055K de 1,955MVA, se usará un transformador de tipo intemperie de 2.100kVA de potencia y relación de transformación 13.200V/615V. Irán ubicados en una bancada y sus principales características se detallan a continuación:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	VALORES TRAF0 3100kVA	VALORES TRAF0 2100kVA
Tipo	3100/24/13,2/0,615 O-PE	2100/24/13,2/0,615 O-PE
Potencia nominal	3.100kVA	2.100kVA
Normas de fabricación	IEC 60076-11 Eco Directive Tier 2	IEC 60076-11 Eco Directive Tier 2
Número de fases	3	3
Tensión arrollamiento primario (vacío)	13,2kV	13,2kV
Tensión arrollamiento secundario (vacío)	615V	615V
Conmutación en primario (regulador en vacío)	Vacío	Vacío
Pasos en 13,2kV +/- 2,5% +/- 5%	5 escalones	5 escalones
Grupo de conexión	Dyn11	Dyn11
Método de refrigeración	AN	AN
Frecuencia	50Hz	50Hz
Temperatura ambiente (Max, mensual, media anual)	45 °C /35 °C /25°C	45 °C /35 °C /25°C
PEI	99.189%	99.093%
Impedancia	7%	7%
Nivel de aislamiento arrollamiento primario	LI 95 / AC 38 / Um 17.5	LI 95 / AC 38 / Um 17.5
Nivel de aislamiento arrollamiento secundario	LI 20 / AC 10 / Um 3.6	LI 20 / AC 10 / Um 3.6
Altitud máxima de trabajo	1000m	1000m
Dimensiones totales aproximadas		
Largo	3.060mm	3.060mm
Ancho	2.000mm	2.000mm
Alto	2.700mm	2.700mm
Peso total aproximado	7.500kg	6.400kg
Accesorios		
Acceso desde exterior a taps devanado primario	Si	Si
Sensor temperatura PT100	Si	Si
Dispositivo control temperatura T-154	Si	Si
Placa de características	Si	Si
Terminales de puesta a tierra	Si	Si
Pantalla electroestatica	Si	Si
Orejetas de elevación y argollas de tracción	Si	Si
Color de pintura	RAL 7035 C4	RAL 7035 C4

4.3.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.

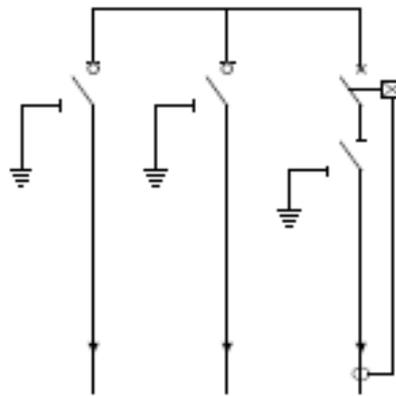
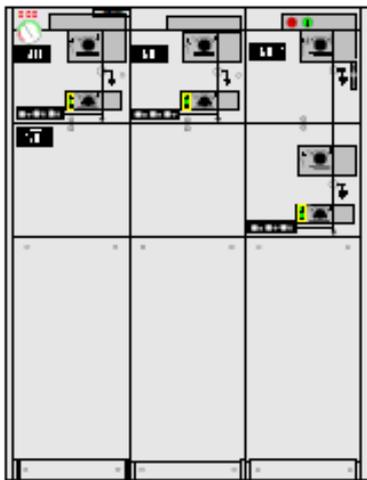
Las celdas irán ubicadas en un edificio prefabricado de dimensiones 2,15m largo, 1,34m fondo y 2,08m de alto. A su alrededor se construirá una acera perimetral de 1metro.

Dentro de los edificios se instalarán un equipo compacto marca SIEMENS modelo 8DJH24-RL o 8DJH24-RRL o similar, 24 kV 630 A 16 kA, corte y aislamiento SF6.

En la estación 1 se instalará un conjunto compacto con una función de línea + una función de protección automática motorizada con relé de protección autoalimentado con funciones 50/51 y 50N/51N, incluye bobina para disparo externo 220Vca, equipo compacto conjunto de 2 celdas, 1 de línea, para realizar la salida de la línea de 13,2kV de interconexión y una de protección del transformador.

En la estación 2 se instalará un conjunto compacto con dos funciones de línea + una función de protección automática con relé de protección autoalimentado con funciones 50/51 y 50N/51N, incluye bobina para disparo externo 220Vca, equipo compacto conjunto de 3 celdas, 2 de línea, para realizar la entrada y salida de la línea de 13,2kV de interconexión y una de protección del transformador.

Dicho equipo compacto es un conjunto CCV, 2 módulos de interruptor de línea y un módulo de interruptor de vacío con protecciones:



Cuyas dimensiones son:

Profundidad: 765mm

Anchura: 1021mm

Altura: 1336mm

A continuación, se muestran algunos datos técnicos:

DATOS TÉCNICOS	MÓDULO C		MÓDULO V	
	Interruptor-Sectionador	Seccionador de tierra	Interruptor automático de vacío	Seccionador de tierra
Tensión asignada (kV)	24	24	24	24
Tensión ensayo a frecuencia industrial (kV)	50	50	50	50
Tensión ensayo de impulso tipo rayo (kV)	125	125	125	125
Intensidad asignada (A)	630		200	
Capacidad de interrupción:				
Carga activa (A)	630			
Anillo cerrado(A)	630			
Cable en vacío (A)	135			
Falta a tierra(A)	150			
Falta a tierra cable en vacío (A)	87			
Apertura en cortocircuito(kA)			16	
Poder de cierre(kA)	40	40	40	40
Intensidad de breve duración 0,5s (kA)			16	
Intensidad de breve duración 1s (kA)			16	
Intensidad de breve duración 3s (kA)	16	16	16	16

4.4 POWER PLANT CONTROLLER.

La instalación inyectará la energía producida, a través de la Power Plant Controller (PPC). Al tratarse de un módulo de parte eléctrico (MPE) tipo B, según la definición del "RfG" la instalación debe poder aportar una determinada cantidad de reactiva en el punto de conexión, que a priori corresponde con 0,3 p.u. de la potencia de referencia "Pref", por lo tanto para el cumplimiento de dichos parámetros, los inversores deben poder suministrar una potencia aparente sensiblemente superior a la potencia activa máxima simultánea "Pref", lo que provoca que el sumatorio de potencias individuales de los inversores sea superior a la potencia simultánea máxima. Para poder controlar la de inyección de potencia activa se instalará un PPC de Power Electronics, capaz de limitar la potencia activa a inyectar por parte de la planta, así como de controlar el aporte de reactiva en función de las consignas recibidas por parte del OrT y de un relé direccional de flujo de potencia si así fuera indicado por el OrD.

4.5 CAJAS DE STRINGS.

Las cajas de conexión elegidas para la instalación de planta fotovoltaica serán de la marca MTech o similar. Sus principales características constructivas y de diseño son:

- Monitorización de corriente cada dos strings (monitorización doble).
- Instalación de armarios a salvo de la acción directa del sol y de la lluvia.



- Entrada de cables de forma rectilínea por la parte inferior a través de prensaestopas.
- Visible en la tapa frontal señal de peligro eléctrico y numeración del armario.
- Accionamiento de seccionador interior.
- Puerta frontal con ventana.
- En el interior, los elementos conductores desnudos están aislados contra contactos directos.

Cada caja de strings tiene capacidad para máximo 15 cadenas (o strings) por lo que serán necesarias 10 cajas para la estación nº2 de 148 strings y 15 cajas para la estación nº1 de 222 strings. En total tendremos 25 cajas.

4.6 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.

Todas las cajas de strings de la planta cuentan con un sistema de supervisión Transclenic de Weidmüller. Este sistema está equipado de un control remoto de tensión y corriente, incorporando además, algunas señales de campo adicionales. Los valores medidos están accesibles vía Modbus RTU con una conexión RS-485. Cada par de strings está conectado a un canal Transclenic.

El sistema de control que se planea es un sistema Webdom. Este sistema ha sido desarrollado por Webdom Labs y consiste en un data logger que permite interactuar con la mayoría de los inversores fotovoltaicos (incluyendo los inversores de Power Electronics). Además, es capaz de sacar mediciones de las estaciones meteorológicas y video-cámaras. El sistema de monitorización también contiene un software, Visual Webdom, que permite tener información de la operación del parque y funciona sin conexión a internet. Todos los dispositivos Webdom del parque, estarán conectados a internet, mediante cable de fibra óptica.

4.7 CASETA DE COMUNICACIONES.

Será un edificio de 14,4 m² para albergar los equipos necesarios para el sistema de comunicaciones de la planta solar fotovoltaica.

4.8 CASETA DE REPUESTOS.

Será un edificio de 14,4 m² para albergar las piezas de repuestos de los diferentes equipos de la instalación fotovoltaica.

4.9 EDIFICIO CPM.

Será un edificio de 16,38 m² para albergar las celdas de recepción del parque, celda de medida, celda de protección de la línea de evacuación y medida de la tensión en barras según especificaciones de compañía distribuidora, así como el transformador de servicios auxiliares.



La descripción del CPM, se realizará en un proyecto específico independiente.

4.10 ESTACIÓN METEOROLÓGICA.

La estación meteorológica que se ubicará en la planta solar, para monitorización de las variables meteorológicas, estará compuesta por los siguientes equipos:

- Piranómetros de inclinación de panel.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Sensor de temperatura de célula.

4.11 CONECTORES.

La conexión de los paneles fotovoltaicos se realizará mediante conectores macho y hembra, los cuales permiten una conexión/desconexión de los paneles rápida, segura y duradera. Este tipo de conectores serán MULTI-CONTACT MC4 o similar.

4.12 CABLEADO.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

* Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento

La temperatura del conductor del cable no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

El cálculo de la sección del cableado por intensidad máxima admisible se ha realizado siguiendo la norma UNE-HD 60364-5-52 y la norma UNE 21144-2-4 así como la norma UNE 21-191-92 o bien sus equivalentes IEC.

* Criterio de máxima caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportado por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y en el extremo de la canalización.

Se ha estimado una caída de tensión media máxima de 1,5% en la parte de DC y otro 1,5%



para la parte de AC.

La caída de tensión máxima por tramo de DC o AC será de 1,8%.

* Criterio de intensidad de cortocircuito

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

La temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Este criterio no es determinante en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

4.12.1 CABLEADO CC/BT.

La conexión entre módulos fotovoltaicos de una misma rama se hará mediante conector rápido tipo MC4 de 4mm² y 6mm². La conexión entre el inicio y el final de cada rama hasta las cajas de strings se realizará con cable RV-K 0,6/1kV, de cobre flexible clase 5, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo (PVC).

Los conductores que unen las cajas de string con los inversores a emplear serán de aluminio, tensión asignada de 0,6/1kV, doble aislamiento de polietileno reticulado "XLPE", de secciones variables tal y como se describen en la tabla inferior.

CONCEPTO	SECCIÓN	MATERIAL	MODELO
Cable de DC desde el panel a Caja de strings	2x4mm ² y 2x6 mm ²	Cu	RV-K 0,6/1kV o similar
Cable DC desde Caja de strings a Inversor	2x240 mm ² 2x2x240 mm ²	Al	XZ1-Al (S) Allground 0,6/1kV

4.12.2 CABLEADO AC/BT.

La tabla inferior recopila el tipo de cable usado para la parte de corriente alterna en baja tensión:

CONCEPTO	SECCIÓN	MATERIAL	MODELO
Cable de baja tensión AC desde Inversores a Transformadores	3x(6x240) mm ² 3x(5x240) mm ²	CU	RV-K 0,6/1kV

4.12.3 CABLEADO AC/MT.

La tabla inferior recopila el tipo de cable usado para la parte de corriente alterna en baja tensión:

CONCEPTO	SECCIÓN	MATERIAL	MODELO
Cable de media tensión AC para las líneas internas de AT (hasta CPM)	3x(1x240mm ²)	Al	RH5Z1 12/20KV
Cable de alta tensión AC desde transformador a celdas MT	3x(1x240mm ²)	Al	RH5Z1 12/20KV

En la media tensión los conductores a emplear serán de aluminio, unipolares, con aislamiento de XLPE, tensión asignada 12/20kV y sección 240 mm².

Para determinar la sección de los conductores se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Intensidad máxima admisible por el cable.

$$I = \frac{P}{V\sqrt{3}}$$

Donde:

I = Corriente de funcionamiento. (A)

P = Potencia que circulara por la línea. (KVA)

V = Tensión nominal de la red de Alta tensión (KV)

b) Caída de tensión

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Siendo:

$\Delta V =$ Caída de tensión en voltios.

$L =$ Longitud en Kilómetros.

$I =$ Intensidad que puede transportar el conductor (A).

$R =$ Resistencia de la línea a 90º de temperatura y una frecuencia de 50Hz.

$X =$ Reactancia de la línea a una frecuencia de 50Hz.

c) Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito.

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

U = Tensión primaria en KV.

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA

Todos los supuestos se van a realizar teniendo en cuenta la suma de longitudes y potencias de los tramos de las diferentes líneas.

4.12.4 CABLES DE PUESTA A TIERRA Y AUXILIARES.

En la siguiente tabla se recogen las secciones y tipologías de cable empleados tanto para la puesta a tierra como para la alimentación y comunicación de diferentes equipos de la instalación:

CONCEPTO	SECCION	MATERIAL	MODELO
Puesta a tierra	1x50 mm ²	Cu desnudo	VICENTE TORNS DISTRIBUTION
	1x16mm ²	Cu aislado	ACEFLEX RV-K 0,6/1kV
Cableado para la comunicación de cajas de strings	-	FTP - Cat 6 o inalámbrico	DRAKA UC410 S230 U/FTP Cat.6 PE o inalámbrico
Cableado para la comunicación de inversores	Fibra óptica	Fibra óptica	OPTRAL TENAX (DP) o similar



4.12.4.1 Detalle de puesta a tierra línea subterránea de 13,2kV simple circuito.

- Puesta a tierra de cubiertas metálicas.

Se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

- Pantallas.

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, el proyectista deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicada superiores al valor indicado en la ITC-LAT 07, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra o sea inaccesible. Asimismo, también deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto.

En el caso de cables instalados en galería, la instalación de puesta a tierra será única y accesible a lo largo de la galería, y será capaz de soportar la corriente máxima de defecto. Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior, no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la ITC-LA 07.

4.13 PROTECCIONES.

4.13.1 GENERALIDADES.

La instalación proyectada contará con los siguientes elementos de protección:

1. Celdas de media tensión con interruptor automático con intensidad de cortocircuito superior a la indicada en el estudio de protecciones.
2. Interruptor manual de corte en carga como protección en la parte de alterna de la instalación. Lo lleva integrado el propio inversor.
3. Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla (incluido en el inversor).
4. Puesta a tierra de la estructura mediante cable de cobre desnudo, 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.



5. Puesta a tierra de la carcasa del inversor.
6. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
7. Fusible en el generador fotovoltaico, con función seccionadora. Las cajas de string supervisor llevan incorporados fusibles de 25 A en ambos polos. Asimismo, se dispondrán una caja de fusibles y contactores a la entrada de cada inversor para proteger ambos polos, siendo en este caso de intensidad de 350 A.

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

- a) Todos los conductores serán de cobre o aluminio, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5 % en el tramo DC y al 1,5 % en el tramo AC. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado (UNE 21123).
- b) Se realizará una única toma de tierra tanto de la estructura soporte del generador fotovoltaico, como de la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas con la realización de diversas tomas de tierra. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna se conectarán a la misma tierra, siendo ésta independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.
- c) Se utilizarán cables de la sección adecuada en función de las intensidades admisibles y las caídas de tensión mencionadas anteriormente.
- d) Se utilizarán canalizaciones siguiendo la ITC-BT-21, tabla 2 y de tal forma que la superficie del tubo sea 2,5 veces superior a la de la suma de los cables que contiene, para tramos fijos en superficie. Estas canalizaciones deberán cumplir con la norma UNE-EN 50.086, en cuanto a características mínimas.

4.13.2 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE CONTINUA.

4.13.2.1 Cortocircuitos.

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo. El cortocircuito puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor.

Para las personas es peligrosa la realización / eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico, por la variación brusca en la corriente.



4.13.2.2 Sobrecargas.

El inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia si la potencia de entrada es excesiva.

Las cajas de string supervisor llevan incorporados un interruptor seccionador de corte en carga para aislar totalmente la rama (+) y la rama (-) de los paneles del inversor solar. Así se facilitan las tareas de mantenimiento.

Asimismo, los fusibles situados en la caja externa en la entrada del inversor permiten igualmente aislar las ramas para facilitar las tareas de mantenimiento.

4.13.2.3 Contactos directos e indirectos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con llave y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado.

En caso de un primer fallo de aislamiento el inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

4.13.2.4 Sobretensiones.

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada CC del inversor, mediante varistores.

4.13.3 PROTECCIONES DE LA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA.

4.13.3.1 Cortocircuitos y sobrecargas.

La protección de la parte de alterna viene garantizada por las protecciones instaladas en el inversor, en el interior de éste se instalan las protecciones que garantizarán la seguridad de nuestra instalación fotovoltaica en el caso de sobrecargas y cortocircuitos.

La protección contra cortocircuitos, será garantizada mediante la instalación de un interruptor automático cuyo poder de corte será superior a la corriente de cortocircuito resultante del estudio de protecciones.



La protección contra sobrecargas, quedará garantizada mediante los dispositivos instalados en el inversor, en el cual vienen instalados tres protectores de sobrevoltaje:

- Descargador de sobretensiones DG 1000 (FM), nos garantiza la protección de la conexión de potencia AC.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones, cuya finalidad es la protección del Transformador de auxiliares AC.
- Descargador de sobretensiones multipolo, será el dispositivo encargado de garantizarnos la conexión de potencia DC.

4.13.3.2 Protección de la calidad del suministro.

La instalación contará con:

- Celda de media tensión con interruptor automático de la interconexión:

Para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Existirán unos valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión

Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Éste sería el caso que nos ocupa, ya que los inversores Power Electronics tienen estas protecciones incluidas.

- Separación galvánica:

Entre la red y la instalación fotovoltaica, debe existir una separación galvánica. En esta instalación la separación galvánica viene proporcionada por los transformadores que recogen la energía generada por la planta fotovoltaica.

- Funcionamiento en isla:

Los inversores incorporan un sistema de protección que impide el funcionamiento en isla, de tal manera que impide el funcionamiento peligroso para el personal de la compañía eléctrica. Esta protección combina dispositivos activos y pasivos que eliminan los trastornos y la distorsión de red, de acuerdo con la IEC 62116 e IEEE1547.

4.13.4 PUESTA A TIERRA.

Tanto la estructura de los paneles del generador fotovoltaico como la del inversor estarán conectadas a tierra (cable 50 mm²), independiente del neutro de la empresa distribuidora.



Del mismo modo, se dará tierra a todas las cámaras de seguridad que conforman el sistema de seguridad del parque, mediante una pica y sus respectivos rabillos de cable de cobre desnudo de 50mm² a cada una de las cámaras.

4.13.5 FUSIBLES.

Las cajas de string supervisor llevan incorporados fusibles de 25 A en la rama negativa y positiva.

La caja de fusibles ubicada a la entrada de cada inversor, denominada "DU", protegerá los polos positivos y negativos de las ramas que provienen de los cuadros strings. La intensidad será de 350 A. Habrá 1 DU por estación.

4.13.6 PROTECCIONES DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN.

4.13.6.1 Protección contra sobreintensidades.

Los cables estarán debidamente protegidos contra los efectos térmicos y dinámicos que puedan originarse debido a las sobreintensidades que puedan producirse en la instalación.

Para la protección contra sobreintensidades se utilizarán interruptores automáticos colocados en el inicio de las instalaciones que alimenten cables subterráneos. Las características de funcionamiento de dichos elementos de protección corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte el cable subterráneo, teniendo en cuenta las limitaciones propias de éste.

4.13.6.2 Protección contra sobreintensidades de cortocircuito.

La protección contra cortocircuitos por medio de interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal, que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no dañe el cable.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en la Norma UNE 20-435. Podrán admitirse intensidades de cortocircuito mayores a las indicadas en aquellos casos en que el fabricante del cable aporte la documentación justificativa correspondiente.

4.13.6.3 Protección contra sobretensiones.

Los cables aislados deberán estar protegidos contra sobretensiones por medio de dispositivos adecuados, cuando la probabilidad e importancia de las mismas así lo aconsejen.

Para ello, se utilizará, como regla general, pararrayos de óxido metálico, cuyas características estarán en función de las probables intensidades de corriente a tierra que

puedan preverse en caso de sobretensión. Deberán cumplir también en lo referente a la coordinación de aislamiento y puesta a tierra de autoválvulas, lo que establece en las instrucciones MIE-RAT 12 y MIE-RAT 13, respectivamente, del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

En lo referente a protecciones contra sobretensiones será de consideración igualmente las especificaciones establecidas por las normas de obligado cumplimiento UNE-EN 60071-1, UNE-EN 60071-2 y UNE-EN 60099-5.

5 OBRA CIVIL.

5.1 CANALIZACIONES.

5.1.1 GENERALIDADES.

Para el paso de las líneas subterráneas se dispondrá de zanjas con los conductores entubados o directamente enterrados dependiendo del tipo y del tramo. Tanto los conductores de DC tipo String (4-6mm²) como los conductores de media tensión se dispondrán entubados, mientras que los conductores de agrupación que unen los cuadros de DC con los inversores se dispondrán directamente enterrados.

5.1.1.1 *Canalización entubada.*

Estará constituida por tubos plásticos, dispuestos sobre sobre tierras procedentes de la excavación o sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja.

Se evitará, en lo posible, los cambios de dirección de las canalizaciones entubadas respetando los cambios de curvatura indicados por el fabricante de la tubular. En los puntos donde se produzcan, para facilitar la manipulación de los cables se dispondrán arquetas con tapas registrables o no. Con objeto de no sobrepasar las tensiones de tiro indicadas en las normas aplicables a cada tipo de cable en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro en aquellos casos que lo requieran. En la entrada de las arquetas las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad y además debe permitir las operaciones de tendido de los tubos y cumplir con las condiciones de paralelismo, cuando lo haya.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de arena o tierras procedentes de la excavación previamente limpiada de piedras con aristas vivas, sobre la que se depositarán los tubos



dispuestos por planos. A continuación, se colocará otra capa de arena o de tierras procedentes de la excavación con un espesor de al menos 0.10 m sobre el tubo o tubos más cercanos a la superficie y envolviéndolos completamente. Sobre esta capa de arena y a 0,10 m del firme se instalará una cinta de señalización a todo lo largo del trazado del cable las características de las cintas de aviso de cables eléctricos Para el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento, se utilizará todo-uno, zahorra o arena. Después se colocará una capa de tierra vegetal de unos 0,12 m de espesor.

Los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. Al objeto de impedir la entrada del agua, suciedad y material orgánico, los extremos de los tubos deberán estar sellados.

Antes del tendido se eliminará del interior de todos los tubos, la suciedad o tierra garantizándose el paso de los cables mediante mandrilado acorde a la sección interior del tubo o sistema equivalente. Durante el tendido se deberán embocar los tubos en la arqueta correctamente para evitar la entrada de tierra o de hormigón.

5.1.1.2 Instalación directamente enterrada.

El tipo de cable que se utilizará para este tipo de instalación es del tipo Allground, el cual está especialmente diseñado para ser utilizado para este tipo de instalaciones cumpliendo una resistencia de impacto de hasta 35 joules.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de tierras procedentes de la excavación previamente limpiada de piedras con aristas vivas, sobre la que se depositarán los cables dispuestos por planos. A continuación, se colocará otra capa de arena o de tierras procedentes de la excavación con un espesor de al menos 0,10 m sobre el cable o cables más cercanos a la superficie y envolviéndolos completamente. Sobre esta capa de arena y a 0,10 m del firme se instalará una cinta de señalización a todo lo largo del trazado del cable las características de las cintas de aviso de cables eléctricos Para el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento, se utilizará todo-uno, zahorra o arena. Después se colocará una capa de tierra vegetal de unos 0,12 m de espesor. Los cables podrán ir colocados en uno o dos planos.

Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad y además debe permitir las operaciones de tendido de los cables y cumplir con las condiciones de paralelismo, cuando lo haya.

5.1.1.3 Medidas de señalización de seguridad.

Inicialmente se realizará la zanja, después se depositará una capa de 10 cm de tierras procedentes de la excavación, sobre la cual se tenderán los tubos para los conductores y se cubrirán con otra capa de 10cm de material de la propia instalación sobre la que se situará una placa de PVC de protección.

A continuación, se rellenará el resto de zanja mediante material procedente de la propia instalación compactada en capas de 10cm, quedando entre dos de ellas y a una profundidad de 15 cm. bajo la base del firme, una cinta de PVC con inscripción "ATENCIÓN AL CABLE", por cada línea.

5.1.1.4 Puesta a tierra.

El conductor neutro de las redes subterráneas de distribución pública se conectará a tierra en el centro de transformación en la forma prevista en el Reglamento Técnico de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación; fuera del centro de transformación se conectará a tierra en otros puntos de la red, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra, según Reglamento de Baja Tensión.

El neutro se conectará a tierra a lo largo de la red, en todas las cajas generales de protección o en las cajas de seccionamiento o en las cajas generales de protección medida, consistiendo dicha puesta a tierra en una pica, unida al borne del neutro mediante un conductor aislado de 50 mm² de Cu, como mínimo.

El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución.

5.1.2 TUBOS.

La canalización se realizará mediante tubo corrugado de doble capa, con diámetro calculado de tal forma que permitan un fácil alojamiento y extracción de los conductores, asegurándonos que el área ocupada por dichos cables, no supere el 20% de la sección interior del tubo.

Los cables DC desde paneles a cajas de strings serán enterrados en tubos de 63mm², conduciendo cada uno de ellos el cableado de hasta 4strings (8 cables), para más strings de 4 y hasta 10 (entre 10 y 20 cables), se usará tubo de 90 mm², y para más de 10 strings y hasta 15 se usará cable de 110mm². El cable de cajas de strings a inversores, será directamente enterrado.

Los cables de comunicación y alimentación se conducirán enterrados bajo tubos de 63mm² de sección. Los cables del sistema de seguridad serán enterrados en tubos de 63mm² de sección en todo el perímetro, uno para los cables de comunicación y otro para los cables de alimentación. Para unir los tubos perimetrales con las cámaras de seguridad, se usarán tubos de 110mm² de sección.

El cableado de media tensión irá enterrado bajo tubo de 160mm² de sección por su correspondiente zanja de media tensión, colocado a una profundidad mínima de 0,90 m. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito eléctrico. El número de tubos se muestra en el plano correspondiente.

Los tubos serán DECAPLAST o similar.



5.1.3 ARQUETAS.

Se situarán arquetas de 600x600mm en aquellos casos en los que la distancia entre las cajas de string sea superior a los 60m, siempre y cuando estas cajas estén conectadas entre ellas por el cable de comunicaciones FTP. cambios de dirección o cruces.

Para el sistema de seguridad se instalarán arquetas de 350x350mm en las intersecciones de la zanja perimetral con las cámaras de seguridad. Estas arquetas también se instalarán para las comunicaciones a la estrada de las estaciones.

Todas las arquetas serán HIDROSTANK, arquetas de hormigón prefabricadas, o similar.

5.1.4 ZANJAS.

El trazado de los diferentes tipos de zanjas se muestra en el plano 1.3.1 P.G. Planta General. Los detalles de las secciones tipo más desfavorables de cada tipo de zanja se muestran en el plano 2.1 O.C. Detalles zanjas.

5.2 VIALES INTERIORES.

Se construirán viales internos de 3,5 metros de ancho para permitir un acceso adecuado durante las fases de construcción y mantenimiento, con el fin de evitar la generación de polvo y suciedad en el parque. El trabajo para la construcción de estos viales consiste en:

- 1) Limpieza y excavación de la capa de tierra vegetal más superficial, de espesores entorno a 30cm, eliminando la misma de la parcela o parcelas adyacentes.
- 2) Utilización de material granular o similar (en función de los materiales existentes en la capa base del lugar). El material será puesto en obra, extendido y compactado, incluyendo la preparación de una superficie de asiento en capas de máximo 30cm para su compactación.
- 3) Conglomerados, gravilla o similar (dependiendo de los materiales existentes en el área de la capa base) será puesto en obra, extendido y compactado, incluyendo la preparación de la superficie de asiento en capas de máximo 10cm para su compactación. Para la construcción de los viales se hará una primera capa de 5cm y luego otra segunda capa de 5cm al final de la construcción.

Para más detalle ver el documento adjunto III. Planos.

5.3 VALLADO.

Se dispondrá un vallado perimetral cinético.



5.4 ACCESO.

El acceso a la planta fotovoltaica se hará a través de los caminos existentes tal como se muestra en planos.

5.5 SISTEMA DE SEGURIDAD.

Los bienes que se encuentran dentro del recinto a proteger son, principalmente, módulos fotovoltaicos, cable de cobre e inversores.

Si bien el valor de una instalación solar fotovoltaica es muy elevado, los bienes cuya sustracción es factible en un solo robo no suelen suponer un importe muy sustancial. Sin embargo, la baja capacitación necesaria para realizar este tipo de ataques, así como la facilidad y seguridad que les da a cierto tipo de delincuentes la situación aislada de la planta, hace que la frecuencia con la que es posible sufrir un ataque sea suficientemente importante para que la instalación de seguridad constituya una parte fundamental del proyecto fotovoltaico.

El sistema de seguridad será el diseñado por la compañía Microsegur o similar. En apartados posteriores se incluye la memoria de diseño correspondiente.

5.6 BALANCE DE TIERRAS.

Para adecuar la orografía de la parcela a las instalaciones proyectadas, se va a realizar una regularización del terreno con espesores no superiores a 40cm en el interior de la misma, ejecutando en algunas zonas desmontes y en otras, terraplenes, con los siguientes volúmenes aproximados:

- SUPERFICIE AFECTADA: 32.154m²
- VOLUMEN MOVIMIENTO TIERRAS: SUPERFICIE AFECTADA x 0,40m= 12.861m³

No obstante, a lo anterior, cabe destacar que en el interior de la propia parcela se compensarán todos los volúmenes de tierras:

- Parte del teórico excedente es la propia tierra vegetal que se acopiará y se utilizará posteriormente en las revegetaciones que sean pertinentes.
- El excedente de movimientos de tierras se utilizará para la adecuación geomorfológica de la parcela, de modo que no se prevé sacar tierras de la parcela del proyecto a otras ubicaciones, para adecuar la orografía de la parcela a las instalaciones proyectadas



5.7 DRENAJES.

Se realizará un estudio hidrológico del parque, viendo los caudales y velocidades de los posibles cauces que se puedan dar en el interior de la planta, una vez visto este estudio, se diseñarán las cuentas necesarias para la protección de viales, estación y edificios del parque, evitando la erosión de estos y de las estructuras solares del parque.

6 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS.

La ITC-RAT 14, especifica en su apartado 2 “Ámbito de aplicación”, a que instalaciones de Alta Tensión le es de aplicación dicha ITC:

a) Edificios o envolventes prefabricadas o de obra civil, contruidos para alojar las instalaciones eléctricas, que se maniobran desde su interior y que son independientes de cualquier local o edificio destinado a otros usos, aunque puedan tener paredes colindantes con ellos.

b) Edificios o envolventes prefabricadas o de obra civil, contruidos para alojar las instalaciones eléctricas, que se maniobran desde su exterior y que son independientes de cualquier local o edificio destinado a otros usos, aunque puedan tener paredes colindantes con ellos. Estos edificios o envolventes estarán destinados a alojar centros de transformación completos, sólo el transformador de distribución con o sin su cuadro de baja tensión o únicamente la aparamenta de alta tensión.

c) Locales o recintos previstos para alojar en su interior estas instalaciones, situados en el interior de edificios destinados a otros usos.

d) Subestaciones móviles protegidas contra la intemperie por su propia envolvente o por el edificio en la que se ubican.

Los transformadores de la planta solar fotovoltaica se encuentran a la intemperie y no disponen de ninguna envolvente de protección, por lo que no le es de aplicación ITC.RAT 14.

A estos transformadores les será de aplicación la instrucción ITC-RAT 15, apartado 6.1 “Sistemas contra incendios”.

Se deberán adoptar las medidas de protección pasiva y activa que eviten en la medida de lo posible la aparición o la propagación de incendios en las instalaciones eléctricas de alta tensión teniendo en cuenta:

- a) La propagación del incendio a otras partes de la instalación
- b) La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación, por lo que respecta a daños a terceros.
- c) La gravedad de las consecuencias debidas a los posibles cortes de servicio.

Los riesgos de incendio se particularizan principalmente en los transformadores o



reactancias aislados con líquidos combustibles, en los que se tomarán una o varias de las siguientes medidas, según proceda:

- a) Dispositivos de protección rápida que corten la alimentación de todos los arrollamientos del transformador. No es necesario el corte en aquellos arrollamientos que no tengan posibilidad de alimentación de energía eléctrica.
- b) Elección de distancias suficientes para evitar que el fuego se propague a instalaciones próximas a proteger, o colocación de paredes cortafuegos. En nuestro caso los transformadores están alejados de instalaciones a proteger.
- c) En el caso de instalarse juntos varios transformadores, y a fin de evitar el deterioro de uno de ellos por la proyección de aceite u otros materiales al averiarse otro próximo, se instalará una pantalla entre ambos de las dimensiones y resistencia mecánica apropiadas. En nuestro caso los transformadores están separados, por lo que no es necesario la instalación de pantallas.
- d) La construcción de fosas colectoras del líquido aislante.

Las instalaciones deberán disponer de cubas o fosas colectoras. Cuando la instalación disponga de un único transformador la fosa colectora debe tener capacidad para almacenar la totalidad del fluido y si hubiera más de un transformador la fosa debe estar diseñada para recibir, al menos, la totalidad del fluido del transformador más grande. Los transformadores estarán equipados con una cuba de recogida de aceite, cuya capacidad sea mayor que el volumen total de aceite de los transformadores.

Para los transformadores de distribución ubicados en el interior de una envolvente al pie de un apoyo les será de aplicación lo indicado en la ITC-RAT 14. (No es nuestro caso)

e) Instalación de dispositivos de extinción apropiados, cuando las consecuencias del incendio puedan preverse como particularmente graves, tales como la proximidad de los transformadores a inmuebles habitados. No existen inmuebles habitados próximos a los transformadores.

En las instalaciones dotadas de sistemas de extinción de tipo fijo, automático o manual, deberá existir un plano detallado de dicho sistema, así como instrucciones de funcionamiento.

Se adopta un sistema de extinción manual mediante extintores ubicados junto a los transformadores.

Los extintores, si existen, estarán situados de forma racional, según las dimensiones y disposición del recinto que alberga la instalación y sus accesos. Existen extintores instalados en el vallado que protege al transformador.

En la elección de aparatos o equipos extintores móviles o fijos se tendrá en cuenta si van a ser usados en instalaciones en tensión o no, y en el caso de que sólo puedan usarse en instalaciones sin tensión se colocarán los letreros de aviso pertinentes. Los extintores se utilizarán con las instalaciones en tensión.



7 PLANIFICACIÓN

	SEMANA 1							SEMANA 2							SEMANA 3							SEMANA 4							SEMANA 5							SEMANA 6													
	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D
PARQUE SOLAR VIANA SOL (4,89MW)																																																	
FECHA DE INICIO																																																	
OBRA CIVIL																																																	
PREPARACIÓN DEL TERRENO																																																	
CAMINOS																																																	
CIMENTACIONES																																																	
CANALIZACIONES Y REGISTROS																																																	
INSTALACIÓN																																																	
MONTAJE DE ESTRUCTURA SOPORTE																																																	
INSTALACIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS																																																	
INSTALACIÓN CABLEADO DC																																																	
INSTALACIÓN DE INVERSORES, TRAFOS Y CELDAS																																																	
CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA Y MT																																																	
INSTALACIÓN SISTEMA CONTROL Y MONITORIZACIÓN																																																	
PRUEBAS, TEST Y DOCUMENTACIÓN FINAL																																																	
CONEXIÓN EN ST Y PUESTA EN MARCHA (Depende de la Cía.)																																																	

	SEMANA 7							SEMANA 8							SEMANA 9							SEMANA 10							SEMANA 11							SEMANA 12													
	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D
PARQUE SOLAR VIANA SOL (4,89MW)																																																	
FECHA DE INICIO																																																	
OBRA CIVIL																																																	
PREPARACIÓN DEL TERRENO																																																	
CAMINOS																																																	
CIMENTACIONES																																																	
CANALIZACIONES Y REGISTROS																																																	
INSTALACIÓN																																																	
MONTAJE DE ESTRUCTURA SOPORTE																																																	
INSTALACIÓN Y CONEXIONADO DE MÓDULOS																																																	
INSTALACIÓN CABLEADO DC																																																	
INSTALACIÓN DE INVERSORES, TRAFOS Y CELDAS																																																	
CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA Y MT																																																	
INSTALACIÓN SISTEMA CONTROL Y MONITORIZACIÓN																																																	
PRUEBAS, TEST Y DOCUMENTACIÓN FINAL																																																	
CONEXIÓN EN ST Y PUESTA EN MARCHA (Depende de la Cía.)																																																	



8 CONCLUSIÓN

Con la documentación reflejada en este proyecto se pretende dejar perfectamente definidas las instalaciones de interior de la Planta Fotovoltaica que se pretenden ejecutar, así como el cumplimiento de la normativa actual aplicable a estas instalaciones, para que sirva como documento para las tramitaciones pertinentes ante los organismos oficiales.

Valencia, Septiembre de 2022

EL INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL

Fdo. Enrique Benedicto Requena

Colegiado núm. 10.432



ANEJOS A LA MEMORIA.

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



ANEJO 1. Fichas técnicas de los equipos principales.

ANEJO 2. Cálculo energético.

ANEJO 3. Permiso de acceso y conexión.



ANEJO 1. FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJO3KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJO3KMNXAQ2L>

AXOne DUO



Efficiency Synchronized

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática: TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cpp.valencia.gob.es/gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

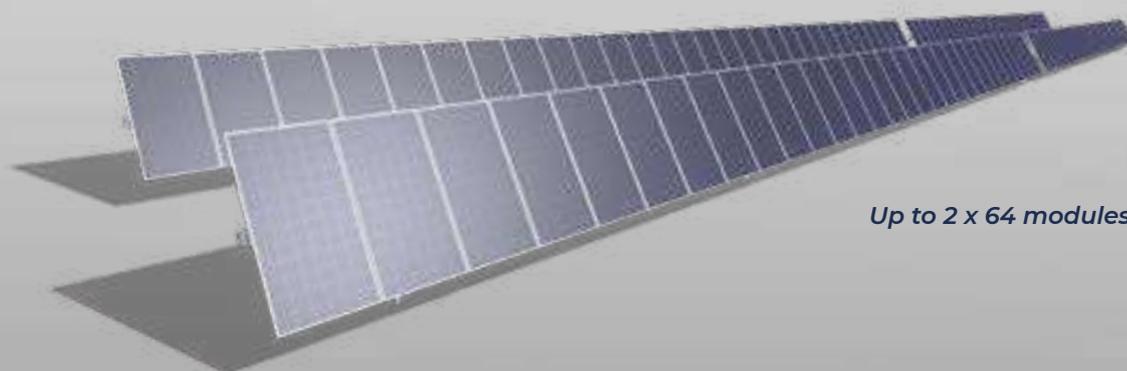


pvhardware.com



STRUCTURAL & MECHANICAL SPECIFICATIONS

Tracker	<i>Horizontal single-axis with central driveline architecture in dual row</i>
Rotational range	<i>+/-60°</i>
Drive	<i>Gear drive arm screw</i>
Motor	<i>DC Motor</i>
Motors per MWp (390 Wp modules)	<i>~ 20</i>
Ground coverage ratio	<i>30-50%, depending on configuration</i>
Modules supported	<i>All market available modules, including thin film</i>
Slope tolerances	<i>N-S: up to 14%, E-W: unlimited</i>
Module configuration	<i>1 module in portrait</i>
Module attachment	<i>Direct mount to panel rail (configurable for clamps)</i>
Structural materials	<i>Magnelis / Hot-dipped galvanized steel per ASTM A123 or ISO 1461</i>
Allowable wind load	<i>Tailored to site specific conditions up to 120 mph/193 kph</i>
Grounding system	<i>Self-grounded via serrated fixation hardware</i>
Storm alarm for high winds	<i>Yes, stow position in up to 5 minutes</i>
Wind speed sensors	<i>Ultrasonic anemometer</i>
Solar tracking method	<i>Astronomical algorithm with GPS input</i>
Controller Electronics	<i>A central control unit per solar plant. Wireless communication with trackers. Redundancy of wireless gateways to guarantee communication</i>
SCADA interface	<i>Modbus TCP or OPC-UA</i>
Communication Protocol	<i>LoRa Wireless</i>
Nighttime stow	<i>Yes, configurable</i>
Backtracking	<i>Yes</i>
In-field manufacturing	<i>No</i>
On-site training and commissioning	<i>Yes, included in tracker supply</i>
Standard warranties	<i>Structure: 10 years. Electromechanical components: 5 years</i>
Certifications	<i>UL3703, IEC 62817</i>
Structural adaptation to local codes	<i>Yes, verified by third-party structural engineers if required</i>



Up to 2 x 64 modules





Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

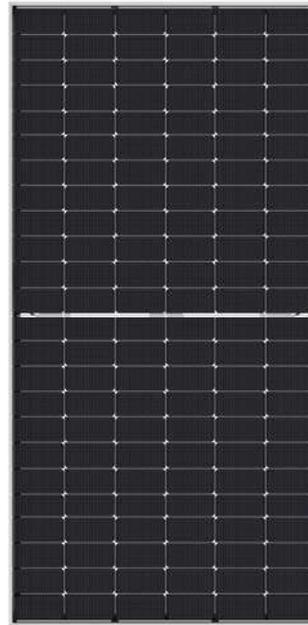
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



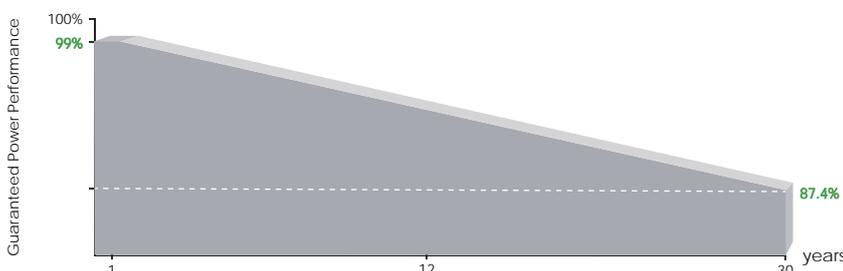
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



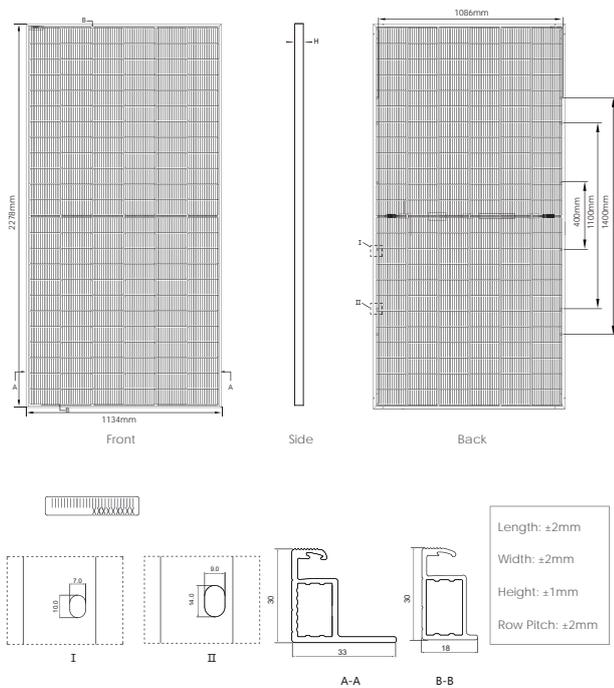
12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

Engineering Drawings



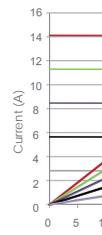
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

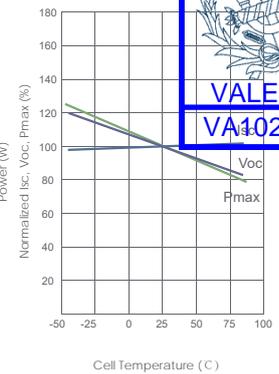
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (560W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
		5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%
5%	Maximum Power (Pmax)	578Wp	633Wp	583Wp	638Wp	588Wp	644Wp	593Wp	650Wp	599Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.36%	24.48%	22.56%	24.71%	22.77%	24.93%	22.97%	25.15%	23.17%	25.37%
15%	Maximum Power (Pmax)	633Wp	688Wp	638Wp	694Wp	644Wp	700Wp	650Wp	706Wp	656Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.48%	26.61%	24.71%	26.86%	24.93%	27.10%	25.15%	27.34%	25.37%	27.58%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

AM=1.5

Wind Speed 1m/s



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREESUN HEMK 615V

	FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES	FS1955K	FS2935K	FS3915K
AC			
AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	1955	2935	3915
AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1815	2725	3635
Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
Operating Grid Voltage (VAC)	615V ±10%		
Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night		
DC			
DC Voltage Range ^[3]	870V - 1500V		
Maximum DC Voltage	1500V		
Number of Inputs	Up to 40		
Max. DC Continuous Current (A) ^[4]	2295	3443	4590
Max. DC Short Circuit Current (A) ^[4]	3470	5205	6940
Number of MPPT (floating systems)	1	1	1, optionally 2 or 4
Number of Freemaq DC/DC ^[4]	Up to 2 (Bus Plus Basic) or 4 (Bus Plus Advanced)		
EFFICIENCY			
Efficiency (Max) (η) (preliminary)	98.76%	98.79%	98.84%
Euroeta (η) (preliminary)	98.38%	98.41%	98.57%
CABINET			
Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2		
Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2		
Weight (lbs)	11465	11795	12125
Weight (kg)	5200	5350	5500
Type of Ventilation	Forced air cooling		
ENVIRONMENT			
Degree of Protection	NEMA 3R / IP55		
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating		
Relative Humidity	4% to 100% non-condensing		
Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)		
Noise Level ^[5]	< 79 dBA		
CONTROL INTERFACE			
Communication Protocol	Modbus TCP		
Power Plant Controller	Optional		
Keyed ON/OFF Switch	Standard		
PROTECTIONS			
Ground Fault Protection	GFDI and isolation monitoring device		
Humidity Control	Active heating		
General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker		
General DC Protection & Disconn.	Fuses, DC switch-disconnectors		
Overvoltage Protection	Type 2 protection for AC and DC (optionally, Type 1+2)		
CERTIFICATIONS & STANDARDS			
Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
Installation	NEC 2020 / IEC		
Utility Interconnect	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB / IEC 62116:2014		

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

[1] Values at 1.00-Vac nom and cosφ=1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations (available for Frame 4).

[5] Readings taken 1 meter away from the unit.



ANEJO 2. CALCULO ENERGÉTICO.

CONTENIDO.

ANEJO 2. CALCULO ENERGÉTICO.	1
1. Irradiación.	3
1.1 Irradiación horizontal Global (Global horizontal Irradiation, GHI).....	3
1.2 Irradiación horizontal Difusa (Diffuse Horizontal Irradiation, DHI).....	4
2. Temperatura ambiente.	5
3. Albedo.	6
Apéndice.....	7
A. Información de las bases de datos de irradiación.	7
B. Informes de Bases de Datos.....	8

1. Irradiación.

1.1 Irradiación horizontal Global (Global horizontal Irradiation, GHI).

La irradiancia horizontal global es una medida de la radiación electromagnética solar total que golpea una superficie en cualquier momento (W / m^2) y está compuesta de irradiancia directa del haz e irradiancia difusa (dispersa). La irradiación es una medida de la cantidad de radiación incidente por m^2 durante un cierto período de tiempo (Wh / m^2). Esta irradiación es la fuente de energía para un proyecto solar y, como tal, es importante que se recopilen suficientes datos para los sitios en cuestión.

Hay varias bases de datos disponibles que usan información de cualquier satélite (junto con otras observaciones y modelos) o mediciones de tierra para estimar los valores promedio de GHI a largo plazo en cualquier ubicación especificada. En el Apéndice A se incluye una descripción de las bases de datos utilizadas en el análisis de irradiación.

Hemos tomado los valores de GHI mensuales, de una serie de bases de datos para su comparación, y estos se pueden ver en las tablas 1 y 2.

	Ghm (kWh/m^2)			Media
	SolarGis Prospect	Meteonorm	PV Gis SARAH-2	
Enero	52,9	48,0	55,5	52,1
Febrero	73,2	69,0	75,4	72,5
Marzo	124,8	119,0	122,0	121,9
Abril	149,0	144,0	149,9	147,6
Mayo	181,5	178,0	180,6	180,0
Junio	200,9	198,0	198,7	199,2
Julio	216,7	211,0	217,6	215,1
Agosto	186,8	180,0	190,5	185,8
Septiembre	137,0	134,0	143,0	138,0
Octubre	94,7	88,0	99,0	93,9
Noviembre	56,2	54,0	59,1	56,4
Diciembre	45,6	41,0	49,5	45,4
	1519,3	1464	1541	1508,0

Tabla 1. Irradiación horizontal global mensual (GHI) de varias bases de datos.

Base de datos	Periodo de las medidas	Ghm (kWh/m^2)
SolarGis Prospect	1994-2018	1519,3
Meteonorm	1991-2010	1464
PV Gis SARAH-2	2005-2020	1541
Media	-	1508,0

Tabla 2. Irradiación horizontal global anual (GHI) de varias bases de datos.

Para la continuación de nuestra evaluación de la irradiación, se ha seleccionado el valor medio de **1508 kWh / m^2 / año**.

1.2 Irradiación horizontal Difusa (Diffuse Horizontal Irradiation, DHI).

La irradiancia horizontal difusa es una medida de la radiación electromagnética solar de dispersión que golpea una superficie en cualquier momento (W / m^2)

Hay varias bases de datos disponibles que usan información de cualquier satélite (junto con otras observaciones y modelos) o mediciones de tierra para estimar los valores promedio de DHI a largo plazo en cualquier ubicación especificada. En el Apéndice A se incluye una descripción de las bases de datos utilizadas en el análisis de irradiación.

Hemos tomado los valores DHI de una serie de bases de datos para su comparación, y estos se pueden ver en las tablas 3 y 4.

	Dhm (kWh/m^2)			
	SolarGis Prospect	Meteonorm	PV Gis SARA-2	Media
Enero	25,4	21,0	27,0	24,5
Febrero	32,5	33,0	33,4	33,0
Marzo	49,5	47,0	51,5	49,3
Abril	61,4	65,0	63,1	63,2
Mayo	74,2	80,0	75,3	76,5
Junio	74,4	82,0	74,1	76,8
Julio	70,2	73,0	68,9	70,7
Agosto	66,3	67,0	62,6	65,3
Septiembre	53,9	56,0	52,4	54,1
Octubre	40,1	46,0	40,6	42,2
Noviembre	27,0	26,0	28,8	27,3
Diciembre	22,4	22,0	24,0	22,8
	597,3	618	602	605,7

Tabla 3. Irradiación horizontal difusa mensual (DHI) de varias bases de datos.

Base de datos	Periodo de las medidas	Dhm (kWh/m^2)
SolarGis Prospect	1994-2018	597,3
Meteonorm	1991-2010	618
PV Gis SARA-2	2005-2020	602
Media	-	605,7

Tabla 4. Irradiación horizontal difusa anual (DHI) de varias bases de datos.

Para la continuación de nuestra evaluación de la irradiación, se ha seleccionado el valor medio de **605,7 kWh / m² / año**.

2. Temperatura ambiente.

La temperatura ambiente es la medida de la temperatura del aire en cualquier momento (°C). Hemos tomado valores de una serie de bases de datos para la comparación y estos se pueden ver en la Tabla 5 y 6.

	Tª (°C)			
	SolarGis Prospect	Meteonorm	PV Gis SARA-2	Media
Enero	6,2	5,7	4,3	5,4
Febrero	7,1	6,8	4,8	6,2
Marzo	9,6	9,8	7,5	9,0
Abril	11,7	11,8	10,4	11,3
Mayo	15,1	15,7	13,7	14,8
Junio	18,8	20,5	17,6	19,0
Julio	21,0	21,7	20,0	20,9
Agosto	21,2	21,5	20,0	20,9
Septiembre	18,2	18,3	17,3	17,9
Octubre	14,5	14,5	13,2	14,1
Noviembre	9,3	9,1	7,7	8,7
Diciembre	6,5	5,8	4,9	5,7
	13,3	13,4	11,8	12,8

Tabla 5. Temperatura ambiente mensual (T_a) de varias bases de datos.

Base de datos	Periodo de las medidas	Tª (°C)
SolarGis Prospect	1994-2018	13,27
Meteonorm	1991-2010	13,43
PV Gis SARA-2	2005-2020	11,77
Media	-	12,8

Tabla 6. Temperatura ambiente anual (T_a) de varias bases de datos.

Para la continuación de nuestra evaluación de la irradiación, se ha seleccionado el valor medio de **12,8°C**.

3. Albedo.

El albedo es el porcentaje de radiación que refleja cualquier superficie con respecto a la radiación que incide sobre ella. Este es uno de los parámetros más determinantes cuando calculamos producciones con sistemas bifaciales.

Al ser un dato meteorológico, el albedo se puede consultar desde bases de datos satelitales. Después de evaluar la NASA y SolarGIS Prospect, hemos decidido utilizar SolarGIS Prospect como la base de datos de la que obtendremos los valores de albedo. En Prospect, los datos se obtienen con el satélite MODIS.

SolarGIS Prospect proporciona 2 soluciones para datos de albedo de superficie:

- Promedios mensuales de largo plazo.
- Series de tiempo.

Usaremos promedios mensuales a largo plazo, siendo la cobertura de tiempo de 2006 a 2015.

Albedo	
Media	
Enero	0,2
Febrero	0,2
Marzo	0,2
Abril	0,2
Mayo	0,2
Junio	0,2
Julio	0,2
Agosto	0,2
Septiembre	0,2
Octubre	0,2
Noviembre	0,2
Diciembre	0,2
0,2	

Base de datos	Periodo de las medidas	Albedo
SolarGis Prospect	2006-2015	0,19
Media	-	0,2

Apéndice.

A. Información de las bases de datos de irradiación.

Solaer revisa con frecuencia las actualizaciones de bases de datos disponibles en el mercado y considera que los siguientes conjuntos de datos son los más aplicables a un análisis de irradiación detallado para este sitio. De hecho, otras bases de datos pueden no abarcar un período que sea lo suficientemente largo como para ser considerado representativo, puede estar desactualizado, tener una resolución espacial deficiente o mostrar resultados poco realistas.

Base de datos	Descripción.
<p>Meteonorm</p>	<p>Meteonorm combina datos terrestres y satelitales para el período 1991-2010 de una base de datos de aproximadamente 8.325 estaciones meteorológicas y 5 satélites geoestacionarios con datos globales de radiación y temperatura. Cuando no se dispone de mediciones de radiación a más de 200 km (o 50 km en Europa) de la ubicación seleccionada, se utiliza la información satelital. Si el sitio más cercano está a más de 30 km (o 10 km en Europa), se utiliza una combinación de información terrestre y satelital. En Europa la resolución espacial está entre 2-3 km y 8 km para el resto del mundo. La incertidumbre de las medidas en tierra oscila entre el 2% y el 10%.</p>
<p>SolarGIS Prospect</p>	<p>Los modelos de irradiación solar de última generación como Solargis utilizan los datos de entrada más modernos (satélites y atmosféricos), que son sistemáticamente controlados y validados. Los datos y modelos de entrada están integrados y adaptados regionalmente para funcionar de manera confiable en una amplia gama de condiciones geográficas. Solargis utiliza en sus algoritmos, los datos de entrada más avanzados. Como resultado, los datos satelitales aseguran una muy alta cobertura temporal (más del 99% en la mayoría de las regiones). El paso de tiempo principal de los parámetros del recurso solar es de 15 minutos para el área satelital MSG, 30 minutos para el área satelital MFG y MTSAT, y 30 minutos (y parcialmente hasta 3 horas) para el área satelital GOES. Los parámetros atmosféricos (aerosoles y vapor de agua) representan datos diarios. La resolución espacial de los datos Meteosat, GOES y MTSAT considerados en el esquema de cálculo es de aproximadamente 3 km en el punto subsatelital. Los resultados del modelo se vuelven a muestrear en una cuadrícula regular de 2 minutos de arco (aprox. 4x4 km) en el sistema de coordenadas geográficas WGS84. La resolución espacial de los productos de datos se mejora hasta un arco de 3 segundos (que son unos 90 metros en el ecuador, menos hacia los polos)</p>
<p>PVGIS SARAH-2</p>	<p>El nuevo producto de radiación solar CMSAF SARAH-2.1 [1] (PVGIS-SARAH2) se ha agregado a PVGIS con datos de 2005 a 2020. SARAH-2 es el sucesor del registro de datos de radiación de superficie SARAH-1, que corresponde a PVGIS-SARAH en PVGIS 5.1. Se recomienda encarecidamente a los usuarios que utilicen el nuevo PVGIS-SARAH2 en lugar de PVGIS-SARAH, ya que es un producto mejor y más actualizado. Además, PVGIS-SARAH se eliminará en el futuro.</p>



B. Informes de Bases de Datos.

1. SolarGis Prospect.
2. Meteonorm.
3. PVGis SARA-2.

Viana Sol

Nombre del sitio

42.5

Latitud [°N]

-2.34

Longitud [°E]

467

Altitud [msnm]

IV, 1

Región climática



Estándar

Modelo irradiancia

2000–2009

Periodo de temperatura

Estándar

Modelo temperatura

1991–2010

Periodo de radiación

Perez

Modelo irrad. incl.

Información adicional

Incertidumbre de valores anuales: Gh = 4%, Bn = 8%, Ta = 0,5 °C

Tendencia de gh / década: 0,0%

Variabilidad de gh / año: 4,0%

Sitios de radiación interpolados: Logrono/Agoncillo (1995-2010, 6 km), VITORIA (53 km), San Sebastian/Igueld (92 km), BILBAO/SONDICA (101 km), Zaragoza Airp. (143 km) (Parte de los datos de satélite: 17%)

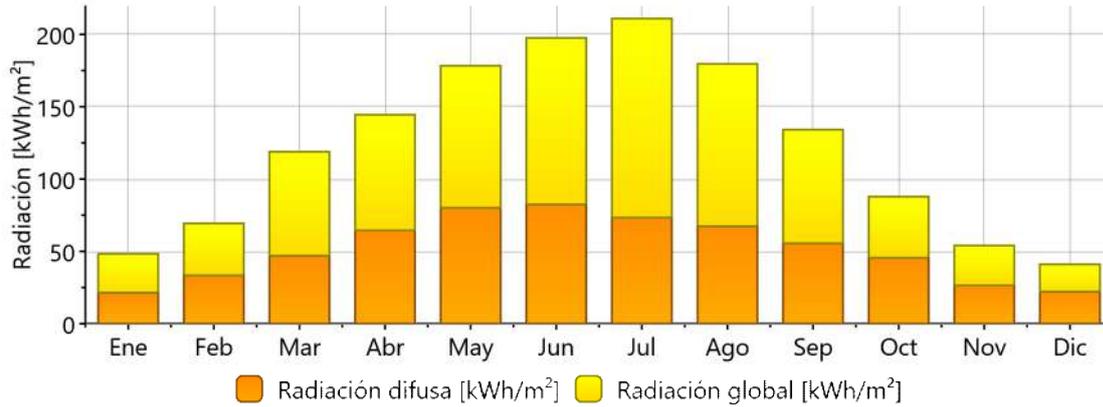
Temperature interpolation locations: Logrono/Agoncillo (6 km), VITORIA (53 km), PAMPLONA/NOAIN (65 km), San Sebastian/Igueld (92 km)

P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 95%, 105%

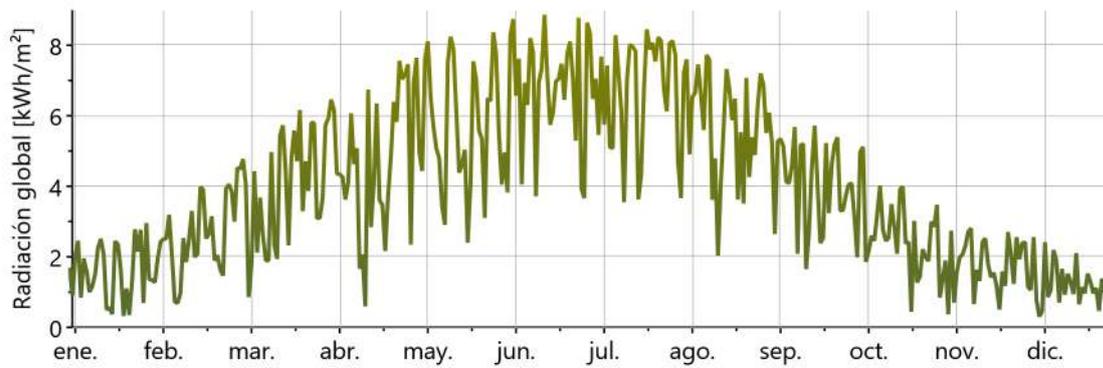
Mes	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[°C]
Enero	48	21	80	5,7
Febrero	69	33	82	6,8
Marzo	119	47	139	9,8
Abril	144	65	132	11,8
Mayo	178	80	155	15,7
Junio	198	82	179	20,5
Julio	211	73	212	21,7
Agosto	180	67	179	21,5
Setiembre	134	56	140	18,3
Octubre	88	46	90	14,5
Noviembre	54	26	74	9,1
Diciembre	41	22	60	5,8
Año	1462	620	1523	13,4

H_Gh: Irradiacion global horizontal
H_Dh: Irradiacion difusa horizontal
H_Bn: Irradiacion de la radiacion directa normal
Ta: Temperatura del aire

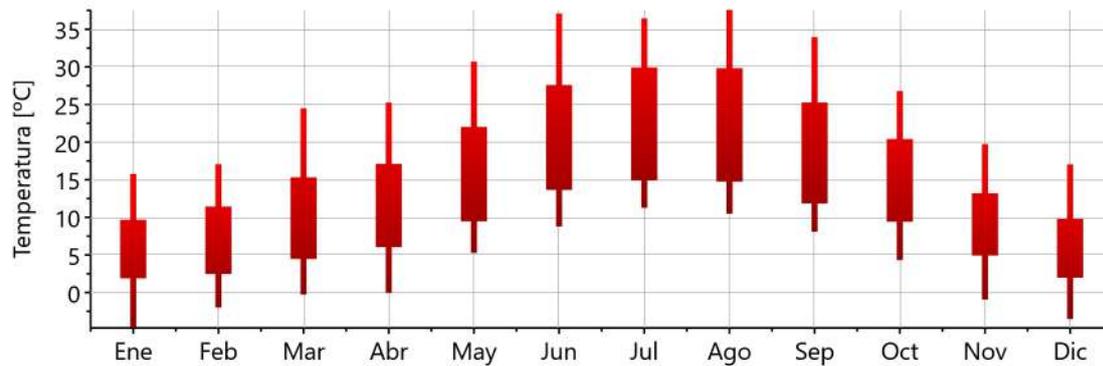
Radiación mensual



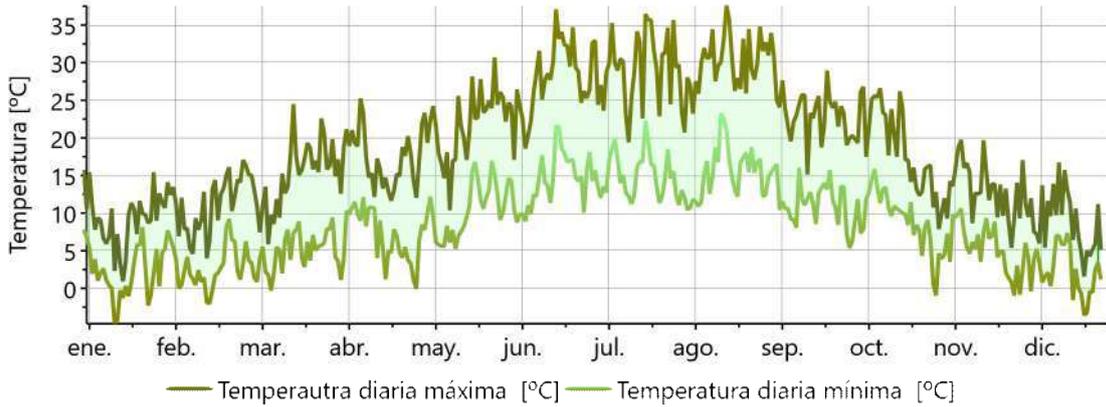
Radiación global diaria



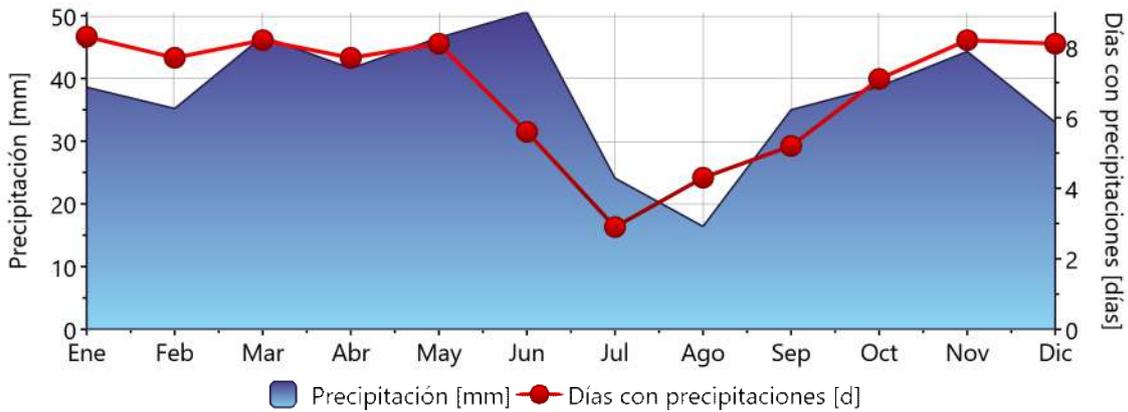
Temperatura mensual



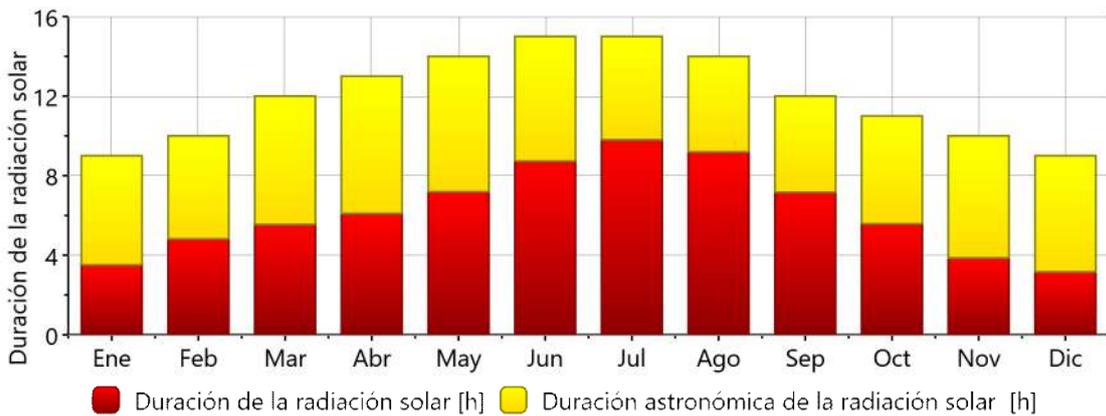
Temperatura diaria



Precipitación



Duración de la insolación



Report generated on

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

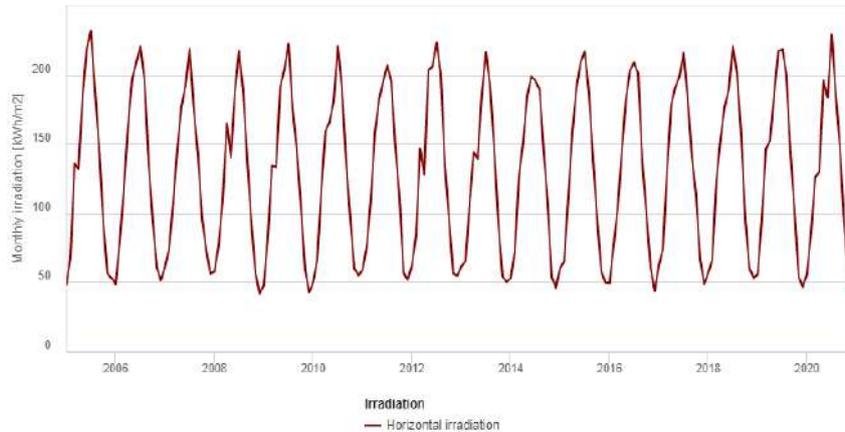
Provided inputs

Latitude/Longitude: 42.500,-2.340
 Horizon: None
 Database used: PVGIS-SARAH2
 Start year: 2005
 End year: 2020

Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: Yes
 Direct Normal Irradiation: No
 Global irradiation optimum angle: No
 Global irradiation at angle °: No
 Diffuse/global ratio: Yes
 Average temperature: Yes

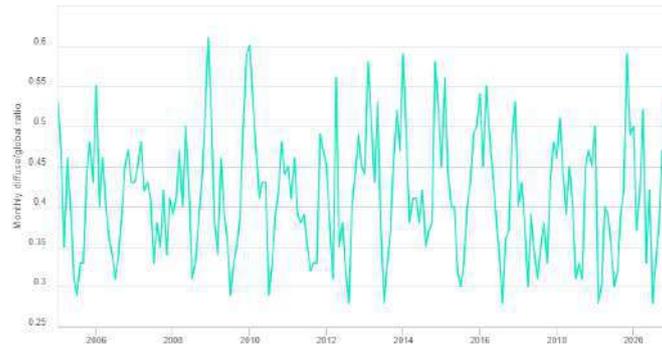
Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	48.5	48.61	60.75	57.67	47.73	50.14	58.85	61.8	61.43	52.88	60.02	49.28	61.88	56.37	55.6	55.71
February	67.78	79.18	73.69	76.36	82.96	65.74	75.61	83.35	65.14	72.34	64.77	76.83	74.3	66.18	95.42	86
March	135.59	117.42	107.43	109.68	134.32	116.06	109.73	146.58	106.9	126.66	111	104.24	130.91	123.14	146.27	126
April	131.87	162.89	145.86	165.11	133.36	159.1	158.36	128.01	144.08	151.03	158.69	145.29	178.36	153.5	152.55	129.68
May	184.27	197.16	176.97	140.46	191.37	166.05	182.4	203.25	139.51	184.78	190.97	183.31	191.15	176.92	185.88	195.67
June	218.88	208.77	192.39	187.19	203.86	180.68	195.4	206.4	186.21	198.91	209.02	203.35	198.84	189.31	217.13	183.51
July	231.89	220.49	218.96	217.39	222.1	220.65	206.85	223.21	216.04	195.67	216.79	208.6	215.74	220.57	218.53	228.8
August	188.77	196.3	174.71	189.03	175.35	190.05	195.14	200.51	192.33	189.29	187.27	201.09	182.39	200.83	199.5	185.16
September	147.46	136.01	142.51	139.13	145.61	137.56	147.58	134.43	146.73	144.18	139.35	137.2	141.07	157.27	144	147.33
October	93.73	93.86	96.32	93.08	104.82	96.54	111.94	96.01	92.86	106.41	96.18	99.38	113.28	95.92	101.4	91.7
November	56.28	60.82	73.57	56.56	59.32	59.97	56.7	56.25	54.33	53.63	57.9	60.76	66.67	60.12	53.81	58.86
December	52.99	51.3	55.87	41.66	42.77	54.74	51.49	54.71	50.15	46.07	49.57	43.56	48.68	53.07	46.66	48.05

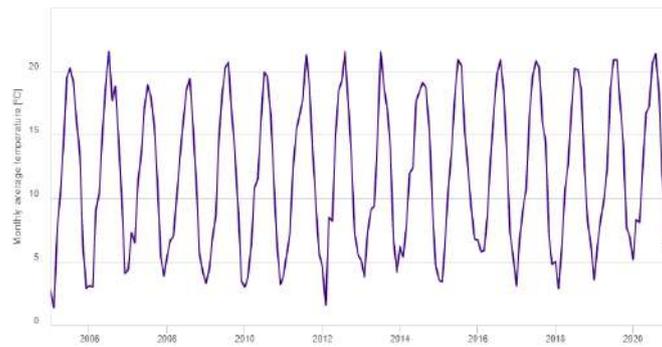
Monthly average diffuse to global ratio



Diffuse/global ratio

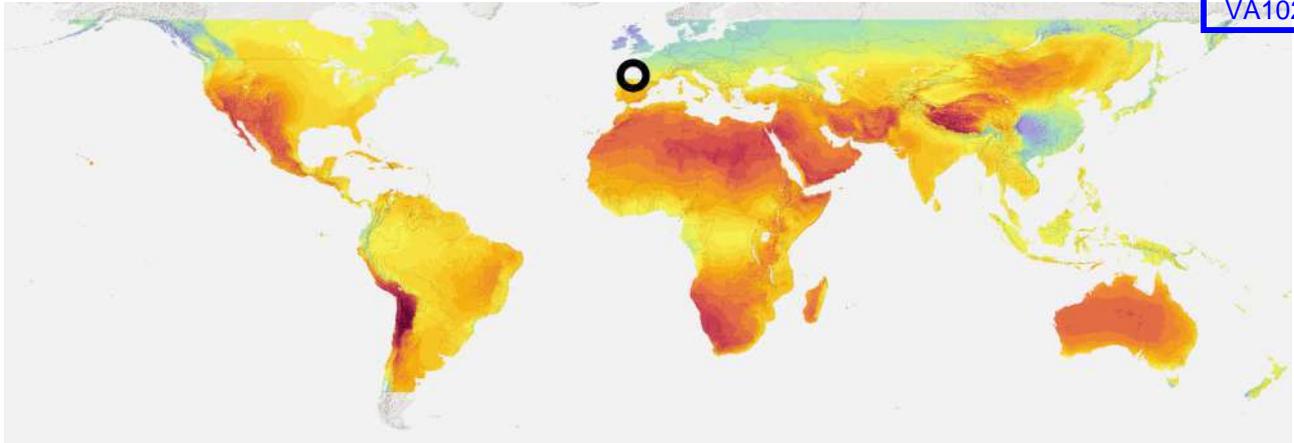
Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	0.53	0.55	0.43	0.39	0.51	0.6	0.45	0.45	0.44	0.59	0.45	0.54	0.4	0.46	0.5	0.52
February	0.47	0.4	0.45	0.41	0.38	0.53	0.41	0.38	0.58	0.48	0.56	0.45	0.43	0.51	0.28	0.4
March	0.35	0.46	0.48	0.47	0.34	0.47	0.46	0.31	0.51	0.38	0.44	0.55	0.38	0.44	0.3	0.4
April	0.46	0.4	0.42	0.4	0.46	0.41	0.39	0.56	0.43	0.41	0.4	0.49	0.3	0.39	0.4	0.4
May	0.4	0.36	0.43	0.5	0.39	0.43	0.38	0.35	0.53	0.41	0.4	0.44	0.39	0.45	0.39	0.4
June	0.31	0.34	0.41	0.42	0.36	0.43	0.39	0.38	0.37	0.38	0.32	0.39	0.34	0.4	0.35	0.4
July	0.29	0.31	0.33	0.31	0.29	0.29	0.35	0.32	0.28	0.42	0.3	0.34	0.31	0.31	0.3	0.3
August	0.33	0.34	0.38	0.33	0.33	0.33	0.32	0.28	0.33	0.35	0.33	0.28	0.35	0.33	0.32	0.3
September	0.33	0.39	0.35	0.38	0.35	0.39	0.33	0.4	0.37	0.37	0.4	0.36	0.38	0.31	0.39	0.3
October	0.44	0.45	0.42	0.43	0.39	0.42	0.33	0.44	0.46	0.38	0.43	0.37	0.33	0.45	0.42	0.4
November	0.48	0.47	0.34	0.51	0.5	0.48	0.49	0.49	0.52	0.58	0.49	0.48	0.43	0.47	0.59	0.4
December	0.43	0.43	0.41	0.61	0.59	0.44	0.47	0.45	0.47	0.52	0.5	0.53	0.48	0.45	0.49	0.4

Monthly average temperature



Monthly average temperature

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	2.7	3.1	4.4	5.5	3.3	3	3.9	4.6	5.1	6.2	3.6	6.7	3.1	5	3.6	5.2
February	1.4	3	7.3	6.7	4.4	3.8	5.6	1.6	3.8	5.4	3.4	5.8	6.8	2.9	6.3	8.1
March	7.6	9.1	6.5	7	6.8	6.3	7.3	8.5	7.4	8	7	5.9	9.2	6.4	8.3	8.1
April	10.3	10.4	11.2	10.2	8.6	10.8	12.6	8.2	9.1	12	11.1	8.8	10.7	10.7	9.9	12.3
May	14.2	15	13.5	13.2	14.6	11.5	15.4	14.7	9.4	12.4	14.1	13.2	16.6	12.7	12.3	16.4
June	19.5	19	17.1	16.1	18.3	15.9	16.6	18.4	14.6	17.7	18.3	17	19.6	17.1	18.7	17.2
July	20.2	21.5	18.9	18.5	20.3	19.9	17.9	19.2	21.5	18.4	20.9	19.8	20.8	20.2	20.9	20.9
August	19.2	17.7	18	19.4	20.7	19.6	21.3	21.5	18.8	19.1	20.4	20.9	20.3	20.1	20.9	21.3
September	16.2	18.8	15.7	15.9	16.6	16.5	18.9	17.5	17.1	18.7	15.3	18.5	15.9	18.6	17.5	18.3
October	13.5	14.9	11.4	11.2	13.6	11.4	13.6	13.1	13.9	15.6	12.3	13.3	14.5	12.3	14.5	12
November	6.3	9.8	5.4	5.7	9	6.1	9.5	7.2	6.5	9.3	9.3	7.2	7	8.2	7.7	9.1
December	2.9	4.1	3.9	4.2	3.5	3.2	5.6	5.6	4.2	4.7	6.8	5.4	4.8	6.2	7	5.9



Preliminary assessment of site solar irradiance

Project: Viana (Spain)

Geographical coordinates	42.500132°,-002.33957° (42°30'00", -002°20'22")
Report number	SG-P-30338-220722-122321
Report generated	07/22/2022
Generated by	Solargis
Customer	ECOSOLAR INST. ENERGETICAS RENOVABLES S.L (Spain)



Contents

1	Overview	1
2	Project info	2
3	Solar and meteo: Monthly statistics	4
4	Solar and meteo: Daily statistics	8
5	Acronyms and glossary	11
6	Metadata	13
7	Disclaimer and legal information	14

1 Overview

Table 1.1: Yearly average

Global horizontal irradiation	GHI	1519.3 kWh/m ²
Direct normal irradiation	DNI	1591.3 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	597.4 kWh/m ²
Air temperature	TEMP	13.3 °C

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



2 Project info

Project name	Viana
Address	Viana, Navarre, Spain
Geographical coordinates	42.500132°,-002.33957° (42°30'00", -002°20'22")
Time zone	UTC+01, Europe/Madrid [CET], Daylight saving time not considered
Elevation	470 m
Land cover	Cropland, rainfed
Population density	51 inh./km ²
Terrain azimuth	quasi flat
Terrain slope	2°
Location on the map	https://apps.solargis.com/prospect/map? c=42.500132,-2.33957,10&s=42.500132,-2.33957

Figure 2.1: Project location



Figure 2.2: Detailed map view

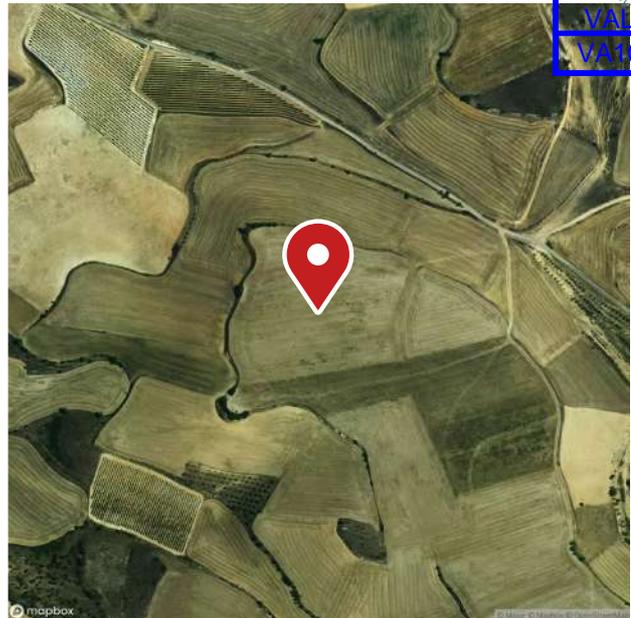


Figure 2.3: Project horizon and sunpath

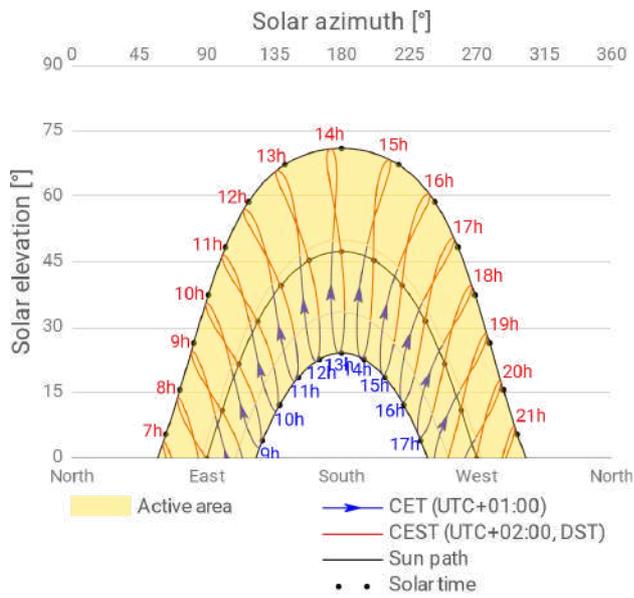
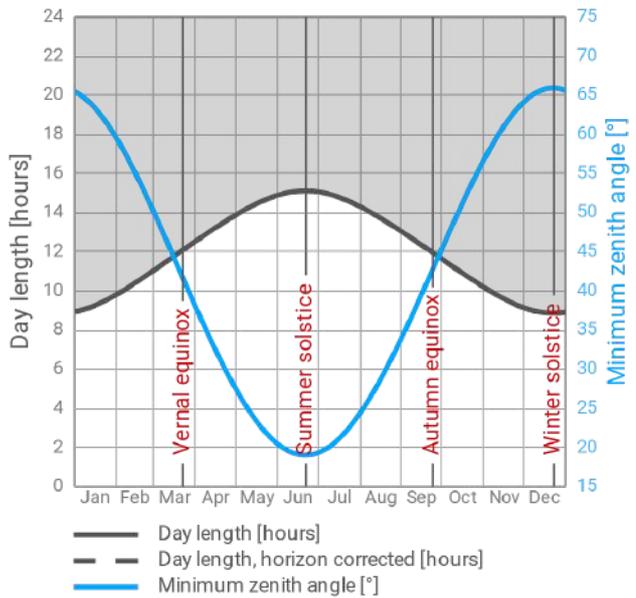


Figure 2.4: Day length and solar zenith angle



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



3 Solar and meteo: Monthly statistics

The most important project-specific meteorological parameter that determines solar electricity production is solar radiation, which fuels a PV power system. Power production is also influenced by air temperature. Other meteorological parameters also affect the performance, availability and ageing of a PV system.

Table 3.1: Solar radiation and meteorological parameters

Month	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	GTI opta kWh/m ²	TEMP °C	WS m/s	CDD degree days	HDD degree days
Jan	52.9	80.3	25.4	0.481	90.9	6.2	2.8	0	385
Feb	73.2	94.4	32.5	0.444	110.3	7.1	2.9	0	227
Mar	124.8	138.0	49.5	0.397	161.7	9.6	3.0	0	270
Apr	149.0	138.7	61.4	0.412	165.0	11.7	2.9	0	213
May	181.5	157.1	74.2	0.409	179.9	15.1	2.7	19	115
Jun	200.9	179.7	74.4	0.370	190.0	18.8	2.6	64	41
Jul	216.7	209.9	70.2	0.324	210.7	21.0	2.6	108	27
Aug	186.8	182.6	66.3	0.355	200.3	21.2	2.5	114	29
Sep	137.0	142.8	53.9	0.393	167.0	18.2	2.4	60	33
Oct	94.7	114.6	40.1	0.423	135.2	14.5	2.5	11	148
Nov	56.2	78.9	27.0	0.481	91.7	9.3	2.8	0	305
Dec	45.6	74.3	22.4	0.492	82.3	6.5	2.6	0	329
Yearly	1519.3	1591.3	597.4	0.393	1785.2	13.3	2.7	400	2118

Table 3.2: Other meteorological parameters

Month	ALB	RH %	PWAT kg/m ²	PREC mm	SNOWD days
Jan	0.16	82	11	90	0
Feb	0.17	77	10	77	0
Mar	0.20	72	11	82	0
Apr	0.20	71	13	98	occasional
May	0.21	69	16	78	0
Jun	0.21	67	20	55	0
Jul	0.22	65	22	36	0
Aug	0.22	64	23	30	0
Sep	0.21	68	20	58	0
Oct	0.19	73	17	80	0
Nov	0.17	80	13	103	0
Dec	0.16	82	11	92	0
Yearly	0.20	72	16	879	2

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Figure 3.1: Global + diffuse horizontal irradiation

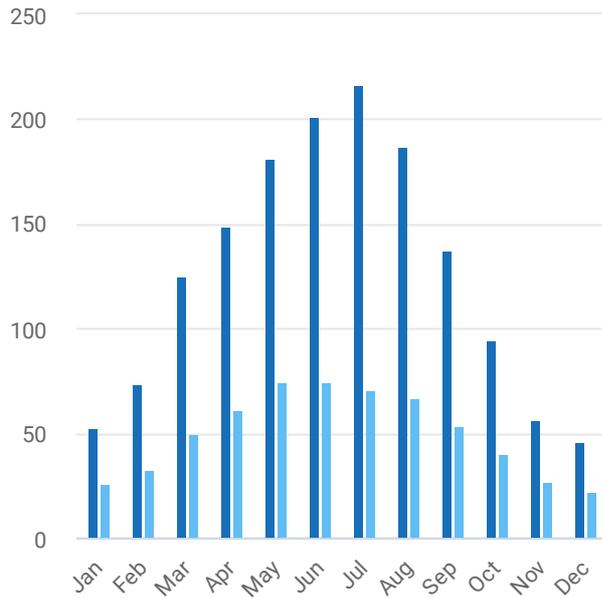


Figure 3.2: Direct normal irradiation

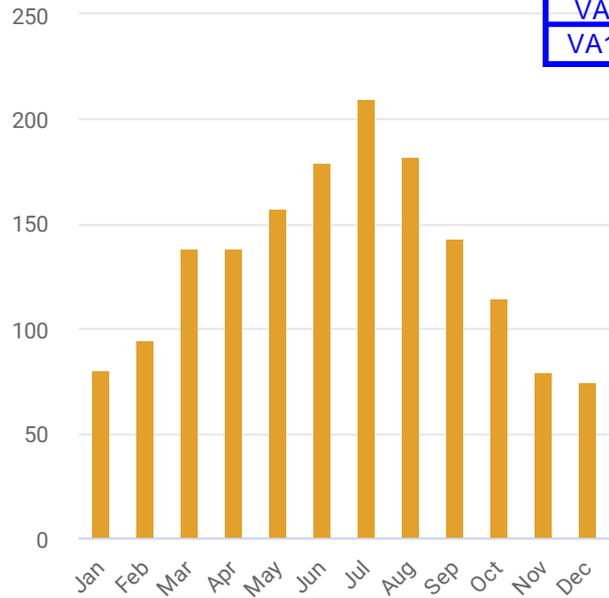


Figure 3.3: Ratio of diffuse to global irradiation

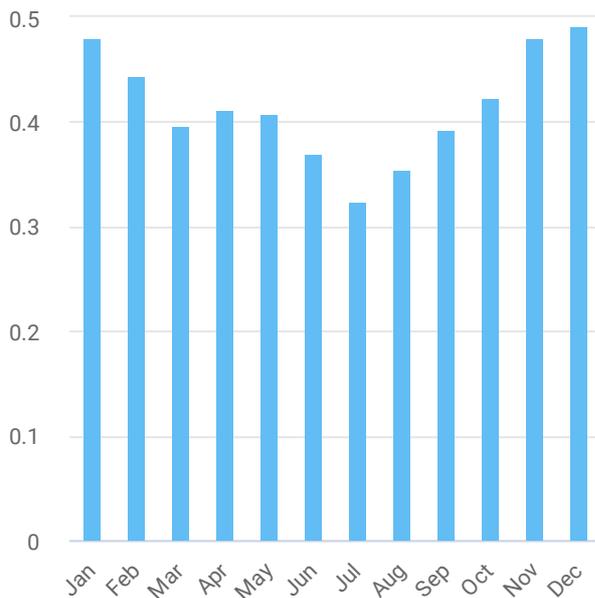
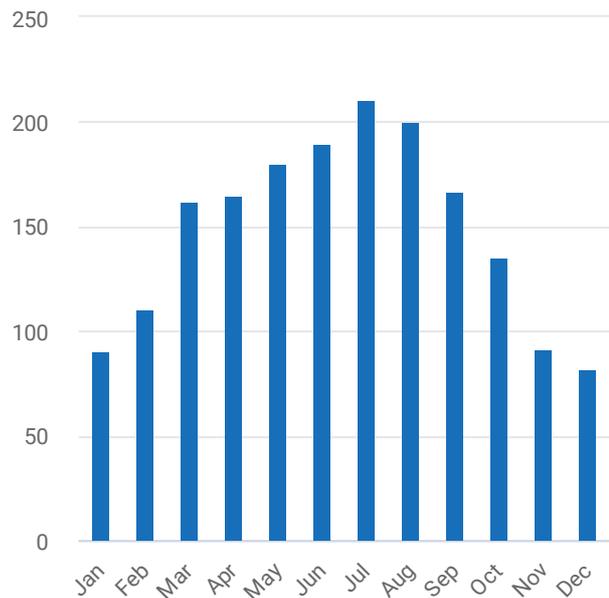


Figure 3.4: Global tilted irradiation at optimum angle



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Figure 3.5: Air temperature

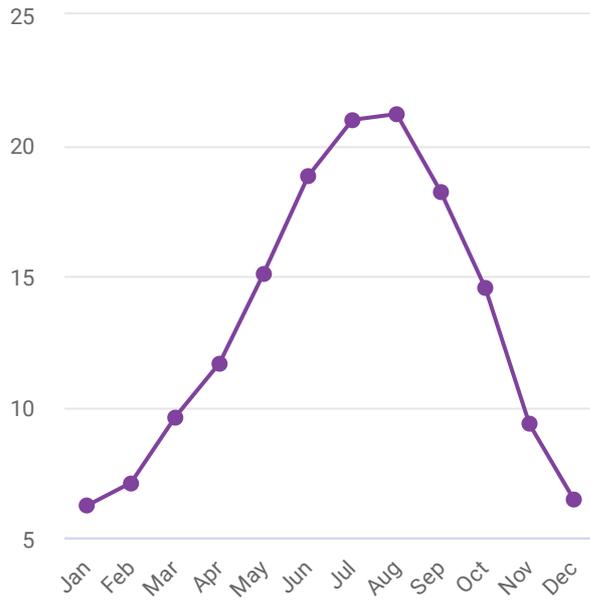


Figure 3.6: Surface albedo

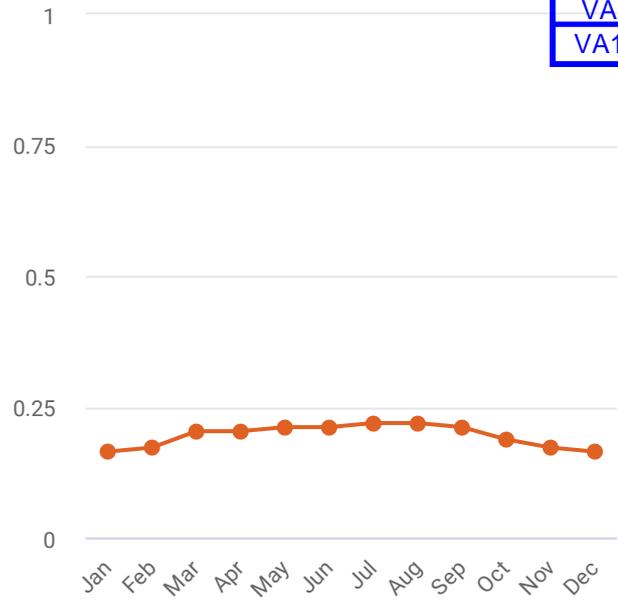


Figure 3.7: Wind speed

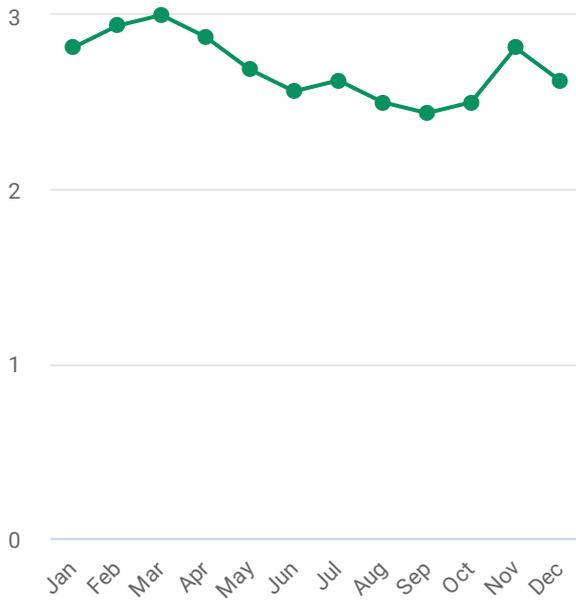
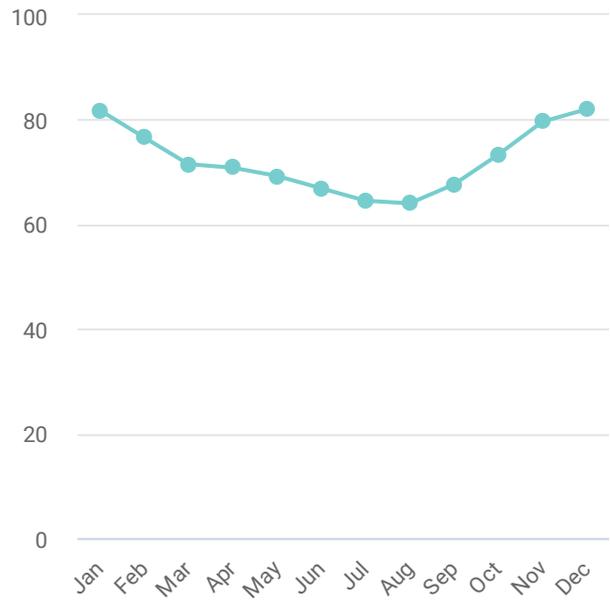


Figure 3.8: Relative humidity



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Figure 3.9: Precipitation (rainfall)

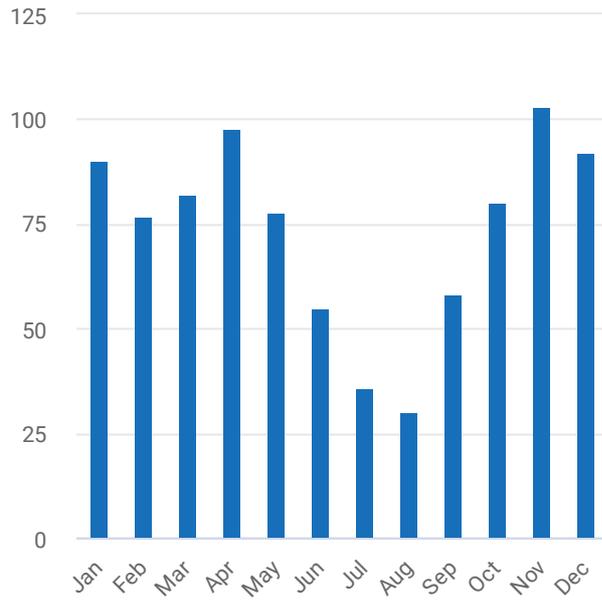


Figure 3.10: Precipitable water

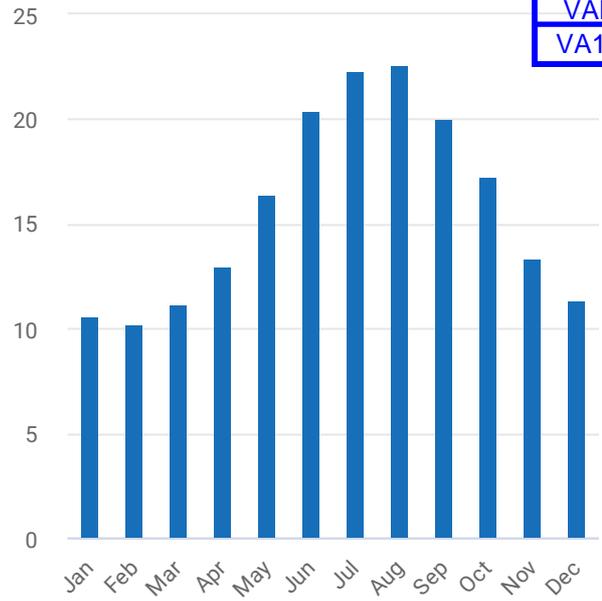
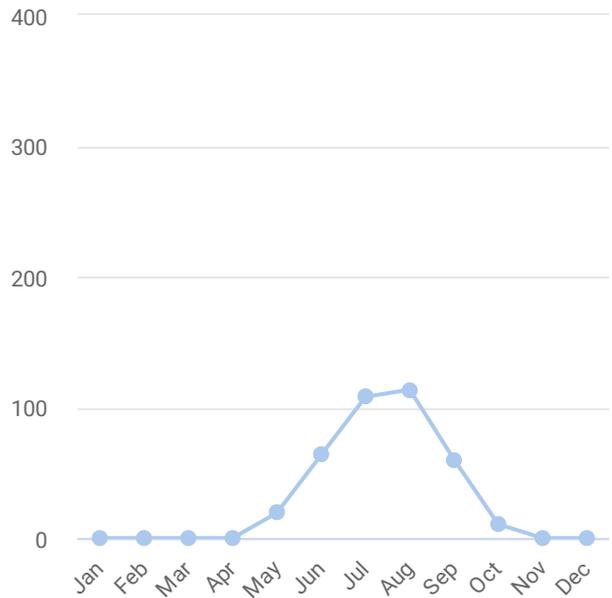


Figure 3.11: Snow days



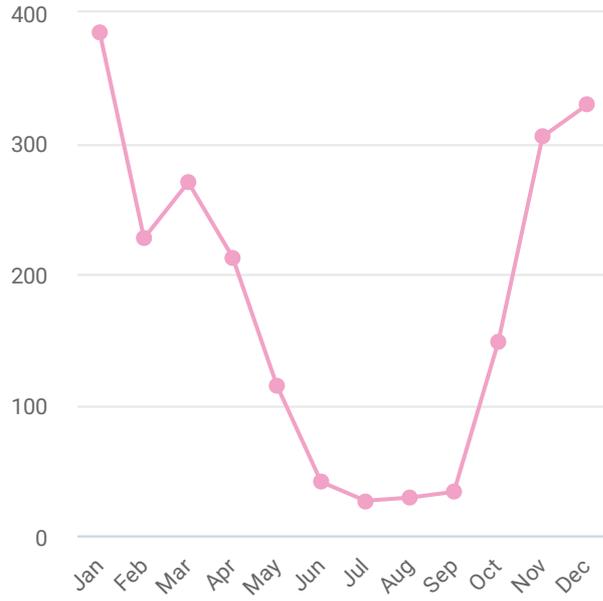
Figure 3.12: Cooling degree days



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Figure 3.13: Heating degree days

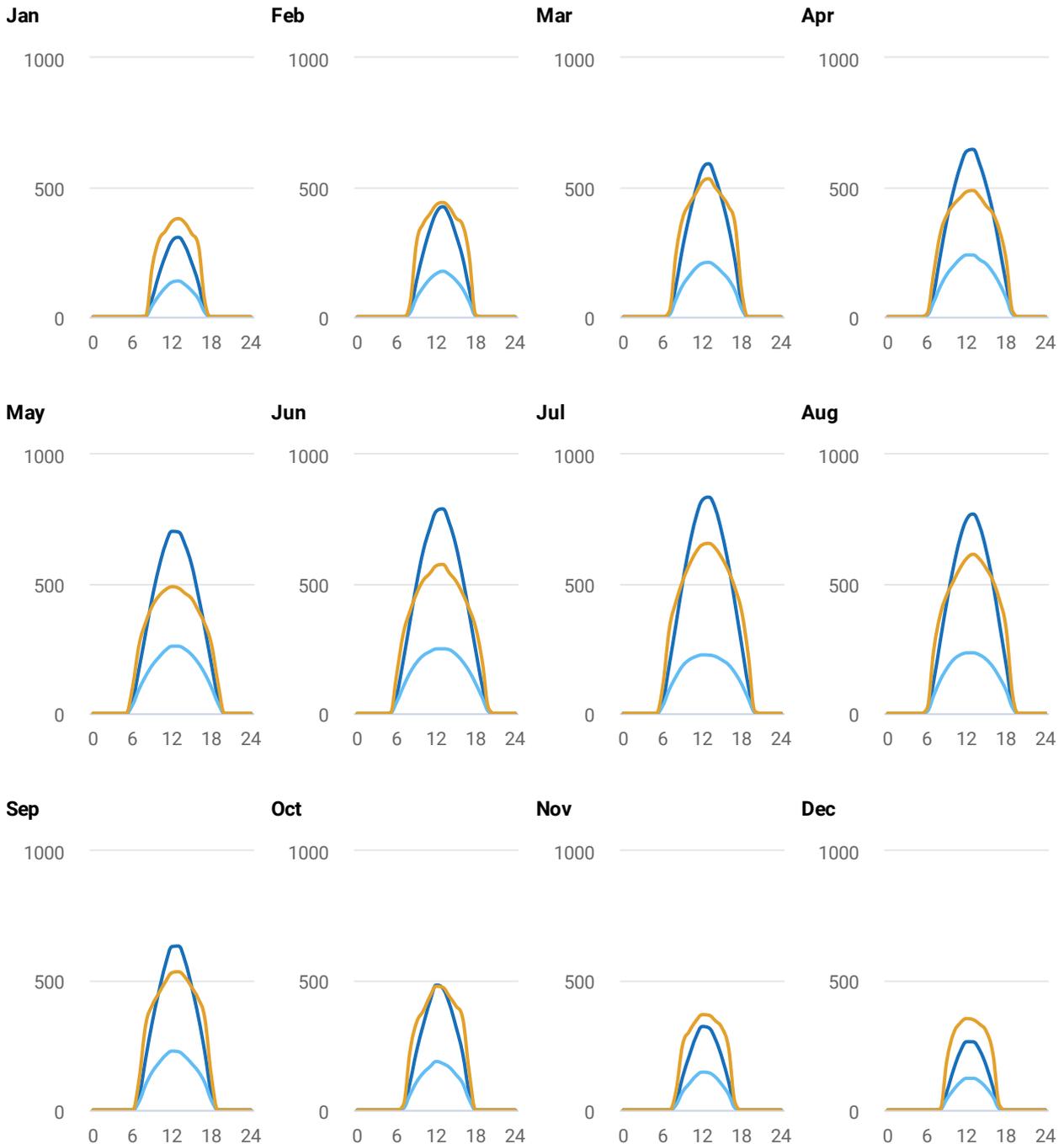




4 Solar and meteo: Daily statistics

Solar radiation profiles below are calculated as an average of all hourly data for each month. The profiles give an indication of changing patterns of GHI per day, separately for each month. These patterns are driven by local geography, astronomy and climate of the site.

Figure 4.1: GHI, DNI, DIF - daily averages



● GHI [Wh/m²] ● DIF [Wh/m²] ● DNI [Wh/m²]

UTC+01, Europe/Madrid [CET], Daylight saving time not considered

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Table 4.1: Global horizontal irradiation - hourly averages [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	0	2	0	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	6	47	72	46	9	0	-	-	-
7 - 8	-	-	10	91	174	207	190	124	51	8	0	-
8 - 9	2	21	121	235	310	355	344	280	199	106	27	3
9 - 10	72	140	265	373	448	501	504	431	339	227	127	70
10 - 11	161	246	386	486	562	626	642	565	456	327	207	154
11 - 12	235	335	490	578	652	713	754	676	561	416	280	223
12 - 13	292	402	570	639	703	781	823	749	631	482	322	263
13 - 14	307	425	591	647	701	790	835	770	633	469	317	263
14 - 15	273	389	535	589	651	734	790	723	575	409	273	230
15 - 16	209	315	451	507	573	647	695	628	476	321	201	170
16 - 17	132	229	346	403	456	525	572	502	361	220	110	88
17 - 18	24	108	213	270	328	387	421	347	222	69	10	6
18 - 19	-	4	49	131	190	243	263	190	60	1	-	-
19 - 20	-	-	0	12	60	105	106	33	1	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	0	8	5	0	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sum	1707	2615	4027	4967	5855	6696	6990	6026	4565	3055	1873	1471

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Table 4.2: Direct normal irradiation - hourly averages [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	12	101	155	107	20	0	-	-	-
7 - 8	-	-	21	170	265	310	328	243	119	19	-	-
8 - 9	4	51	243	320	351	395	431	381	328	227	73	5
9 - 10	193	287	379	393	414	463	511	458	405	338	251	191
10 - 11	296	359	435	432	453	513	572	511	450	382	303	295
11 - 12	331	396	476	459	477	540	621	561	495	437	343	335
12 - 13	368	432	521	483	489	570	651	598	530	478	368	353
13 - 14	379	441	533	488	484	575	657	615	534	473	366	349
14 - 15	362	422	498	463	464	542	638	595	513	438	344	331
15 - 16	321	381	466	428	443	511	599	559	474	401	316	303
16 - 17	278	355	426	399	397	463	550	513	429	357	239	218
17 - 18	59	236	355	333	345	404	482	438	354	149	26	18
18 - 19	-	8	99	222	268	331	392	330	130	-	-	-
19 - 20	-	-	-	21	117	200	224	70	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	17	8	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sum	2590	3370	4453	4624	5068	5989	6770	5892	4760	3698	2628	2397

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



5 Acronyms and glossary

Table 5.1: Acronyms and glossary

Acronym	Full name	Unit	Explanation
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation
D2G	Ratio of diffuse to global irradiation		Ratio of diffuse horizontal irradiation and global horizontal irradiation (DIF/GHI)
GTI opta	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input
GHI season	GHI seasonality		Ratio of maximum and minimum monthly averages of global horizontal irradiation (GHI_month_max/GHI_month_min)
DNI season	DNI seasonality		Ratio of maximum and minimum monthly averages of direct normal irradiation (DNI_month_max/DNI_month_min)
ALB	Surface albedo		Fraction of solar irradiance reflected by surface. Ratio of upwelling to downwelling (GHI) radiative fluxes at the surface
GTI theoretical	Global tilted irradiation (theoretical)	kWh/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation without consideration of terrain shading
TEMP	Air temperature	°C	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground
WS	Wind speed	m/s	Average yearly, monthly and daily wind speed at 10 m above ground
RH	Relative humidity	%	Average yearly or monthly relative humidity at 2 m above ground
PWAT	Precipitable water	kg/m ²	Precipitable water is the depth of water vapour in a column of the atmosphere, if all the water in that column were precipitated as rain. It indicates the amount of moisture above ground
PREC	Precipitation (rainfall)	mm	Average yearly and monthly sums of precipitation
SNOWD	Snow days	days	Snow days are calculated as days with snow water depth equivalent to or higher than 5 mm

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Acronym	Full name	Unit	Explanation
CDD	Cooling degree days	degree days	Quantifies energy demand needed to cool a building. "Cooling degree days" are a measure of how much (in degrees), and for how long (in days), outside air temperature was higher than a specific base daily average temperature (18°C). Yearly and monthly values are aggregated from daily values
HDD	Heating degree days	degree days	Quantifies energy demand needed to heat a building. "Heating degree days" are a measure of how much (in degrees), and for how long (in days), outside air temperature was lower than a specific base daily average temperature (18°C). Yearly and monthly values are aggregated from daily values

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
 Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

6 Metadata

This report is based on high-resolution solar and meteorological database developed and operated by Solargis. The data parameters presented in this report are computed by Solargis models and algorithms. The data used as inputs to the models come from different sources. The data characteristics are explained below.

Time step: Monthly and yearly long-term statistics
 The estimations assume a year having 365 days
 Solargis Prospect database version 1.2

Parameter	Source of data inputs (Organisation)	Time representation	Solargis method	Last updated
ELE	SRTM v4.1 (CGIAR CSI),Viewfinder Panoramas (Jonathan de Ferranti BA),GEBCO_2014 Grid (GEBCO)		Data merging, cleaning, processing	2019-02-01
PVOUT_csi	GHI, DNI, TEMP, OPTA, ALBEDO, ELE (Solargis)	1994 - 2021	PV simulation model	2022-01-25
GHI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2021	Solar model	2022-01-25
DNI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2021	Solar model	2022-01-25
DIF	GHI DNI (Solargis)	1994 - 2021	Solar model	2022-01-25
D2G	GHI, DNI (Solargis)	1994 - 2021	Solar model	2022-01-25
GTI_opta	GHI DNI ALB HORIZON (Solargis)	1994 - 2021	Solar model	2022-01-25
OPTA	GHI, DNI, ALBEDO (Solargis)	1994 - 2021	PV simulation model	2022-01-22
GHI_season	GHI (Solargis)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-25
DNI_season	DNI (Solargis)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-25
ALB	Modis MCD43GF (NASA and LP DAAC),ERA5 (ECMWF)	2006 - 2015	Data merging, cleaning, processing	2019-03-01
TEMP	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
WS	ERA (ECMWF)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
RH	ERA (ECMWF)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
PWAT	ERA (ECMWF)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
PREC	GPCC database (DWD)	1891 - 2018	Data processing	2018-06-01
SNOWD	ERA (ECMWF)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
CDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-25
HDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2021	Data processing	2022-01-20
POPUL	GPW v4, UN WPP-Adjusted Population Density, v4.11, year 2020 (CIESIN)		Data processing	2022-02-09
LANDC	C3S global land cover (LC) maps at 300m, v2.1.1 (ESA CCI)		Post-processing	2022-02-09
SLO	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01
AZI	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01

Documentation

Data uncertainty <https://solargis.com/docs/accuracy-and-comparisons/combined-uncertainty/>
 Methodology <https://solargis.com/docs/methodology/solar-radiation-modeling/>
 PV energy simulation <https://solargis.com/docs/methodology/pv-energy-modeling/>



7 Disclaimer and legal information

Considering the uncertainty of data and calculations, Solargis s.r.o. does not guarantee the accuracy of estimates. The maximum possible has been done for the assessment of weather parameters and preliminary assessment of the photovoltaic electricity production based on the best available data, software and knowledge. Solargis s.r.o. shall not be liable for any direct, incidental, consequential, indirect or punitive damages arising or alleged to have arisen out of use of the provided report.

This report shows solar power estimation in the start-up phase and over the entire lifetime of a PV system. The estimates are accurate enough for preliminary project assessment. For large projects planning and financing, more information is needed: 1. Statistical distribution and uncertainty of solar radiation 2. Detailed specification of a PV system 3. Inter-annual variability and P90 uncertainty of PV production 4. Lifetime energy production considering performance degradation of PV components.

More information about full PV yield assessment can be found at:
<https://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/overview/>

This report is copyright to © 2022 Solargis s.r.o., all rights reserved.
Solargis® is a trade mark of Solargis s.r.o.

See full text of GENERAL CONTRACTUAL TERMS TO THE PAID SERVICES at:
<https://solargis.com/legal/general-contractual-terms/>

Validation of authenticity

This PDF report is electronically signed by Solargis s.r.o..

Service provider

Solargis s.r.o., Bottova 2A, 811 09 Bratislava, Slovakia
Registration ID: 45 354 766
VAT ID: SK2022962766
Telephone: +421 2 4319 1708
Email: contact@solargis.com
URL: solargis.com



PRODUCCIÓN ESTIMADA: PVSYST

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

PRODUCCIÓN ESTIMADA

El cálculo de la energía producida se ha realizado con el programa **PV-SYST**. Esta herramienta permite el estudio, la simulación y el análisis de datos de los sistemas fotovoltaicos.

A continuación, se aporta informe de la energía promedio anual generada, obtenida con el software PVSYST 7.2.17 y partiendo de la media de bases de datos explicada en apartados anteriores, de la que resulta una producción específica de:

Viana Sol: 1.819kWh/kWp/año y una producción neta de 11GWh/año.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim 4,5MW

Trackers single array, with backtracking

System power: 5853 kWp

Viana Sol - Spain



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Viana Sol		Latitude	42.50 °N	Albedo	0.20
Spain		Longitude	-2.34 °W		
		Altitude	0 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
Viana Sol					
Solargisprospect+Meteonorm+PVgisSarah - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Astronomic calculation		Linear shadings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated			
Axis azimuth 0 °					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	10360 units	Inverters		2 units	
Pnom total	5853 kWp	Nb. of units		4890 kWac	
		Pnom total		4500 kWac	
		Grid power limit		1.301	
		Grid lim. Pnom ratio			
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	11 GWh/year	Specific production	1819 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.27 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	1
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



General parameters

Grid-Connected System

Trackers single array, with backtracking

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 36 units
Single array

Sizes

Tracker Spacing 6.50 m
Collector width 2.28 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 35.0 %
Phi min / max. +/- 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits +/- 69.4 °
Backtracking pitch 6.50 m
Backtracking width 2.28 m

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Average Height 2.1 °

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m
Tracker width 2.28 m
GCR 35.0 %
Axis height above ground 1.73 m

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 80 %
Rear shading factor 9.9 %
Rear mismatch loss 5.4 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.21	0.19	0.17	0.16	0.19

Grid power limitation

Active Power 4500 kWac
Pnom ratio 1.301

PV Array Characteristics

Array #1 - PV Array

PV module

Manufacturer Jinkosolar
Model JKM565N-72HL4-BDV
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 565 Wp
Number of PV modules 6216 units
Nominal (STC) 3512 kWp
Modules 222 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3250 kWp
U mpp 1079 V
I mpp 3012 A

Inverter

Manufacturer Power Electronics
Model FS2935K_615V_20210528_Preliminary
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 2935 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 2935 kWac
Operating voltage 870-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.20

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



PV Array Characteristics

Array #2 - Sub-array #2

PV module

Manufacturer Jinkosolar
Model JKM565N-72HL4-BDV
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 565 Wp
Number of PV modules 4144 units
Nominal (STC) 2341 kWp
Modules 148 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2167 kWp
U mpp 1079 V
I mpp 2008 A

Total PV power

Nominal (STC) 5853 kWp
Total 10360 modules
Module area 26762 m²
Cell area 24630 m²

Inverter

Manufacturer Power Electronics
Model FS1955K_615V_20210625_Preliminary
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 1955 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 1955 kWac
Operating voltage 870-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.20

Total inverter power

Total power 4890 kWac
Number of inverters 2 units
Pnom ratio 1.20

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.6 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.6 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.989	0.971	0.931	0.737	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 3.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - PV Array

Global array res. 5.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2

Global array res. 8.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss

constant (fans) 3.10 kW
0.0 kW from Power thresh.

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitivalencia-gestion.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 615 Vac tri
Loss Fraction 0.06 % at STC

Inverter: FS2935K_615V_20210528_Preliminary

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 2500 mm²
Wires length 15 m

Inverter: FS1955K_615V_20210625_Preliminary

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 1500 mm²
Wires length 0 m

MV line up to Injection

MV Voltage 13.2 kV
Average each inverter
Wires Copper 3 x 70 mm²
Length 1798 m
Loss Fraction 0.80 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 13.2 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 5773 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 2.89 kW/Inv.
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.31 mΩ/inv.
Loss Fraction 1.00 % at STC

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



Horizon definition

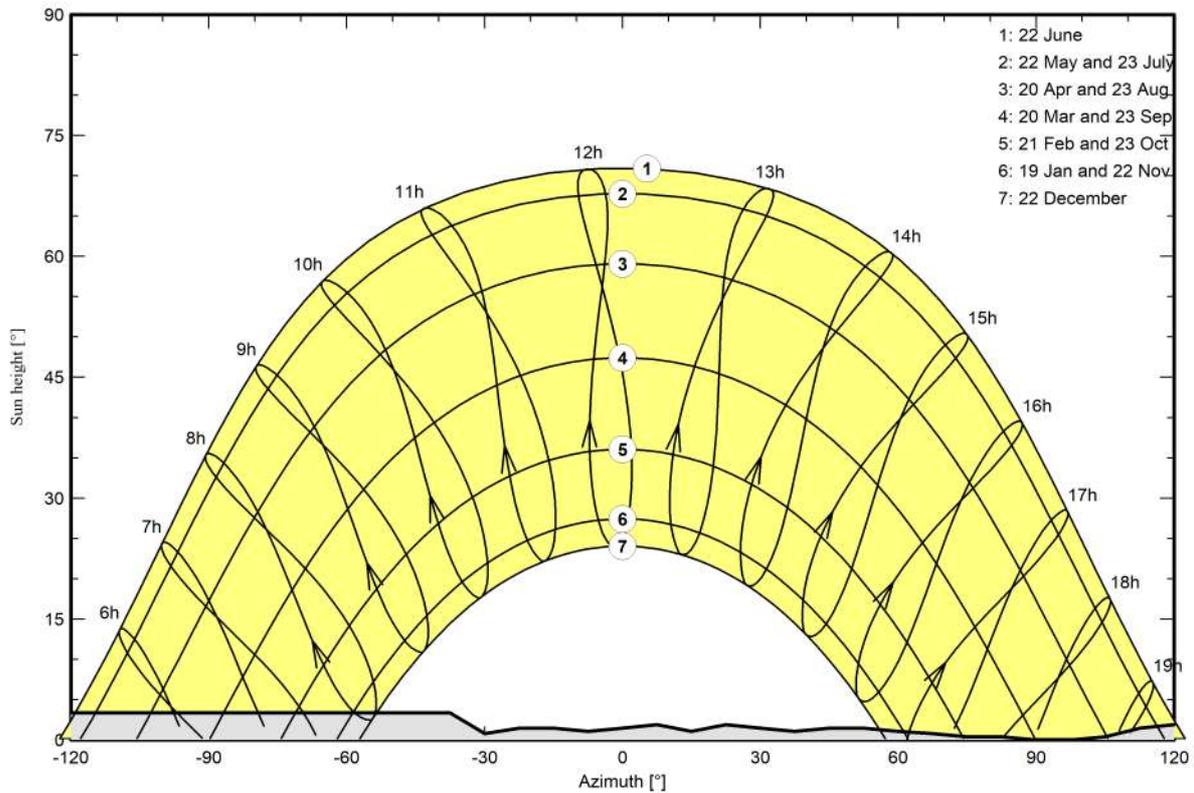
Horizon from PVGIS website API, Lat=42°30'0", Long=-2°20'24', Alt=0m

Average Height	2.1 °	Albedo Factor	0.95
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-38	-30	-23	-15	-8	0	8
Height [°]	2.7	2.3	1.9	1.9	3.4	3.4	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.9
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	1.1	1.9	1.5	1.1	1.5	1.5	1.1	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	0.4	1.5	1.9	2.3	1.9	2.3	1.9	1.9	2.3	2.3	2.7	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

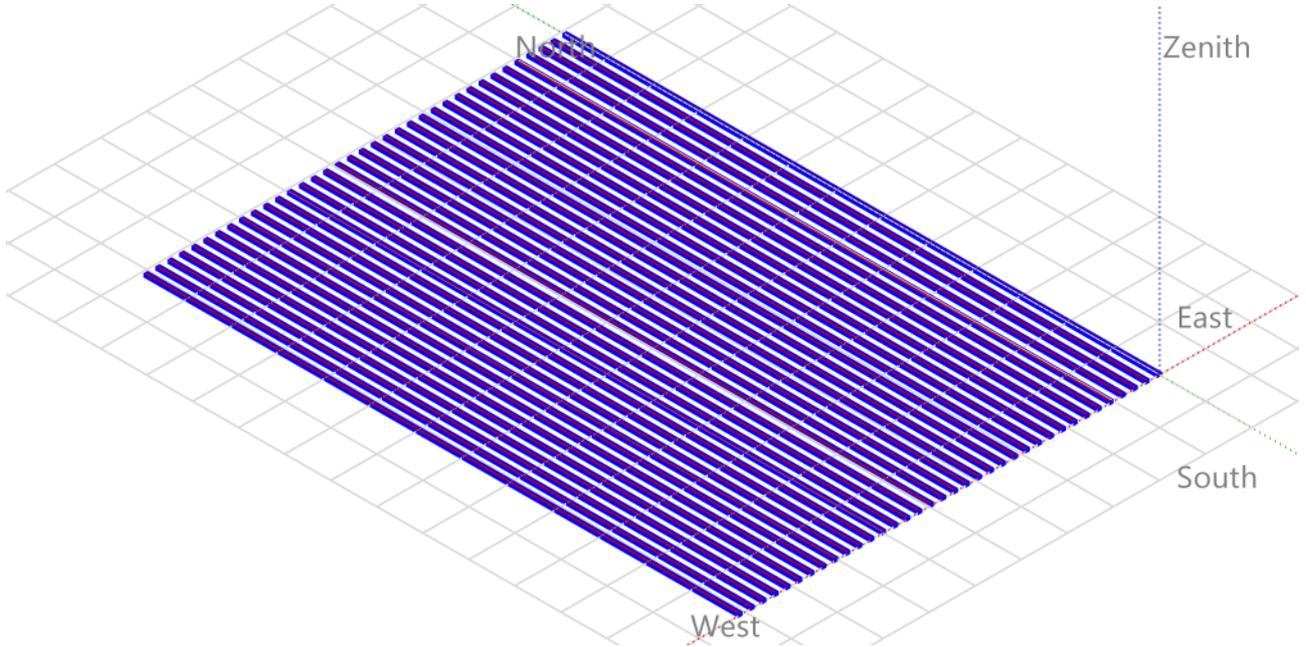
VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)



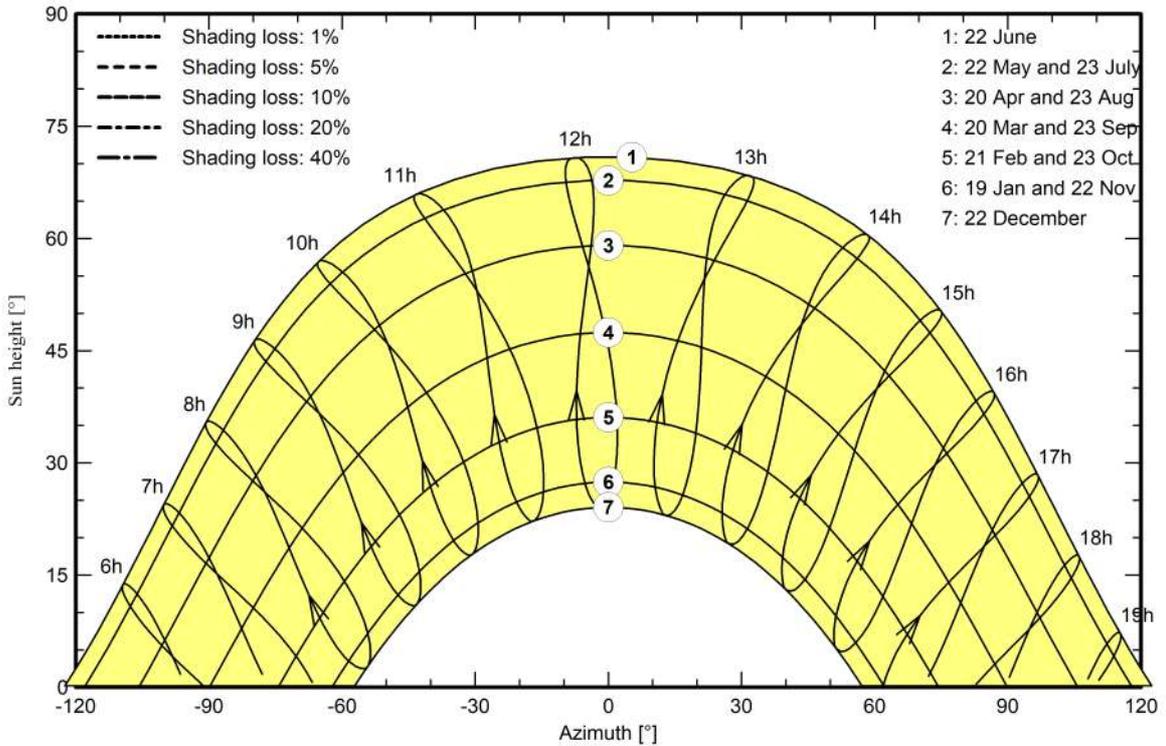
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>



Project: Viana Sol

Variant: Viana Jinko NEO 565W Bifacial (1.30) - 1V - Pitch 6.5m P.lim
4,5MW

PVsyst V7.2.18

VC2, Simulation date:
20/09/22 09:55
with v7.2.18

Ecosolar instalaciones energéticas renovables sl (Spain)

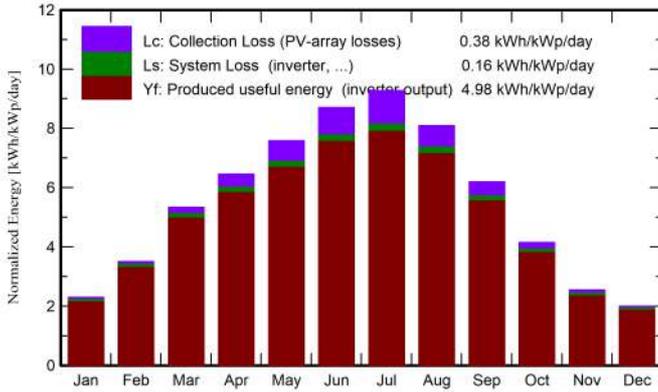


Main results

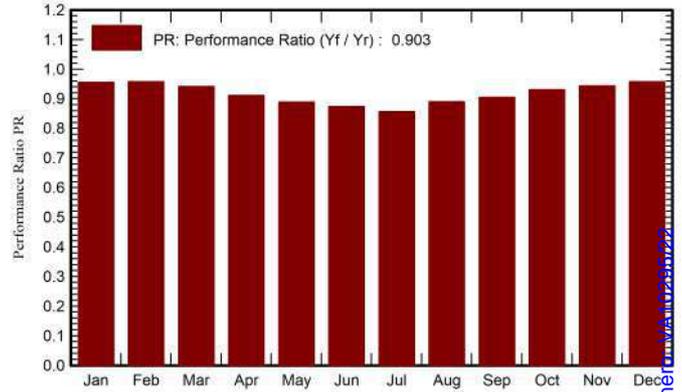
System Production

Produced Energy 11 GWh/year Specific production 1819 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 90.27 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	52.1	24.50	5.40	71.2	67.7	0.412	0.398	0.955
February	72.5	33.00	6.20	98.0	93.5	0.567	0.549	0.958
March	121.9	49.30	9.00	165.3	158.2	0.939	0.911	0.941
April	147.6	63.20	11.30	193.5	185.2	1.064	1.032	0.912
May	180.0	76.50	14.80	235.0	225.0	1.260	1.222	0.888
June	199.2	76.80	19.00	261.1	250.6	1.376	1.335	0.873
July	215.1	70.70	20.90	287.6	276.1	1.487	1.442	0.857
August	185.8	65.30	20.90	250.9	241.1	1.347	1.307	0.890
September	138.0	54.10	17.90	185.8	177.7	1.014	0.984	0.905
October	93.9	42.20	14.10	128.5	122.8	0.722	0.700	0.931
November	56.4	27.30	8.70	76.4	72.7	0.437	0.422	0.943
December	45.4	22.80	5.69	62.0	58.9	0.360	0.347	0.957
Year	1507.9	605.70	12.86	2015.4	1929.5	10.984	10.649	0.903

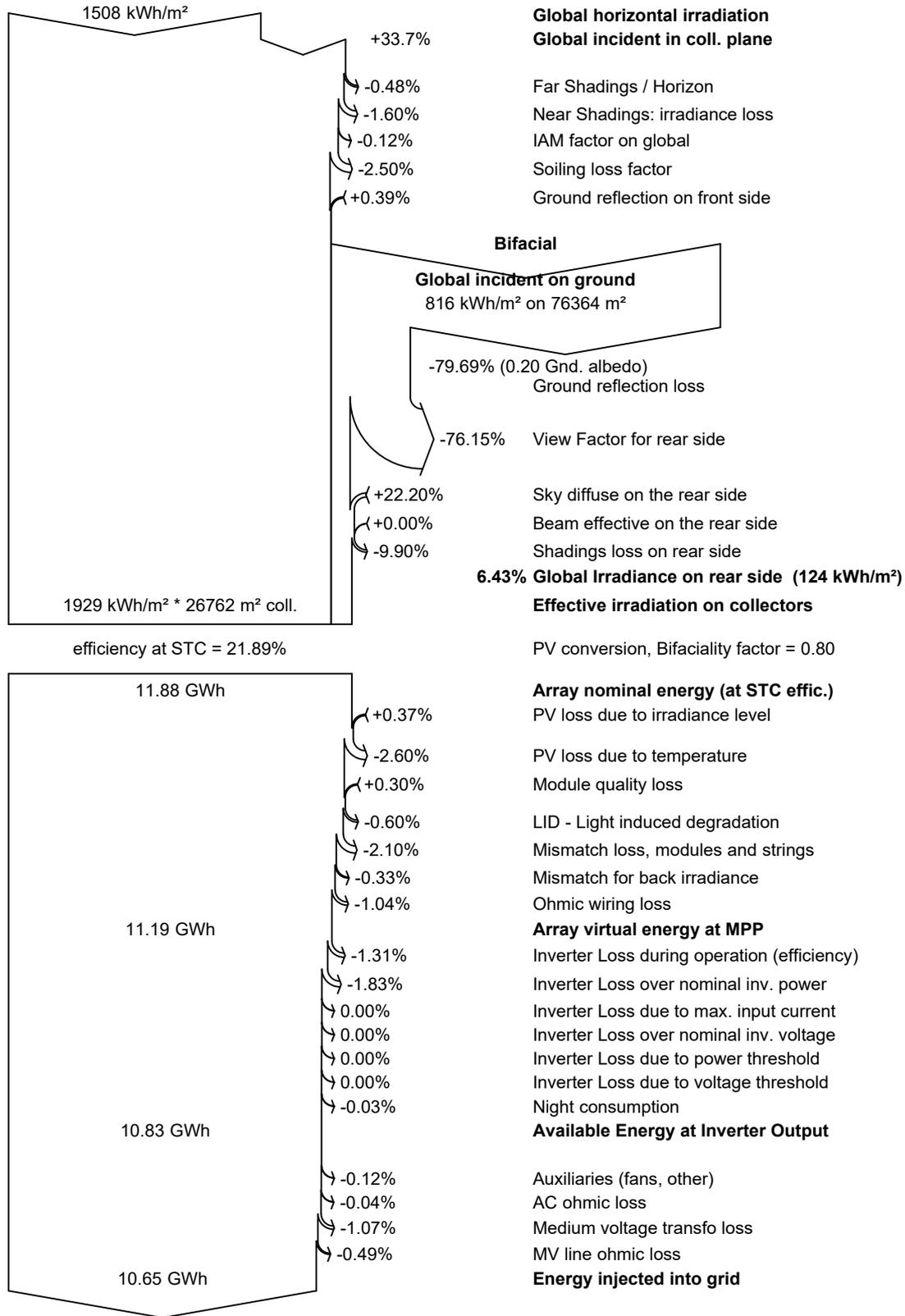
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Documento visado electrónicamente con número de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L



Loss diagram

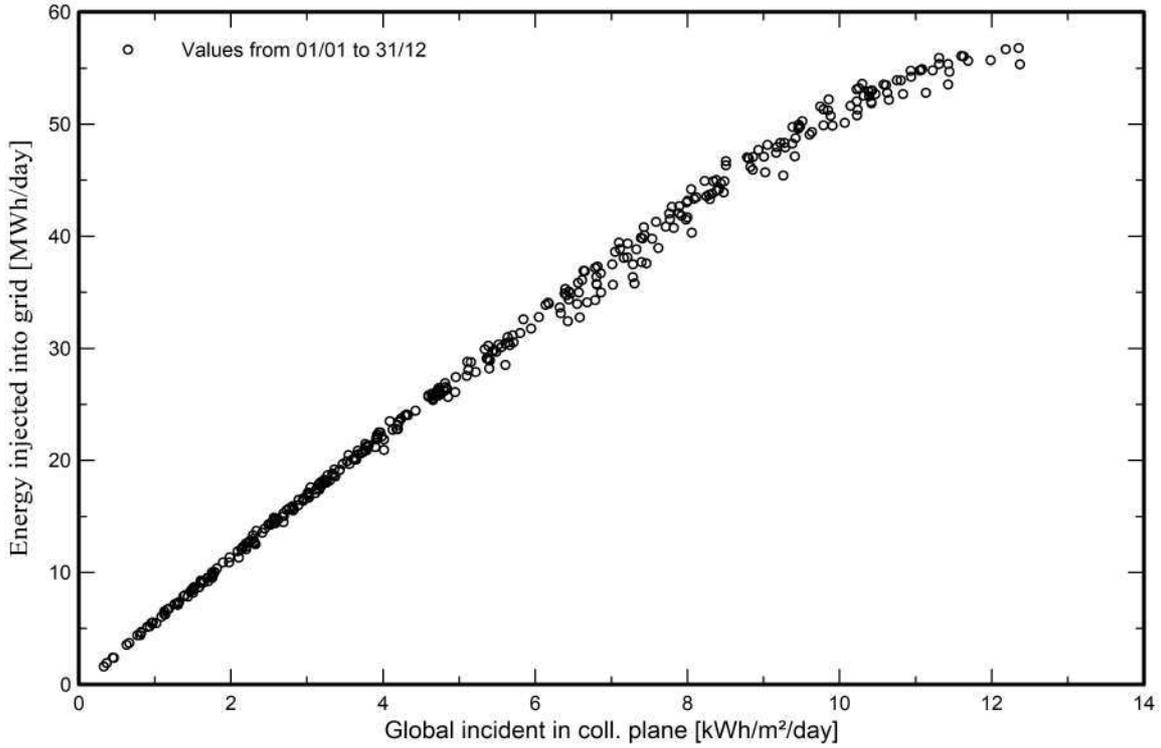


Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L

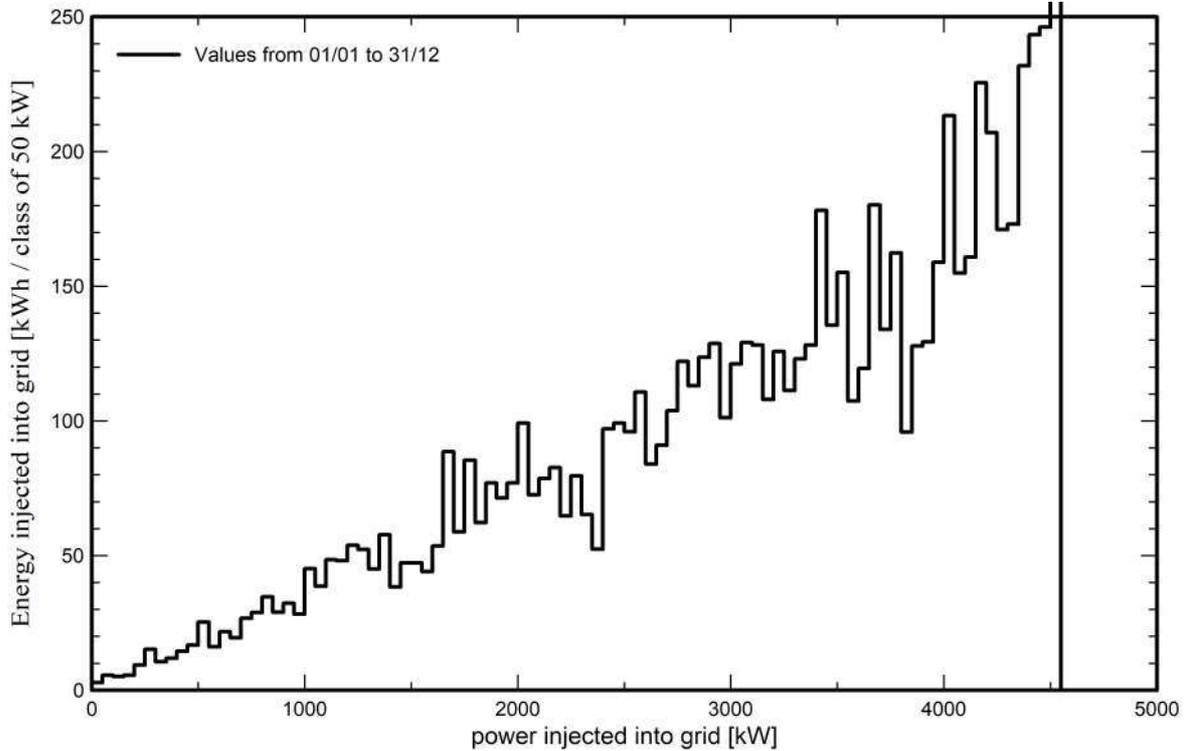


Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXA02L. Comprobación: <https://cogitvalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXA02L>



ANEJO 3. PERMISO ACCESO Y CONEXIÓN

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJO3KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKJO3KMNXAQ2L>



WADE FOTOVOLTAICA SLU
CAMINO HUERTAS, 18 , 1º
28223 POZUELO DE ALARCON (MADRID)

Referencia: 9040821889
Asunto: Permiso de Acceso y Conexión

04 de Mayo de 2022

Estimados clientes,

Le comunicamos que una vez cumplidos los requisitos establecidos por la normativa vigente, emitimos, para la instalación que se detalla a continuación, los **PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN:**

Referencia: 9040821889 CUPS: ES0021000042059775AV
Titular del Permiso: WADE FOTOVOLTAICA SLU
Capacidad de acceso concedida: 4500 kW
Tensión de conexión: 13.200 V
Situación: Poli CATORCE, PARCELA 230 VIANA - NAVARRA
Potencia instalada: 4890 kW
Tecnología de Generación: Solar en suelo

Centro Geométrico de la Planta:

Las coordenadas del centro geométrico de la planta generadora, a efectos de lo dispuesto en disposición adicional decimocuarta y en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre son las siguientes (formato ETRS89 H30):

X: 554259 Y: 4705524

Fecha de emisión del Permiso de Acceso y Conexión: 04.05.2022

Las condiciones técnicas y económicas correspondientes a los permisos de acceso y conexión emitidos son las ya informadas para esta instalación con fecha 05.04.2022, aceptadas por Vd. con fecha 03.05.2022.

En el momento de emisión de este permiso, las garantías económicas constituidas ante la administración correspondiente son las presentadas en el día 05.01.2022 por un importe de 195.600,00 €.

La fecha de emisión de estos permisos es la que determinará el inicio del cómputo de los plazos para el cumplimiento de las obligaciones contempladas en el RD 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Aprovechamos la ocasión para saludarle atentamente,

Carlos Sobrino
Jefe Distribución Zona La Rioja



II.PRESUPUESTO

PRESUPUESTO INSTALACIÓN PV "VIANA SOL"

**VISADO
COGITI**



Potencia Pico (wp):	5.853.400	Uds	Cantidad	Precio Unitario	Total (€)
1	ESTRUCTURA SOPORTE FV			0,1310	766.795,40 €
1.1	ESTRUCTURA SOPORTE FV SEGUIDOR 1V			0,1310	766.795,40 €
S.	Suministro seguidor solar 1V	Wp	5.853.400	0,09900	579.486,60 €
M.O.	Instalación seguidor 1V	Wp	5.853.400	0,02200	128.774,80 €
M.O.	Instalación de paneles (incluido conexionado y embridado)	Wp	5.853.400	0,01000	58.534,00 €
2	PANELES			0,180	1.053.612,00 €
S.	Suministro Paneles Fotovoltaicos Jinko Tiger NEO 72HL4-BDV JKM565N-72HL4-BDVP	Wp	5.853.400	0,1800	1.053.612,00 €
3	INVERSORES			0,02	95.145,00 €
3.1	INVERSOR CENTRAL POWER				95.145,00 €
S.	Inverter Freesun HEMK GEN3 2935kVA Incluido fusibles neg, ac insulation, pletinas	ud.	1	82.563	82.563,00 €
S.	nverter Freesun HEMK GEN3 1955kVA Incluido fusibles neg, ac insulation, pletinas	ud.	1	76.045	76.045,00 €
S.	PPC POWER ELECTRONICS	ud.	1	17.100	17.100,00 €
M.O.	Posicionamiento e instalación de inversores y cajón	ud.	2	1.000	2.000,00 €
4	CAJAS DE C.C.			0,0030	17.413,50 €
S.	Suministro Caja de Agrupacion de 15 a 10 strings	ud.	25	632,54	15.813,50 €
S.	Portes	ud.	1	500,00	500,00 €
M.O.	Mano de obra de Fijación de Caja de CC a estructura, totalmente instalada, incluido tornilleria inoxidable para su fijación. Incluye descarga y movimiento del material dentro de la obra con sus propios medios.	ud.	25	44,00	1.100,00 €
5	CABLE BT: SERIES DESDE PANELES HASTA CAJAS DE C.C.			0,0049	28.856,85 €
S.	Suministro cable RV-k 1x4mm ² , Incluido gastos de envio a obra.	m.l.	2.470	0,300	741,00 €
M.O.	Instalación de cable RV-k 1x4mm ²	m.l.	2.470	0,20	494,00 €
S.	Suministro cable RV-k 1x6mm ² , Incluido gastos de envio a obra.	m.l.	22.241	0,480	10.675,68 €
M.O.	Instalación de cable RV-k 1x6mm ²	m.l.	22.241	0,22	4.893,02 €
S.	Suministro conector macho 4-6mm ² , tipo MC-4 o similar	ud.	370	0,67	247,90 €
S.	Suministro conector hembra 4-6mm ² , tipo MC-4 o similar	ud.	370	0,56	207,20 €
M.O.	Mano de obra instalación de conector macho/hembra 4-6mm ² , incluido herramienta necesaria.	ud.	740	0,84	627,60 €
M.O.	Conexionado y marcado/etiquetado permanente en Caja de CC de todos los conductores de entrada de continua (4-6 mm2). Se incluye mano de obra asi como el material necesario (tornillería, cintaaislante/termorretractiles, etiquetas de marcado permanente, punteras y sellado de tubos etc).	ud.	25	383,50	9.587,50 €
M.O.	Pruebas y mediciones por MWp de tensión e Intensidad en los cables de C.C. (desde paneles cajas de C.C - Inversor.) así como la documentación correspondiente a las mismas.	ud.	5,85340	239,00	1.398,95 €
6	CABLE BT DESDE CAJAS DE C.C. HASTA CUADRO GENERAL DE CONTINUA SITUADO EN EL INVERSOR			0,0061	35.500,00 €
S.	Suministro de cable de Aluminio XZ1 All ground 0,6/1KV 1x240mm ² incluido gastos de envio hasta la obra.	m.l.	8.300	3,32	27.556,00 €
M.O.	Instalación cable de Aluminio XZ1 All ground 0,6/1KV 1x240mm ²	m.l.	8.300	0,85	7.055,00 €
S.	Suministro de terminal BIMETALICO de 1x185 y 240mm ² y conexionado en cuadros	ud.	100	3,40	340,00 €
M.O.	Instalación de terminal BIMETALICO de 1x185 y 240mm ² y conexionado en cuadros	ud.	100	5,50	550,00 €
7	OTROS CABLEADOS			0,0030	17.826,97 €
S.	Suministro de cable de cobre 0,6/1KV de 1x240mm ² para PUENTES TRAF0-INVERSOR Incluido gastos de envio hasta la obra. (6 puentes por fase inv 2935// 4 puentes por fase inv 1955)	m.l.	90	14,9600	1.346,40 €
M.O.	Instalación y conexionado de cable de cobre 0,6/1KV de 1x240mm ² para PUENTES TRAF0-INVERSOR	m.l.	90	1,80	162,00 €
S.	Suministro de manguera de cobre 0,6/1KV de 5x10mm ² para SSAA. Incluido gastos de envio hasta la obra.	m.l.	50	3,4560	172,80 €
M.O.	Instalación y conexionado de manguera de cobre 0,6/1KV de 5x10mm ² para SSAA, bajo tubo, incluido conexionado y marcado en ambos extremos de la linea	m.l.	50	0,53	26,50 €
S.	Suministro de manguera de cobre 0,6/1KV de 3x6mm ² para SSAA. Incluido gastos de envio hasta la obra.	m.l.	50	1,2380	61,90 €
M.O.	Instalación y conexionado de manguera de cobre 0,6/1KV de 3x6mm ² para SSAA, bajo tubo, incluido conexionado y marcado en ambos extremos de la linea	m.l.	50	0,53	26,40 €
S.	Suministro de cable FTP categoria 6 para comunicación de arrays de monitorización en cajas de continua. Incluido gastos de envio hasta la obra.	m.l.	1.043	0,6700	698,59 €
M.O.	Instalación y conexionado de cable FTP categoria 6 para comunicación de arrays de monitorización en cajas de continua, bajo tubo, incluido conexionado y marcado en ambos extremos de la linea	m.l.	1.043	0,45	469,20 €
S.	Suministro de cable de cobre desnudo de 50mm ² , para puesta a tierra de la estructura, conectando una pata de cada fila. Incluido gastos de envio hasta la obra.	m.l.	1.727	2,5500	4.402,83 €
M.O.	Instalación y conexión de cable de cobre desnudo de 50mm ² , para puesta a tierra de la estructura, conectando una pata de cada fila, incluso conexionado	m.l.	1.727	0,24	414,38 €
S.	Suministro de cable de cobre RV-K 0,6/1KV de 1x16mm ² , para latiguillos de unión de tierras entre estructuras, latiguillos para puesta a tierra de cajas de strings y de bus de comunicaciones, incluso conexionado	m.l.	360	1,0004	360,17 €
M.O.	Instalación y conexión de cable de cobre RV-K 0,6/1KV de 1x16mm ² , para latiguillos de unión de tierras entre estructuras, , latiguillos para puesta a tierra de cajas de strings y de bus de comunicaciones, incluso conexionado	m.l.	360	2,50	901,52 €

Documento visado electrónicamente. Código de verificación: VA10295/22
 Fecha de visado: 17/07/2022. Hora: 17:17:00. Lugar: Valencia.

S.	Suministro por MW de material de tierras vario (picas, terminales, tornillería, grapas, perrillos, etc) para cajas, baculos CCTV, etc	ud.	5,853	947,32	5.545,96 €
M.O.	Instalación de tierras por MW vario para cajas, baculos CCTV, etc	ud.	5,853	553,41	3.239,32 €
8	OBRA CIVIL			0,0185	108.638,67 €
M.O.	Nivelación de parcela en algunos puntos por movimiento de tierra/ regularizaciones del terreno. Incluye Retro y Camión	m³	12.861	2,90	37.296,90 €
M.O. + S.	Suministro y colocación de malla galvanizada cinegetica 2 metros altura	ml	3.684	6,70	24.682,80 €
M.O. + S.	Suministro y colocación de porton abatible de 5 metros	ud.	2	365,00	730,00 €
M.O. + S.	Realización de viales permanentes de 3,5 mts de ancho, así como zonas de maniobra y acceso a casetas (cumplir Proctor Test 95%): 1-Excavación de 35 cm., con extendido de material sobrante en la propia parcela. 2-Suministro y colocación de geotextil-Terram 3-Suministro, extendido y compactado de 30 cm de piedra (tamaño aprox. 10 cm). 4- Suministro, extensión y compactación de grava de 10 cm de espesor (una primera extendidos 5 cm para trabajar y los otros 5 cm al final de la obra) incluso compactado .	m²	1.602	10,3000	16.500,60 €
M.O. + S.	Ud. Bancadas Hormigón para Inversor, Trafos , incluyendo adecuación y nivelación previa del terreno existente si fuese necesario. El hormigón será HA-25 o de resistencia 245kg/cm² según norma ASTM	ud.	2	2.225,00	4.450,00 €
M.O. + S.	Excavación y hormigonado de pernos (0,5x0,5x0,5) para baculo de seguridad, incluido extendido del material sobrante en la parcela. Incluido suministro y montaje de pica de cobre de 1,5 mts, perrillo y 1 metro de cable de cobre desnudo de 16mm²	ud.	37	70,00	2.590,00 €
S.	Ud. Suministro de Arqueta prefabricada PVC 60x60, incluido marco y tapa metálicos.	ud.	5	240,00	1.126,20 €
M.O.	Ud. colocación de Arqueta prefabricada PVC 60x60, incluido marco y tapa metálicos.	ud.	5	69,00	323,88 €
S.	Ud. Suministro de Arqueta prefabricada PVC 40x40 para instalación de Seguridad, incluido marco y tapa metálicos.	ud.	9	33,58	315,15 €
M.O.	Ud. colocación de Arqueta prefabricada PVC 40x40 para instalación de Seguridad, incluido marco y tapa metálicos.	ud.	9	40,00	375,40 €
S.	Ud. Suministro de Arqueta prefabricada de repuesto para roturas, incluido marco y tapa metálicos.	ud.	1	900,00	1.055,81 €
S.	Portes arquetas	ud.	1	600,00	703,87 €
M.O.	Sellado de tubos en arquetas con espuma de poliuretano.	ud.	19	12,00	225,24 €
M.O.	M.I. Apertura y cierre de zanja de DC 40x65, incluido extendido de material sobrante en la parcela.	m.l.	1.748,00	1,70	2.971,60 €
M.O.	M.I. Apertura y cierre de zanja de DC 60x65, incluido extendido de material sobrante en la parcela.	m.l.	421	1,98	833,38 €
M.O.	M.I. Apertura y cierre de zanja de Seguridad Y puesta a tierras 40x60, incluido extendido de material sobrante en la parcela.	m.l.	2.407	1,70	4.091,90 €
M.O. + S.	M.I. Suministro y colocación de cinta señalizadora de cables eléctricos.	m.l.	2.169	0,13	281,97 €
S.	M.I. Suministro de tubo UV, de diametro 63, incluido porte a obra.	m.l.	475	2,10	997,25 €
M.O.	M.I. colocación en zanja de tubo UV, de diametro 63, incluido descarga y reparto en obra.	m.l.	475	0,78	370,41 €
S.	M.I. Suministro de tubo PVC decaplast doble capa, ROJO de diametro 63, incluido porte a obra. INCLUYE EVACUACION HASTA CENTRO SECCIONAMIENTO	m.l.	6.474	0,38	2.460,15 €
M.O.	M.I. colocación en zanja de tubo PVC decaplast doble capa, ROJO de diametro 63, incluido descarga y reparto en obra.	m.l.	6.474	0,78	5.049,80 €
S.	M.I. Suministro de tubo UV, de diametro 90, incluido porte a obra.	m.l.	44	2,07	90,82 €
M.O.	M.I. colocación en zanja de tubo UV, de diametro 90, incluido descarga y reparto en obra.	m.l.	44	0,95	41,68 €
S.	M.I. Suministro de tubo PVC decaplast doble capa, ROJO de diametro 90, incluido porte a obra.	m.l.	684	0,62	424,64 €
M.O.	M.I. colocación en zanja de tubo PVC decaplast doble capa, ROJO de diametro 90, incluido descarga y reparto en obra.	m.l.	684	0,95	649,74 €
9	MONITORIZACION			0,0032	18.958,00 €
S.	Suministro de armario de comunicación Webdom, por estación.	ud.	2	2.860,00	5.720,00 €
S.	Suministro de datalogger de comunicación, por estación.	ud.	2	3.675,00	7.350,00 €
S.	Suministro de datalogger de estaciones meteorologicas, por estación meteo.	ud.	1	850,00	850,00 €
S.	Suministro de Sonda de temperatura de panel y ambiente	ud.	2	1.043,00	2.086,00 €
S.	Suministro de Piranometro LP Pyra 10	ud.	1	2.141,00	2.141,00 €
S.	Suministro e instalación de conexión a internet	ud.	1	540,00	540,00 €
M.O.	Instalación de armario de comunicación Webdom	ud.	1	250,00	250,00 €
M.O.	Instalación de piranómetro y temperatura de panel	hora	1	21,00	21,00 €
10	ALQUILERES, SEGURIDAD Y SALUD			0,0007	3.890,00 €
M.O.	Alquiler de casetas de oficinas de 10m² aprox., incluido portes de entrega y recogida	Ud/mes	3	105,00	315,00 €
M.O.	Alquiler de caseta de almacen de 20m² aprox., incluido portes de entrega y recogida	Ud/mes	3	105,00	315,00 €
M.O.	Alquiler de comedor de 20m² aprox., incluido portes de entrega y recogida	Ud/mes	3	105,00	315,00 €
M.O.	Alquiler de aseo químico y limpieza semanal del mismo, incluido portes de entrega y recogida.	Ud/mes	8	120,00	960,00 €
M.O.	Alquiler deposito agua 1000 litros, incluido portes de entrega y recogida	Ud/mes	3	40,00	120,00 €
M.O.	Alquiler deposito de gasoil, incluido portes de entrega y recogida	Ud/mes	3	80,00	240,00 €
M.O.	Alquiler de grupos electrogenos de 20 KVA para suministro durante la obra, incluido portes de entrega y recogida.	Ud/mes	5	325,00	1.625,00 €
11	GESTION DE RESIDUOS			0,0005	2.634,03 €
M.O.	Alquiler de contenedores y portes a vertedero, por MW	MW	5,85340	450,00	2.634,03 €
12	CCTV			0,0148	86.713,00 €
M.O. + S.	Sistema de seguridad perimetral conectada a CRA	ud.	1	86.713,00	86.713,00 €

VISADO
COGITI



RESUMEN PRESUPUESTO

1	ESTRUCTURA SOPORTE FV		766.795,40 €
		Suministro	
		Mano de obra instalación	
2	PANELES		1.053.612,00 €
		Suministro	1.053.612,00 €
		Mano de obra instalación	0,00 €
3	INVERSORES		95.145,00 €
		Suministro	93.145,00 €
		Mano de obra instalación	2.000,00 €
4	CAJAS DE C.C.		17.413,50 €
		Suministro	16.313,50 €
		Mano de obra instalación	1.100,00 €
5	CABLE BT: SERIES DESDE PANELES HASTA CAJAS DE C.C.		28.866,86 €
		Suministro	11.871,78 €
		Mano de obra instalación	16.995,08 €
6	CABLE BT DESDE CAJAS DE C.C. HASTA CUADRO GENERAL DE CONTINUA SITUADO EN EL INVERSOR		35.501,00 €
		Suministro	27.896,00 €
		Mano de obra instalación	7.605,00 €
7	OTROS CABLEADOS		17.826,97 €
		Suministro	12.987,25 €
		Mano de obra instalación	5.239,72 €
8	OBRA CIVIL		108.638,67 €
		Suministro	56.408,65 €
		Mano de obra instalación	52.230,02 €
9	MONITORIZACION		18.958,00 €
		Suministro	18.687,00 €
		Mano de obra instalación	271,00 €
10	ALQUILERES, SEGURIDAD Y SALUD < 5 MW		3.890,00 €
		Suministro	0,00 €
		Mano de obra instalación	3.890,00 €
11	GESTION DE RESIDUOS		2.634,03 €
		Suministro	0,00 €
		Mano de obra instalación	2.634,03 €
12	CCTV		86.713,00 €
		Suministro	86.713,00 €
		Mano de obra instalación	
TOTAL PRESUPUESTO			
		Total Suministro	1.956.721,28 €
		Total Mano obra instalación	279.273,15 €
TOTAL PRESUPUESTO			2.235.994,43 €

Documento validado telemáticamente con el código de validación TRXZH...
 Código de validación telemática TRXZH...

Valencia, Septiembre 2022
EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

Fdo. Enrique Benedicto Requena
Colegiado núm. 10.432



III. PLANOS

Nº PLANO	DENOMINACIÓN
1.1	PG. SITUACIÓN
1.2	PG. TOPOGRAFIA FV
1.3	PG. PLANTA GENERAL FV
2.1	OC. DETALLES ZANJAS
2.2	OC VALLADO PERIMETRAL Y VIAL TIPO
3.1	SLD. UNIFILAR MT
3.2	SLD. UNIFILAR BT
4.1	PT. PUESTA A TIERRA PLANTA
4.2	PT. PUESTA A TIERRA DETALLES
5.1	ES. TRACKER 2x1V56
5.2	ES. TRACKER 2x1V28
6.1	EQ. DC BOX
6.2	EQ. INVERSOR
6.3	EQ. TRANSFORMADOR
6.4	EQ. DETALLE EDIFICIO CELDAS MT
6.5	EQ. CASETA DE COMUNICACIONES - REPUESTOS
6.6	EQ. CPM
6.7	EQ. RED DE TIERRAS CPM
7.1	SS. DETALLES SISTEMA DE SEGURIDAD
8.1	ADECUACION PARCELA

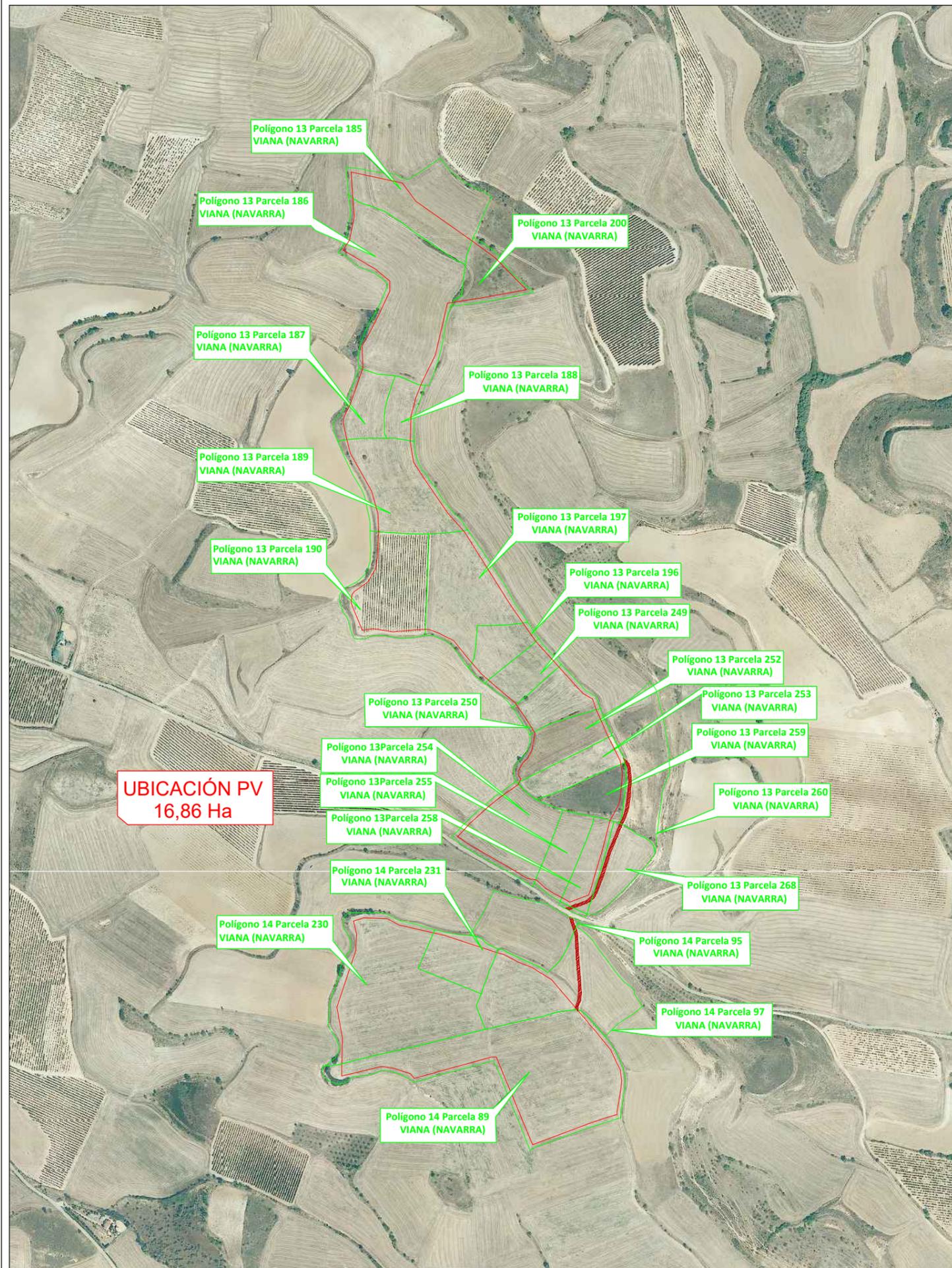
Valencia, Septiembre de 2022

EL INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL

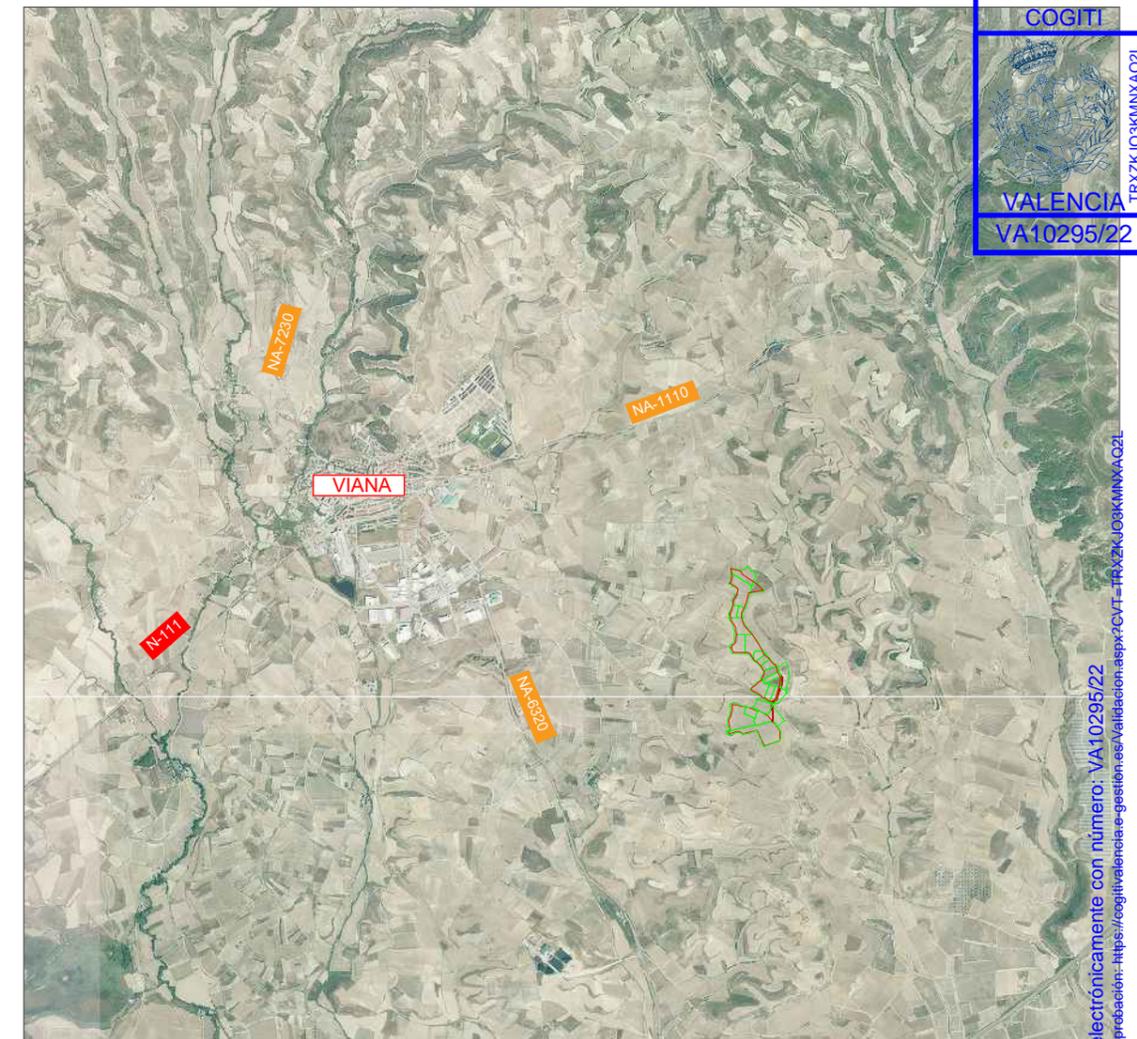


Fdo. Enrique Benedicto Requena

Colegiado núm. 10.432



ESCALA 1/5.000



ESCALA 1/50.000



SISTEMA DE COORDENADAS
ETRS89 / UTM ZONA 30 NORTE

SUPERFICIE OCUPADA
16,86 Ha

VIANA SOL
1 ud. inversor x 2,935 MVA + 1 ud. inversor x 1,955 MVA
28 Paneles/String
Nº paneles: 10.360 uds de 565W
Potencia paneles: 565W
Potencia total instalada en inversores: 4,89 MVA
Potencia total instalada en módulos fotovoltaicos: 5,8534MW
Potencia instalada según RD 413/2014: 4,89 MW
Capacidad máxima: 4,5 MW

VISADO
COGITI
VALENCIA
VA10295/22

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKU03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitivalencia.e-gestión.es/Validacion.aspx?CVT=TRXZKU03KMNXAQ2L

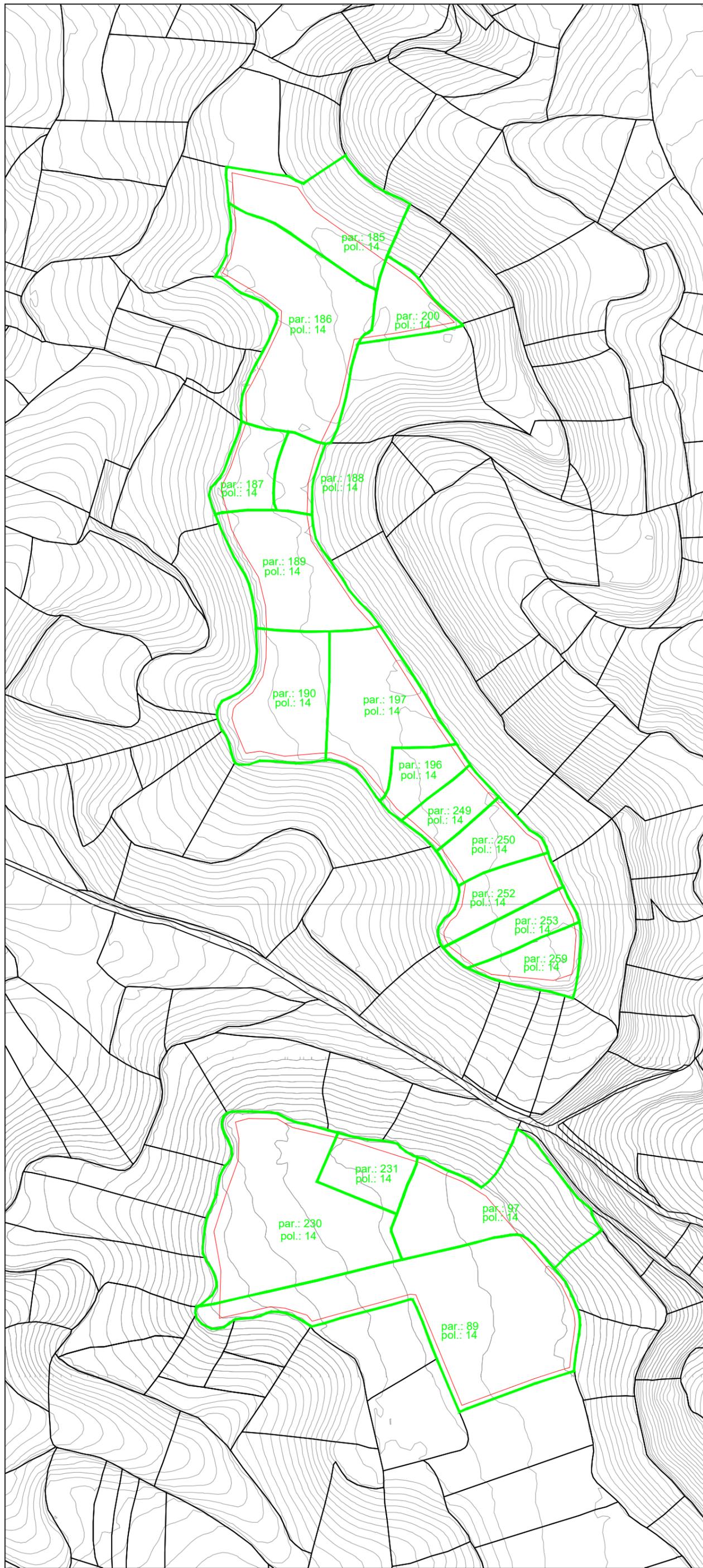
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L.

Proyecto: FV VIANA SOL

Título: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Escala (A3): -	Fase: TRAMITACION	Autor:  Enrique Benedito Requena Nº Col: 10432 COGITI	Número: 1.1
----------------	-------------------	--	-------------

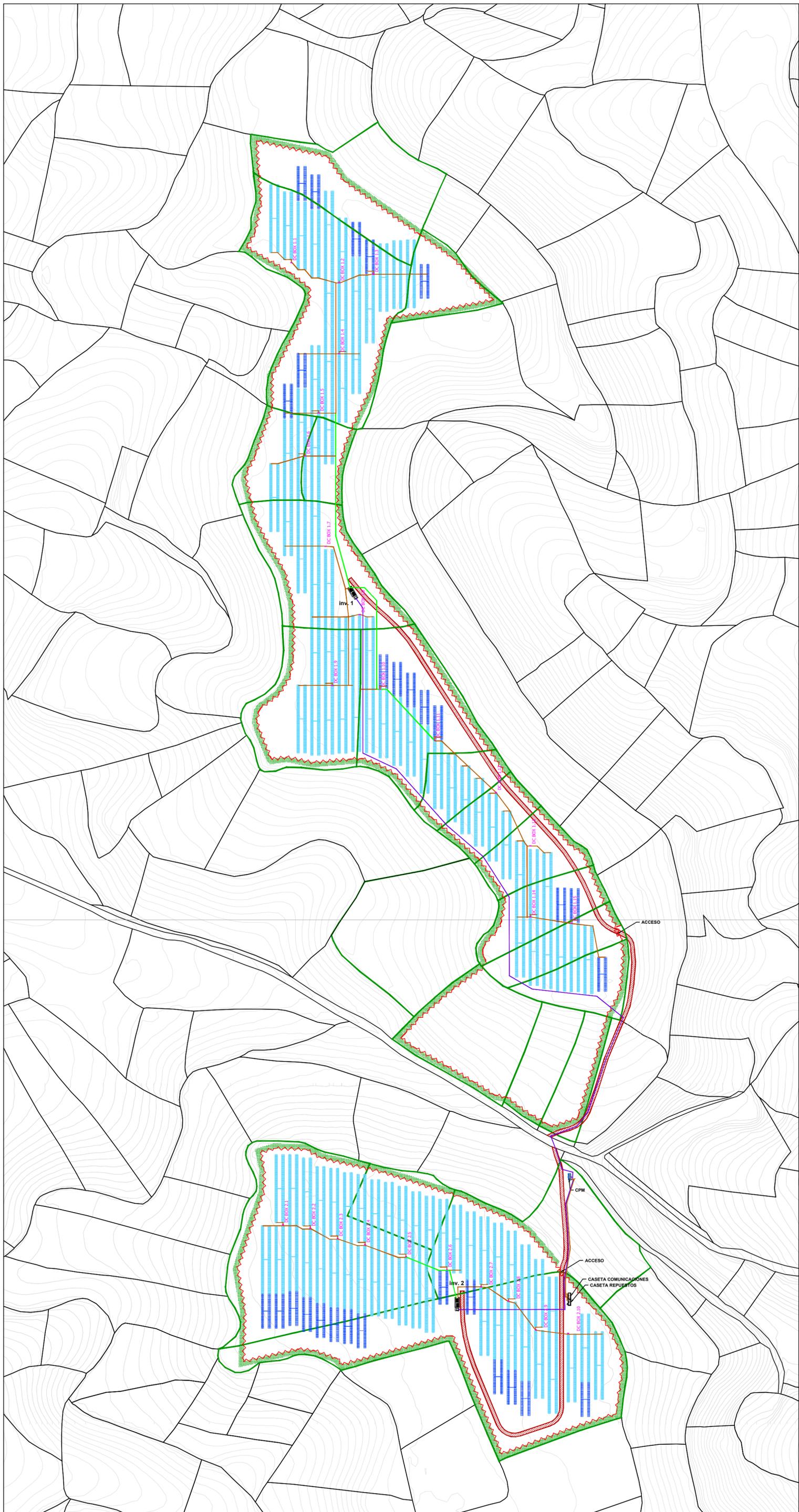


SISTEMA DE COORDENADAS
ETRS89 / UTM ZONA 30 NORTE

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TRXZKJ03KMNXAQ2L. Comprobación: <https://cogitivalencia.e-geston.es/validacion.aspx?CVT=TRXZKJ03KMNXAQ2L>

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

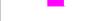
 			
Promotor:	WADE FOTOVOLTAICA, S.L		
Proyecto:	FV VIANA SOL		
Título:	TOPOGRAFÍA		
Escala (A3):	Fase:	Autor:	Número:
1:4.000	TRAMITACION	 Enrique Benedito Requena Nº Col.: 10432 COGITI	1.2



SISTEMA DE COORDENADAS
ETRS89 / UTM ZONA 30 NORTE

Documento visado electrónicamente con número: VA 10295/22
 Código de validación telemática TRZKZK03KWNVAQ2L. Comprobación: <https://logi.valencia.es/gestion/es/validacion.aspx?CVI=TRZKZK03KWNVAQ2L>

LEYENDA

-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA ACCESO
-  PARCELAS AFECTADA
-  VIAL
-  BARRERA VEGETAL
-  DC BOX
-  CASETA REPUSTOS
-  CASETA DE COMUNICACIONES
-  ESTACIÓN (INVERSOR, TRANSF. Y CELDAS MT)
-  CPM
-  TRACKER 2x1V 56 (112 módulos)
-  TRACKER 2x1V 28 (56 módulos)
-  ZANJA DC 40x65
-  ZANJA DC 60x80
-  ZANJA MT 40x100

0	Sep '22	-	S.S.	E.B.	E.B.
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado



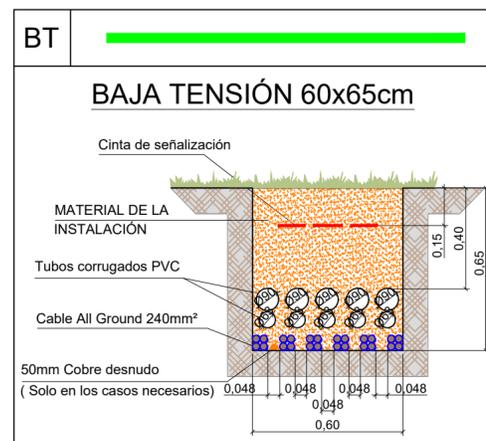
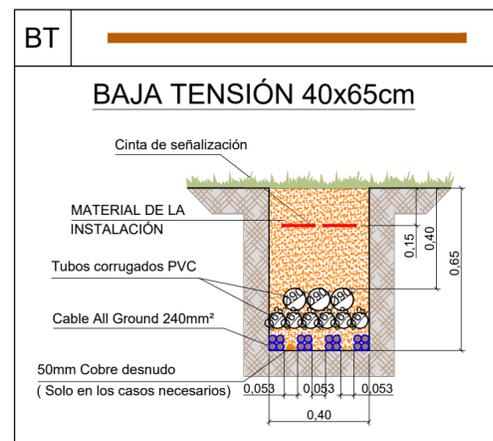

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

Proyecto: FV VIANA SOL

Título: PLANTA GENERAL

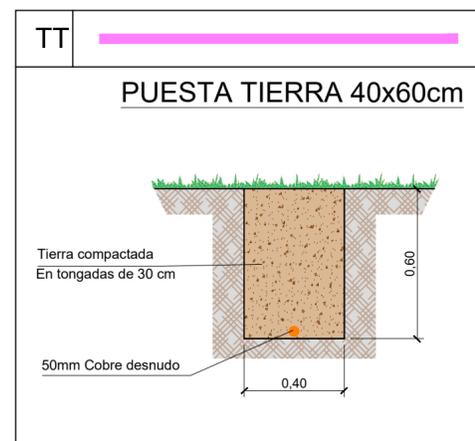
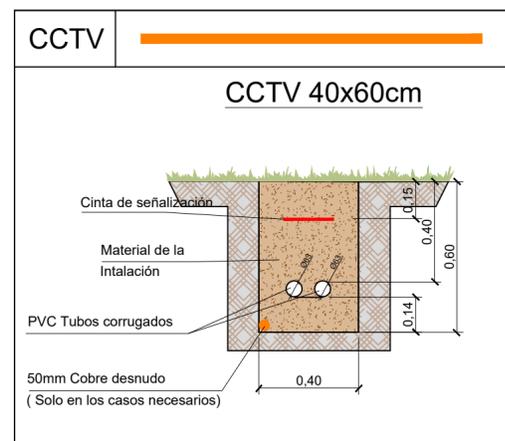
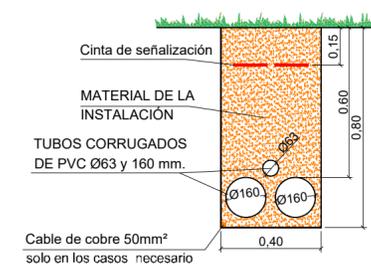
Escala (A2): 1:2.500	Fase: TRAMITACION	Autor:  Eng. Benito Rogado Cof. 19452-COGITI	Número: 1.3
----------------------	-------------------	---	-------------

SECCIONES TIPO ZANJAS



**ZANJA MT
DENTRO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO**

BAJO TERRENO



NOTA: SECCIONES ZANJA MÁS DESFAVORABLES

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	-	S.S.	E.B.	E.B.

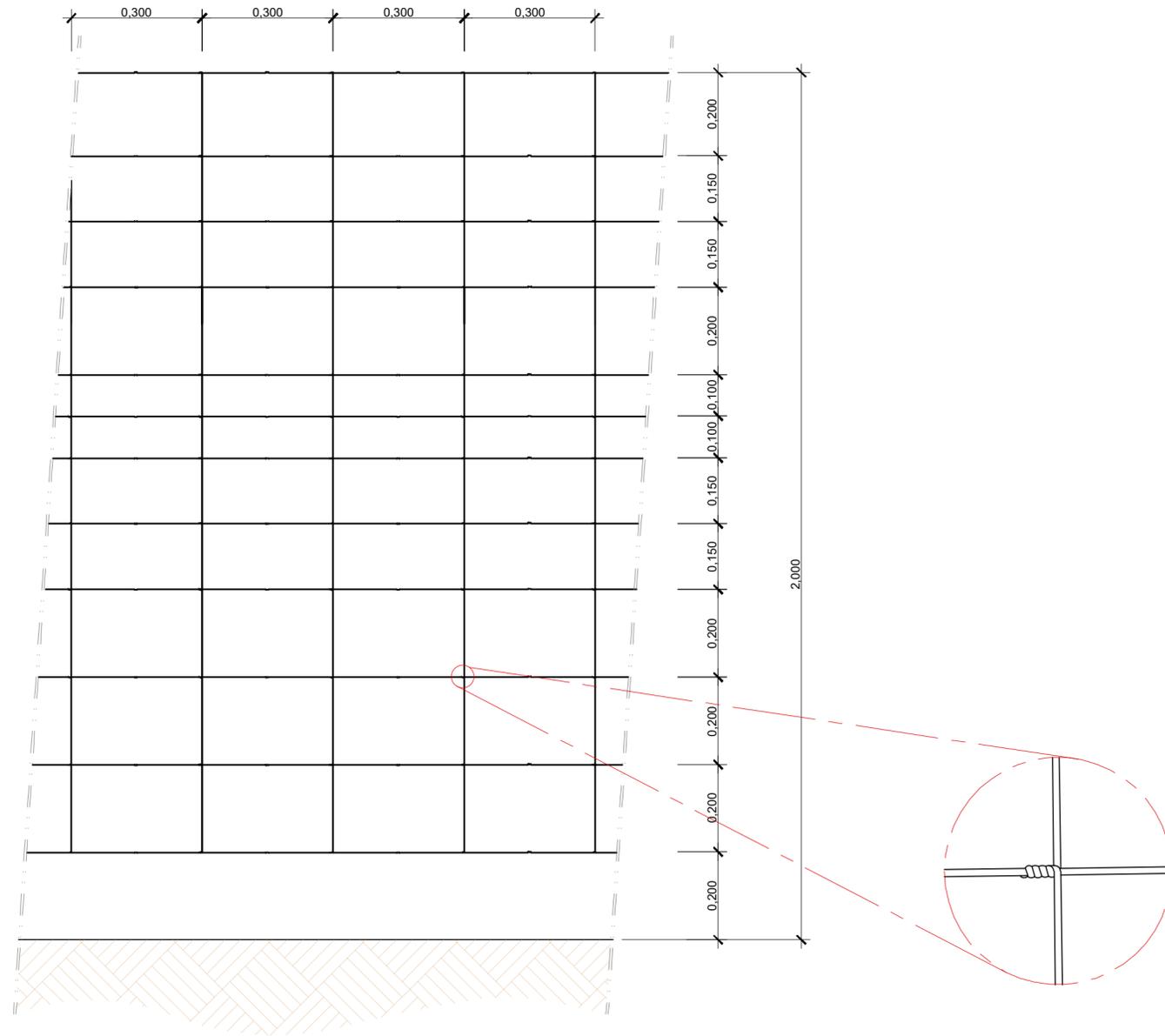
Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

Proyecto: FV VIANA SOL

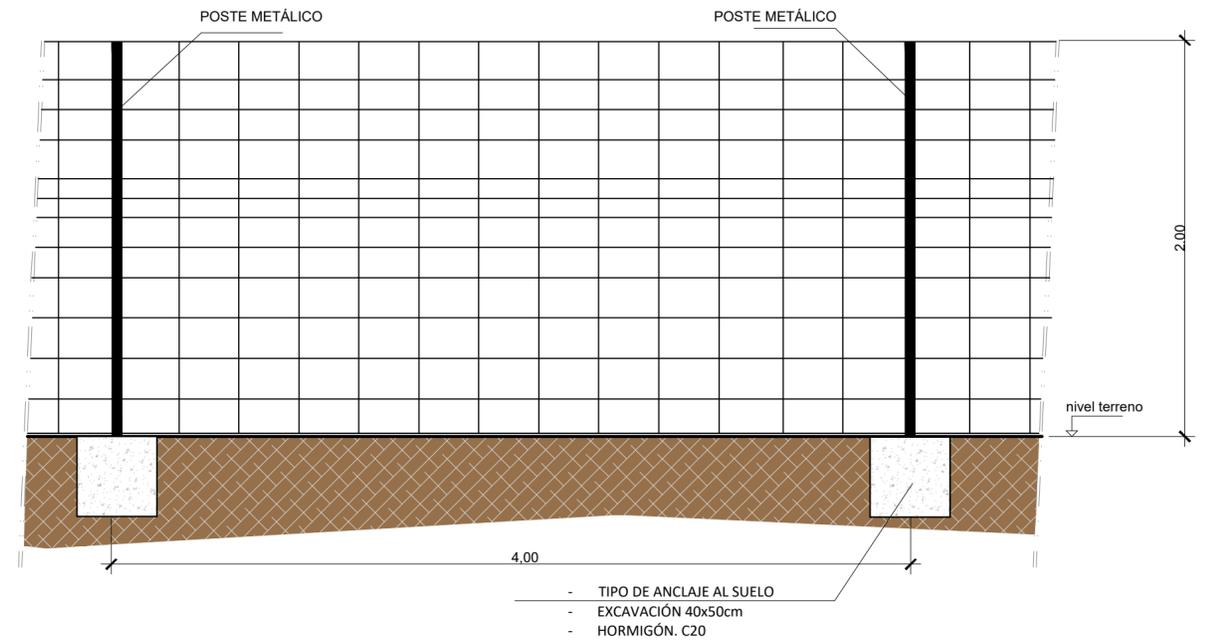
Título: DETALLE DE ZANJAS

Escala (A2): - Fase: TRAMITACION Autor: *[Signature]* Número: 2.1

DETALLE VALLADO PERIMETRAL
Escala 1:10



DETALLE MALLA CINEGÉTICA
Escala 1:25

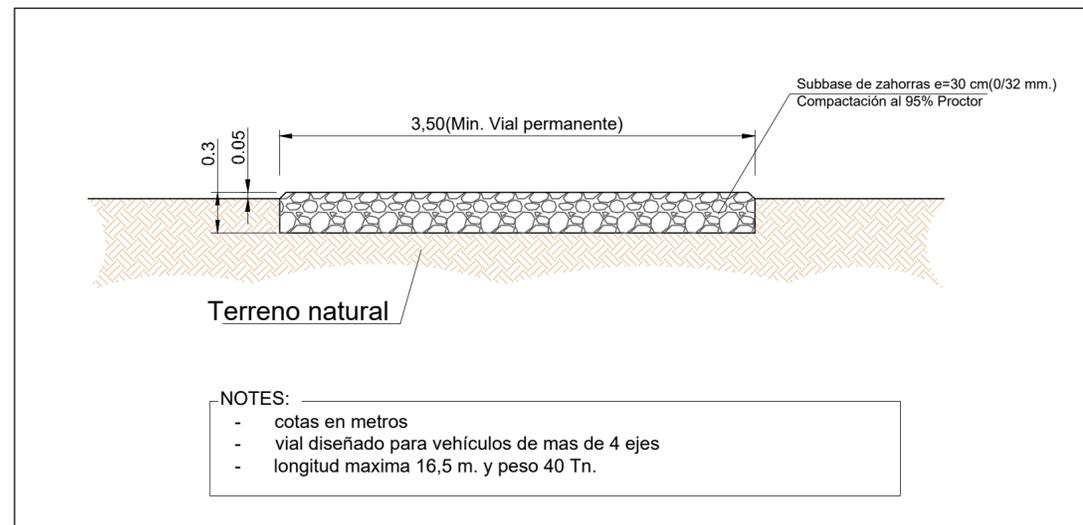


DESCRIPCIÓN GENÉRICA

(susceptible de cambiar según los requisitos del trabajo)

- VALLADO CINEGÉTICO DE CERRAMIENTO
- POSTE TUBO REDONDO GALVANIZADO
- ALTURA POSTE DE 2,00 SOBRE DADO DE HORMIGÓN EN CIMENTACIÓN DE 50x40 cm
- DISTANCIA ENTRE POSTES 4 m.
- REFUERZO DE POSTE CADA 100 M Y CAMBIO DE SENTIDO DE LÍNEAS.
- PUERTA DE 5X2 DE 2 HOJAS.

DETALLE A
SECCIÓN A-A'
VIAL PERMANENTE



- NOTES:
- cotas en metros
 - vial diseñado para vehículos de mas de 4 ejes
 - longitud maxima 16,5 m. y peso 40 Tn.

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

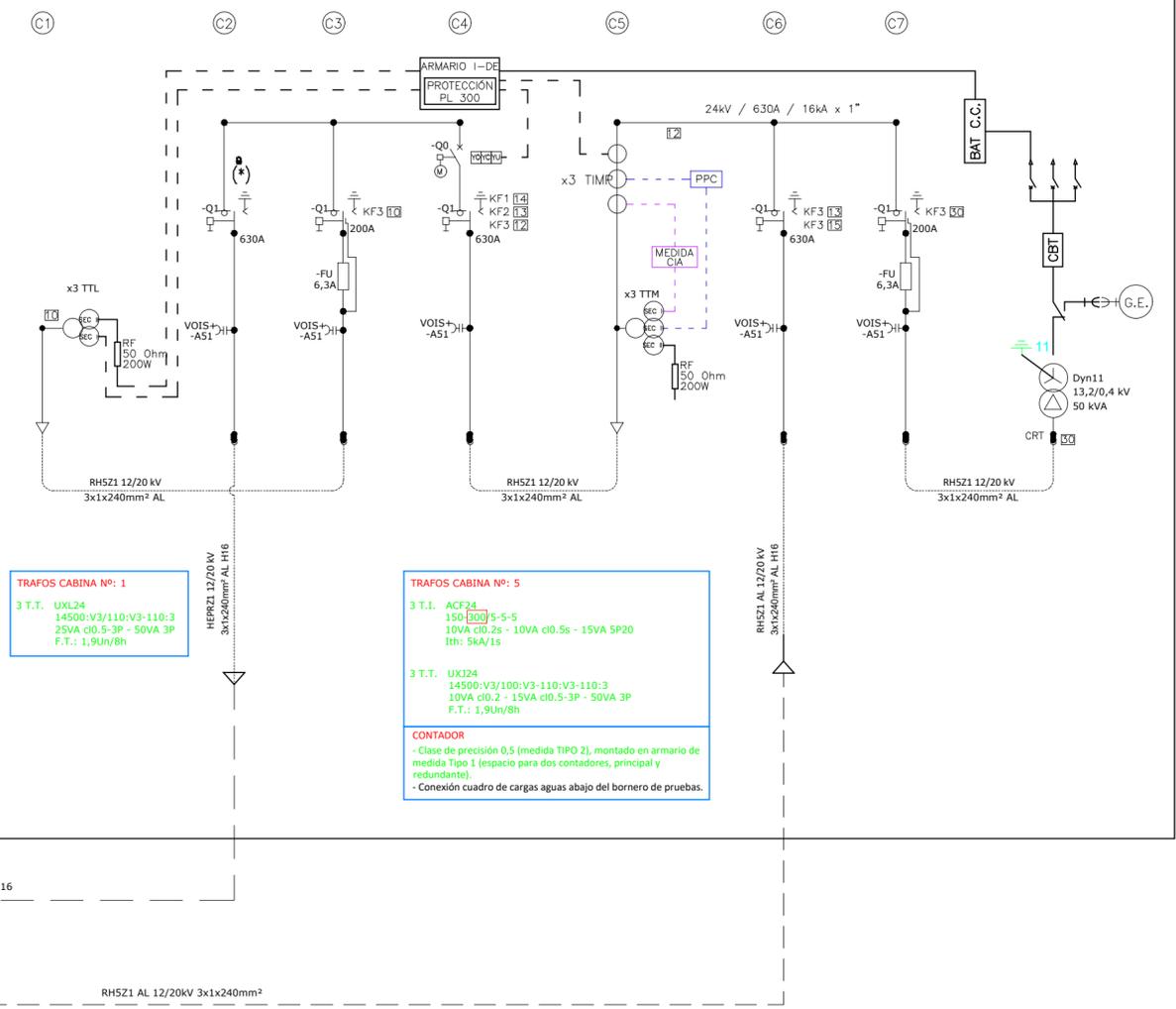
Proyecto: FV VIANA SOL

Título: OC. DETALLE VALLADO PERIMETRAL Y SECCIÓN TIPO VIAL

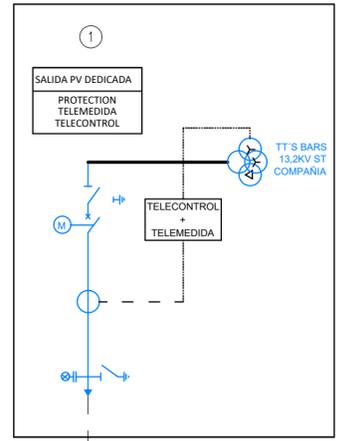
Escala (A2): Fase: TRAMITACION Autor: Número: 2.2

CENTRO DE MEDIDA Y PROTECCIÓN

(*) Se instalara un candado normalizado IBD, que evite la puesta a tierra no autorizada de la linea.



POSICIÓN DE LÍNEA 13,2kV EN SUBESTACIÓN STR VIANA (IBERDROLA)



TRAFOS CABINA Nº: 1
3 T.T. UXL24
14500:V3/110:V3-110:3
25VA cI0.5-3P - 50VA 3P
F.T.: 1,9Un/8h

TRAFOS CABINA Nº: 5
3 T.T. AC24
15000:V3-5-5
10VA cI0.2s - 10VA cI0.5s - 15VA 5P20
Ith: 5kA/1s

3 T.T. UXL24
14500:V3/100:V3-110:V3-110:3
10VA cI0.2 - 15VA cI0.5-3P - 50VA 3P
F.T.: 1,9Un/8h

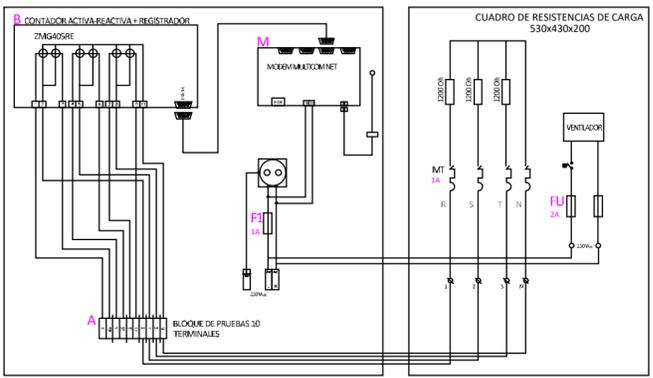
CONTADOR
- Clase de precisión 0,5 (medida TIPO 2), montado en armario de medida Tipo 1 (espacio para dos contadores, principal y redundante).
- Conexión cuadro de cargas aguas abajo del bornero de pruebas.

CARACTERÍSTICAS ENCLAVAMIENTOS

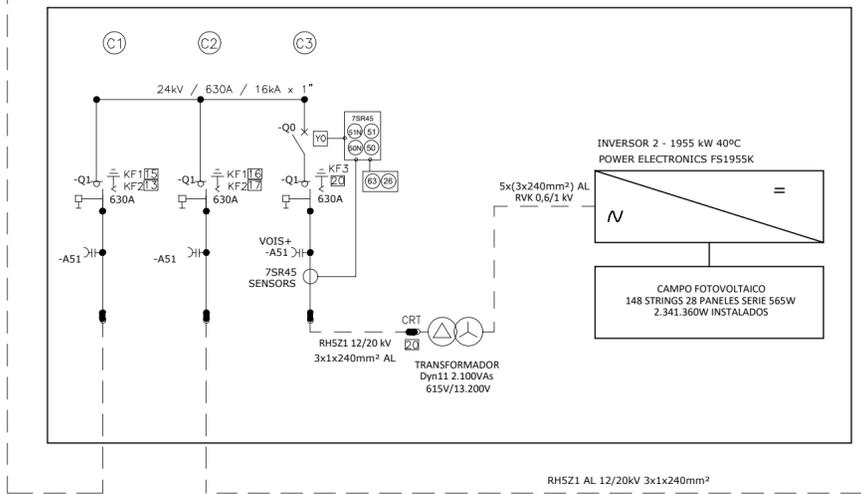


- Enclavamiento de llave (opción)**
- Con cilindros de cierre de fabricantes selectos
 - Para las funcionalidades básicas siguientes:
 - Interruptor-seccionador / seccionador
 - KF 1 Llave libre en ABIERTO
 - Llave aprisionada en CERRADO
 - Seccionador de puesta a tierra
 - KF 2 Llave libre en ABIERTO
 - Llave aprisionada en A TIERRA
 - KF 3 Llave libre en A TIERRA
 - Llave aprisionada en ABIERTO.

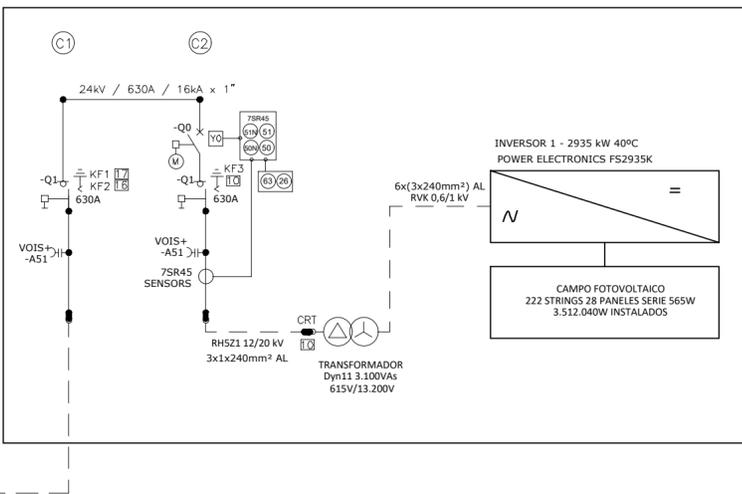
Cuadro de resistencias de carga para los trafos de tensión de 10VA de la medida fiscal, según normativa REE.



ESTACIÓN 2



ESTACIÓN 1



Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

Proyecto: FV VIANA SOL

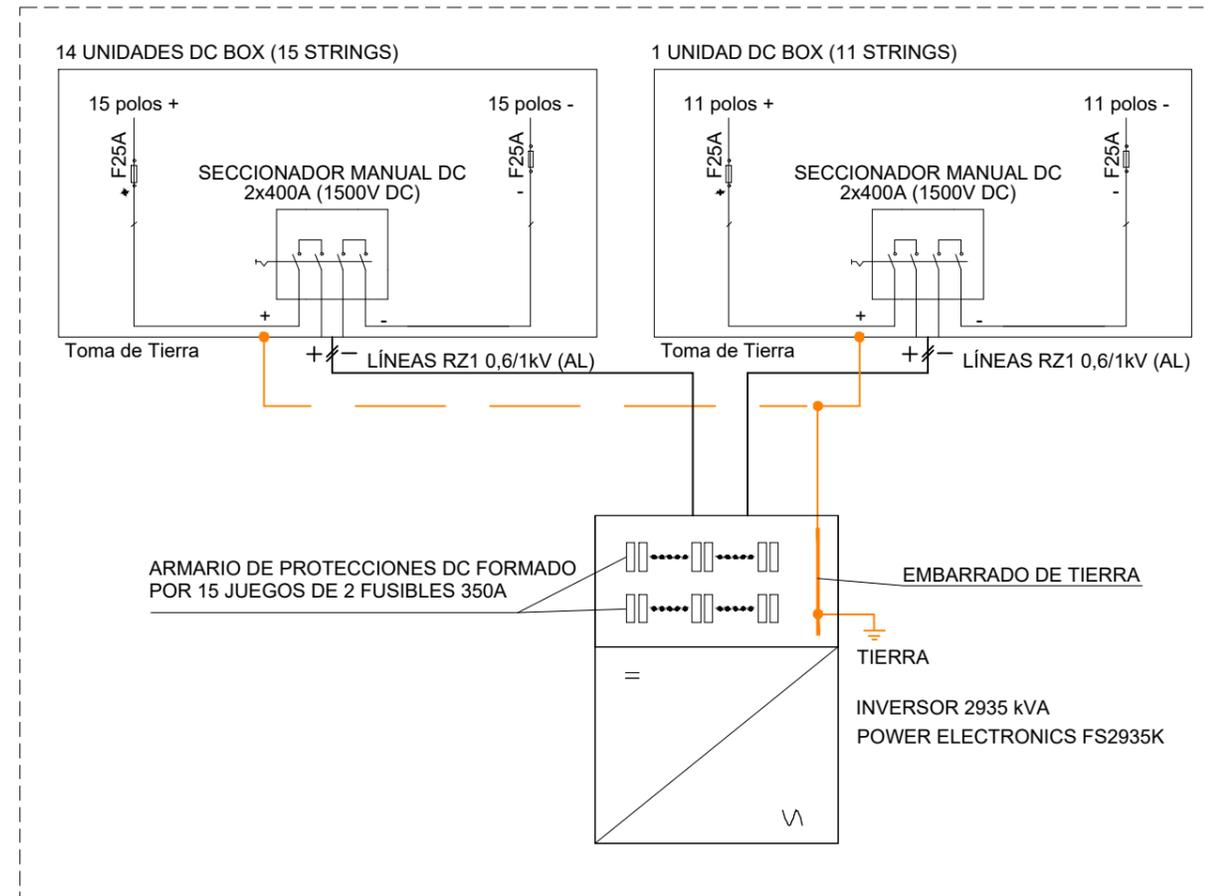
Título: SLD. ESQUEMA UNIFILAR. MEDIA TENSIÓN

Escala (A2): - Fase: - Autor: *[Signature]* Número: 3.1

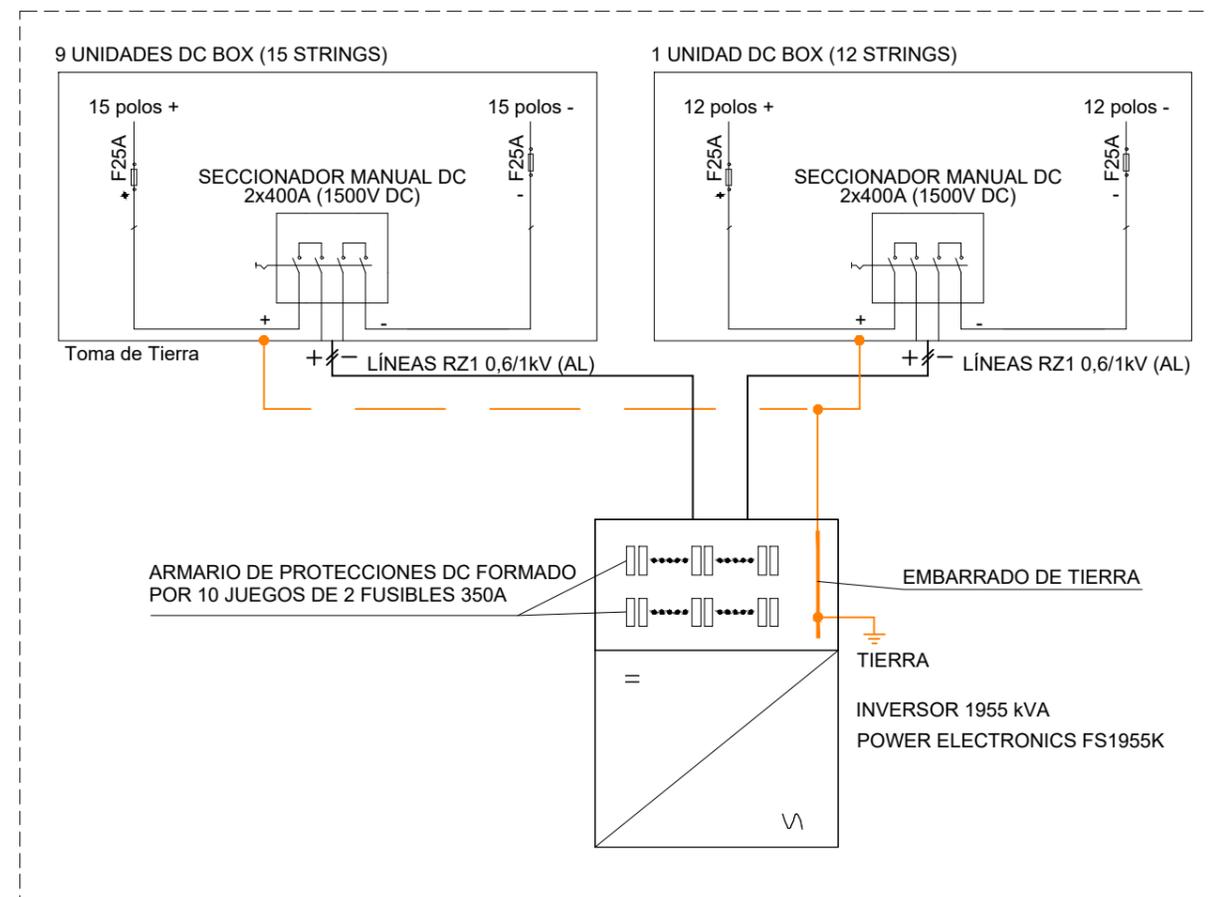
Engineer: *[Signature]*
Ingeniero: *[Signature]*
Col. 19452 - COGITI



Estación 1

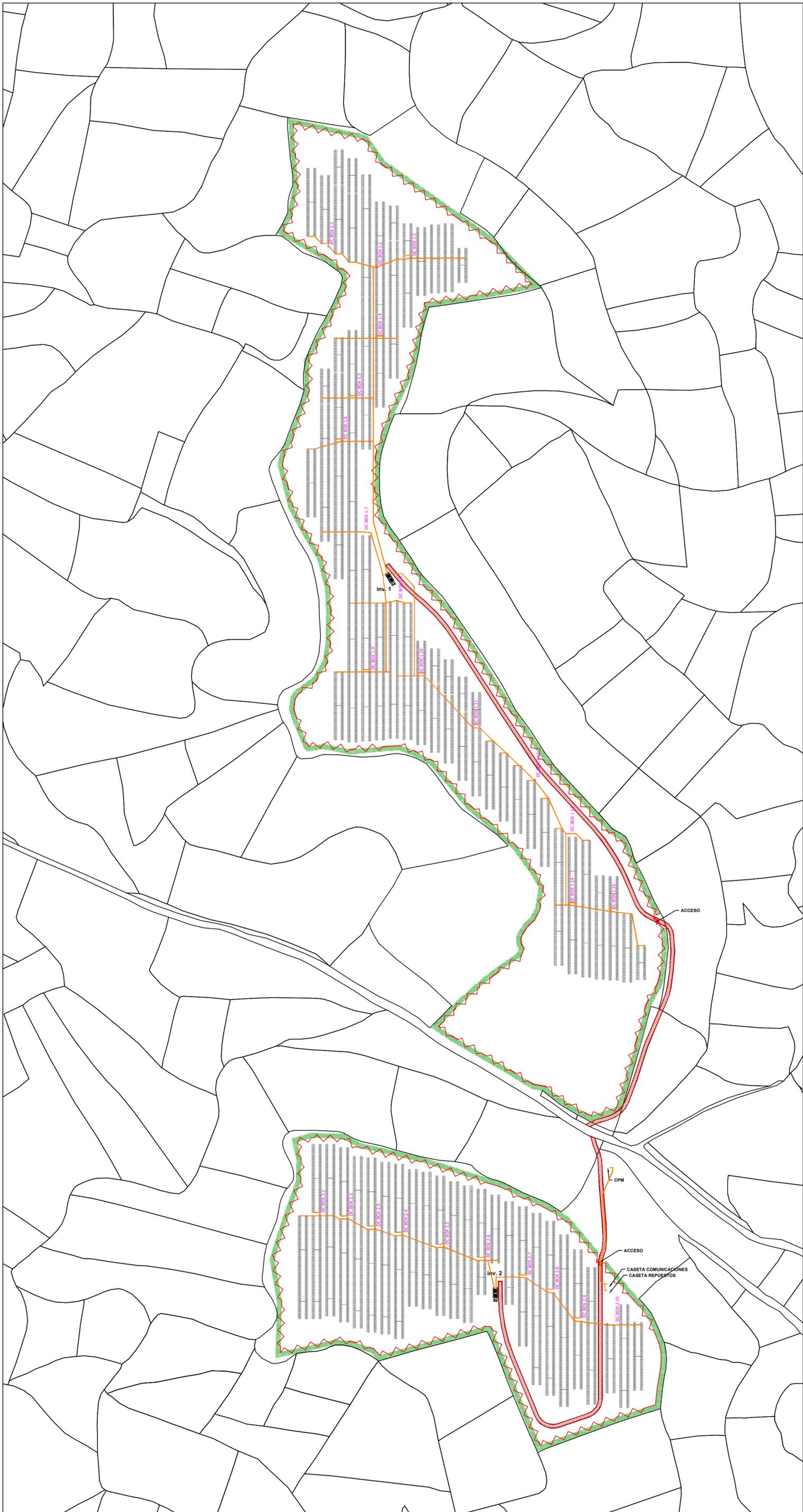


Estación 2



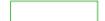
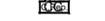
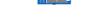
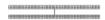
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L			
Proyecto: FV VIANA SOL			
Título: SLD. ESQUEMA UNIFILAR DC			
Escala (A3): -	Fase: TRAMITACION	Autor: Enrique Benedito Requena Nº Col. 10432 COGITI	Número: 3.2



SISTEMA DE COORDENADAS
ETRS89 / UTM ZONA 30 NORTE

LEYENDA

-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA ACCESO
-  PARCELAS AFECTADA
-  VIAL
-  BARRERA VEGETAL
-  DC BOX
-  CASETA REPUESTOS
-  CASETA DE COMUNICACIONES
-  ESTACIÓN (INVERSOR, TRANSF. Y CELDAS MT)
-  CPM
-  TRACKER 2x1V 56 (112 módulos)
-  TRACKER 2x1V 28 (56 módulos)
-  CABLE 50mm² CU DESNUDO

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	-	S.S.	E.B.	E.B.



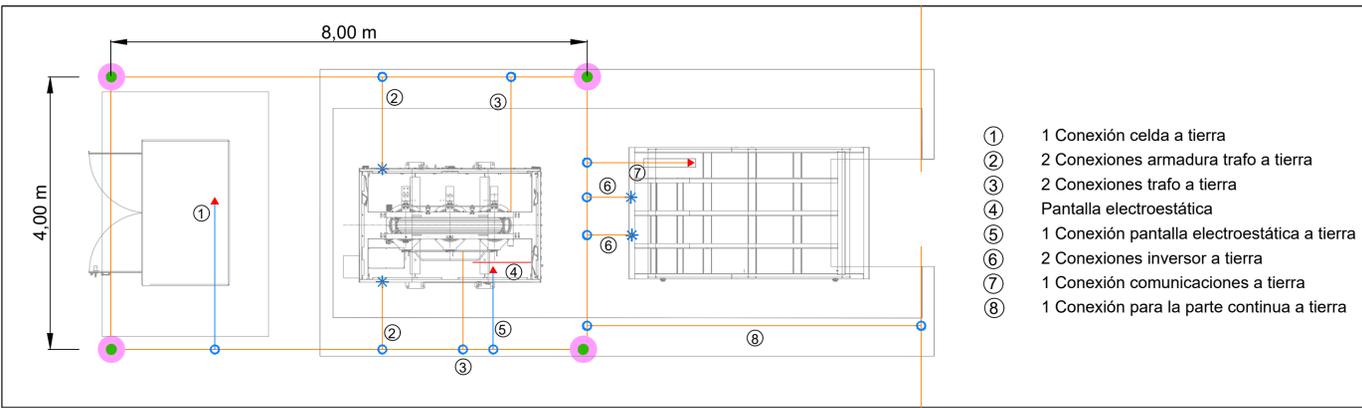
Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

Proyecto: FV VIANA SOL

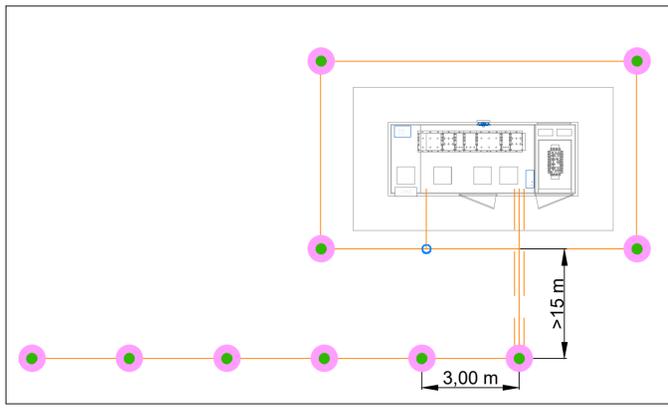
Título: PUESTA A TIERRA

Escala (A2): 1:2.500 Fase: TRAMITACION Autor:  Número: 4.1

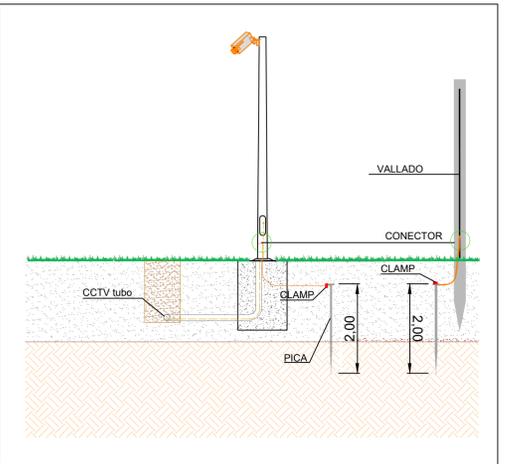
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA ESTACIONES



SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CPM

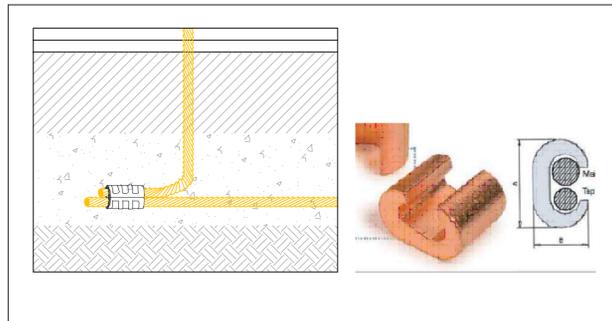


DETALLE PUESTA A TIERRA CCTV Y VALLADO

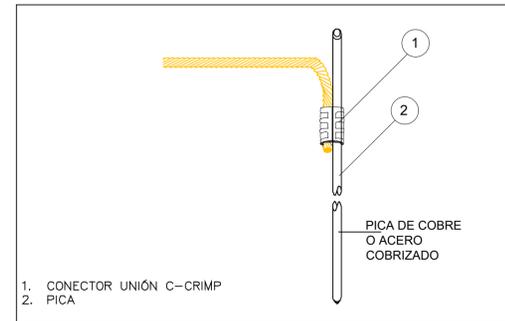


DETALLE DE LOS DIFERENTES CONECTORES

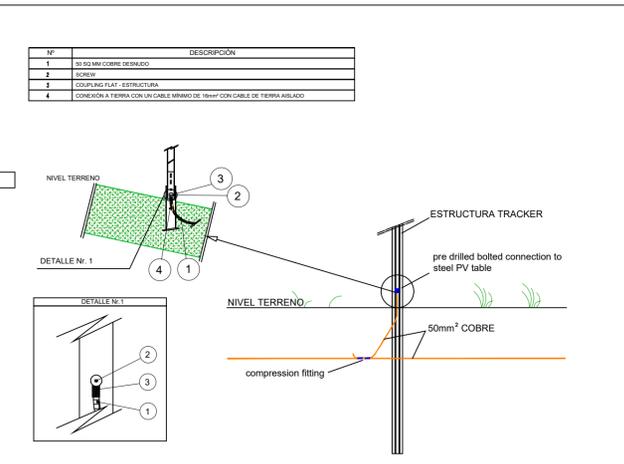
○ DETALLE Nr. 1
FIJACIONES COMPRESION (CRIMP) GROUND 70-50



● DETALLE Nr. 2
CONEXIÓN ENTRE PICA Y CABLE DE TIERRA 95-95

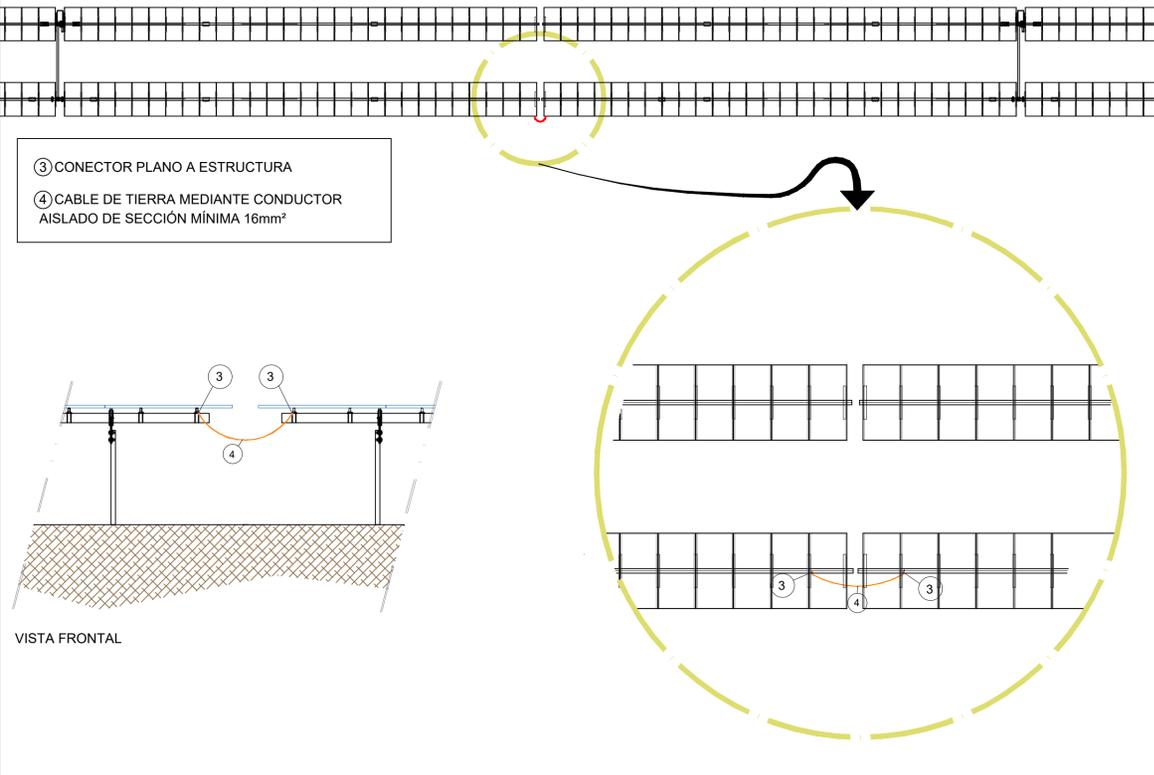


CONEXIÓN TÍPICA ENTRE LA ESTRUCTURA Y PUESTA A TIERRA

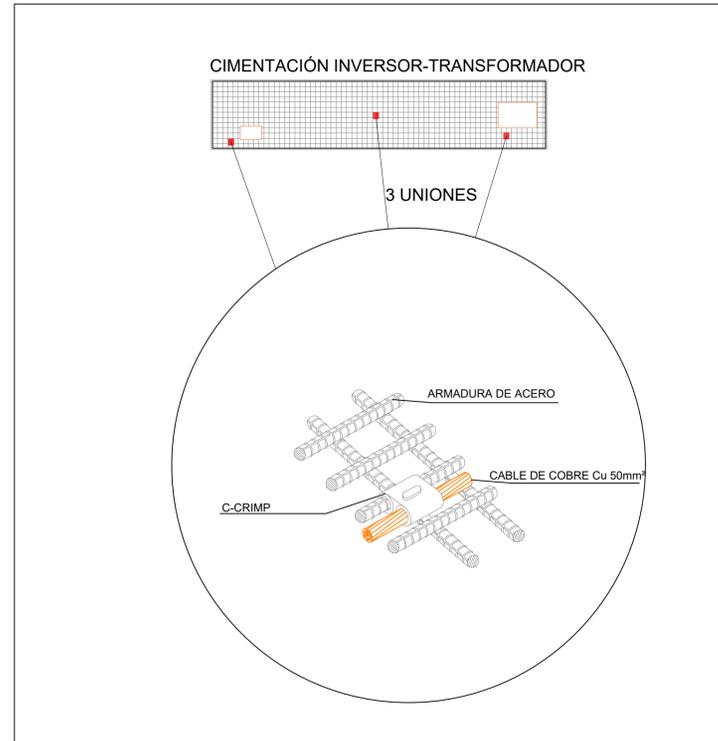


DETALLE CONEXIÓN ENTRE ESTRUCTURAS

CABLE DE COBRE AISLADO DE SECCIÓN 16mm² PARA UNIÓN ENTRE ESTRUCTURAS.



* DETALLE Nr.3

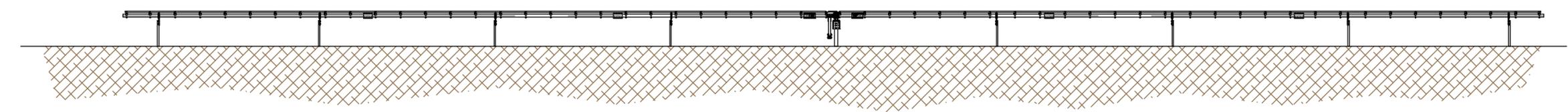


LEYENDA

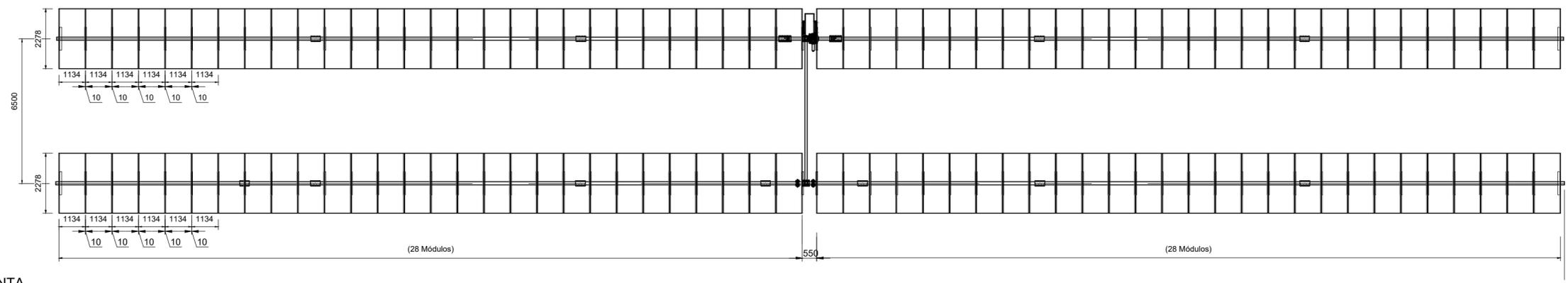
- 50mm² CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO
- 50mm² CONDUCTOR DE COBRE AISLADO
- 50mm² RVK
- 16mm² RVK
- 16mm² CONEXIÓN ESTRUCTURAS
- CONECTORES cable 50mm²- pica
- PICA 2m Longitud y 14,6mm²
- CONECTORES cable 50mm²-50mm²
- * CONEXIONES ARMADOS CIMENTACIÓN
- ▲ CONEXIONES EQUIPOS

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22		S.S.	E.B.	E.B.

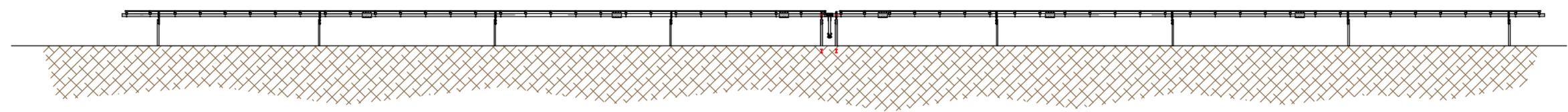
Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L.
 Proyecto: FV VIANA SOL
 Título: T.T. TOMA A TIERRA - DETALLES
 Escala (A1): Fase: TRAMITACION Autor: Número: 4.2



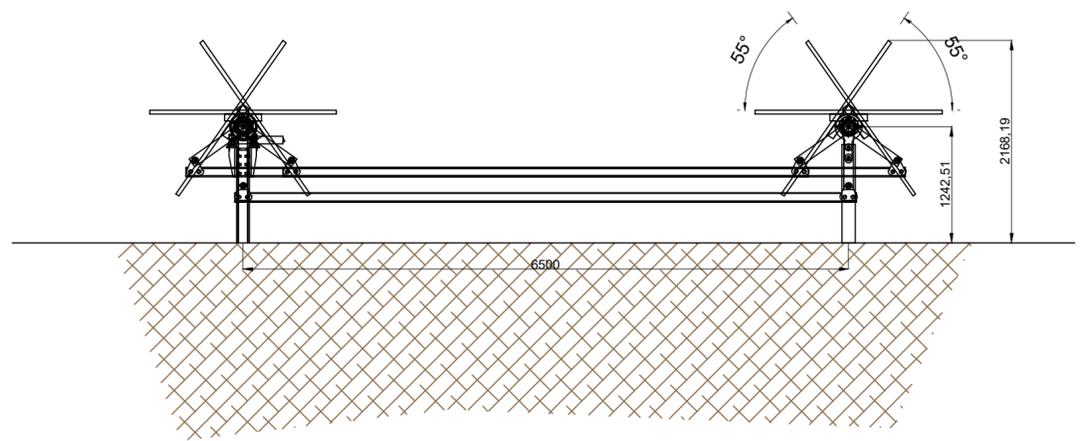
ALZADO LATERAL 1



PLANTA



ALZADO LATERAL 2



PERFIL

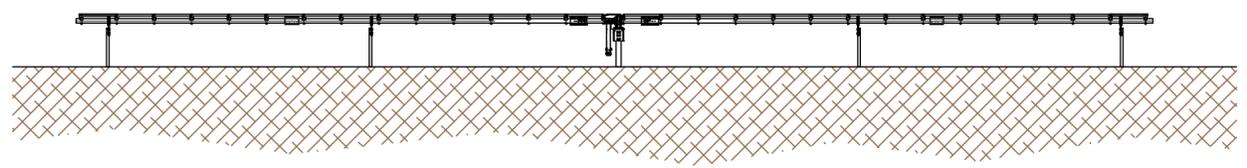
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor:
WADE FOTOVOLTAICA, S.L.

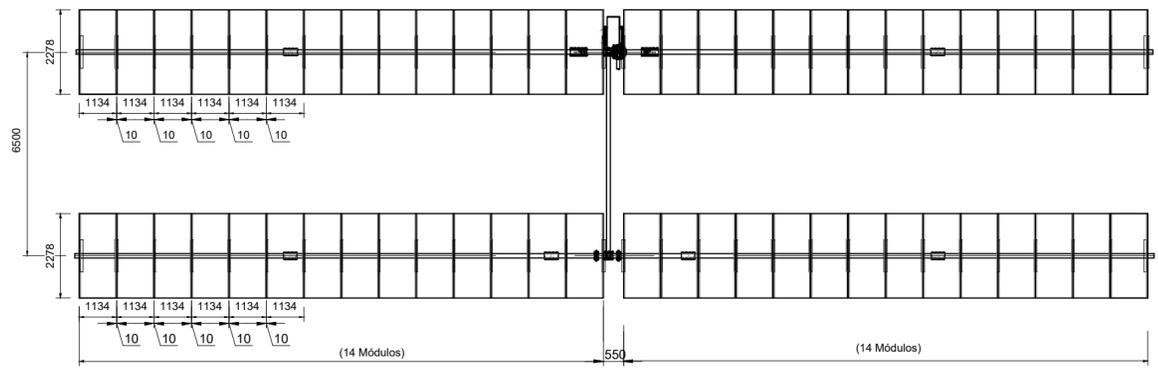
Proyecto:
FV VIANA SOL

Título:
ES. TRACKER 2x1V56 (112 MODULOS)

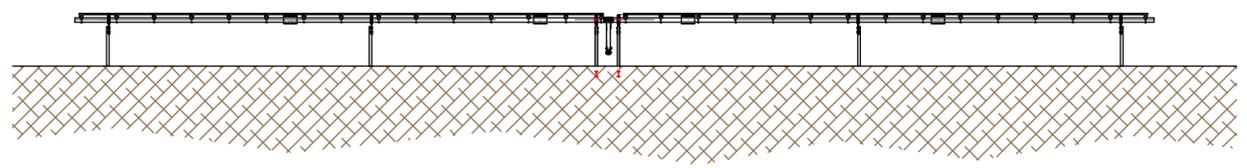
Escala (A2):
Fase:
Autor:
Número:
TRAMITACION
5.1



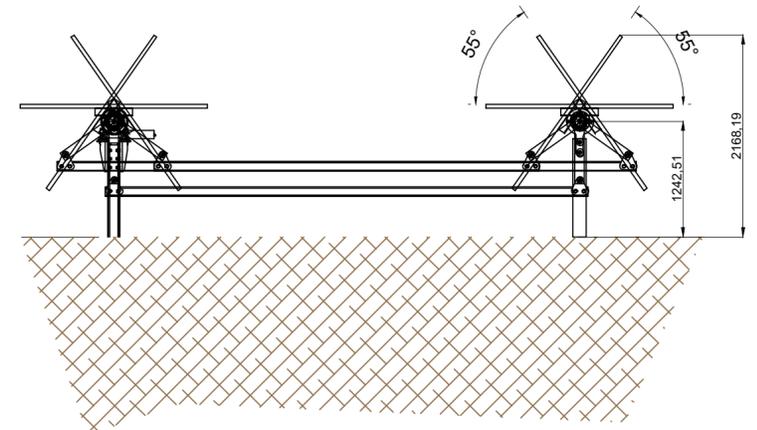
ALZADO LATERAL 1



PLANTA



ALZADO LATERAL 2

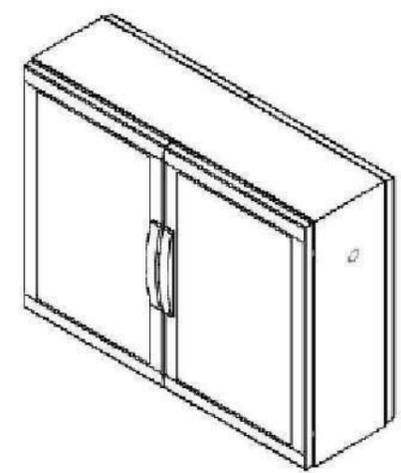
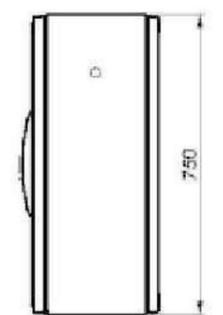
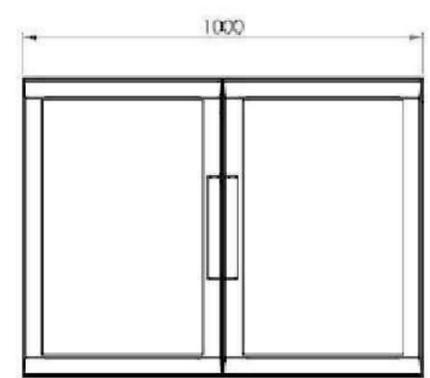
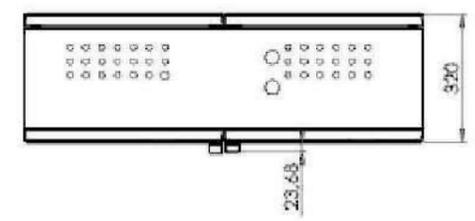
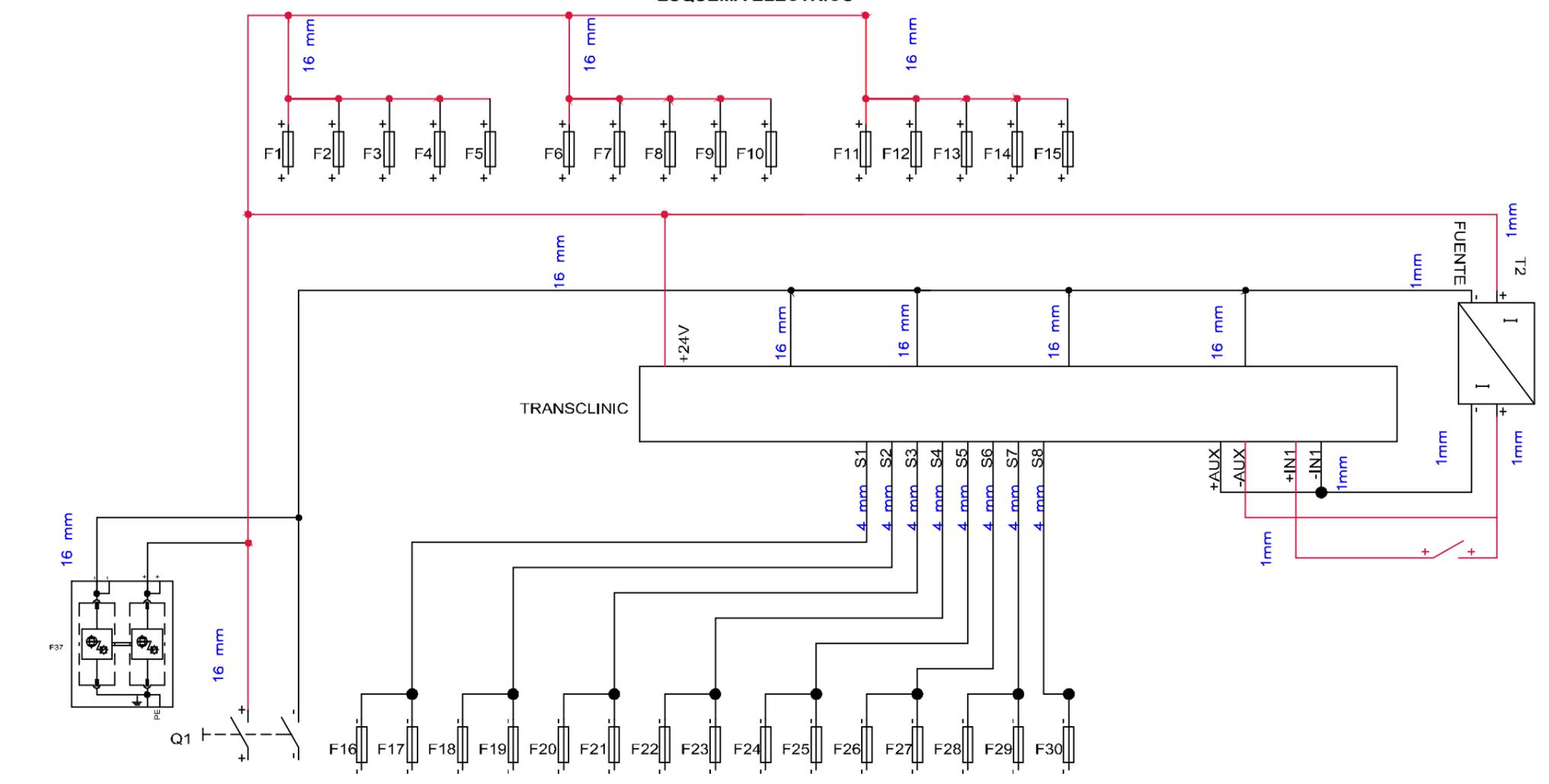


PERFIL

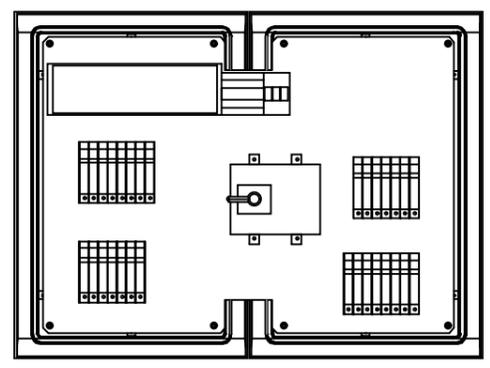
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L			
Proyecto: FV VIANA SOL			
Titulo: ES. TRACKER 2x1V28 (56 MODULOS)			
Escala (A2):	Fase: TRAMITACION	Autor:	Número: 5.2

ESQUEMA ELÉCTRICO



VISTA FRONTAL MONTAJE

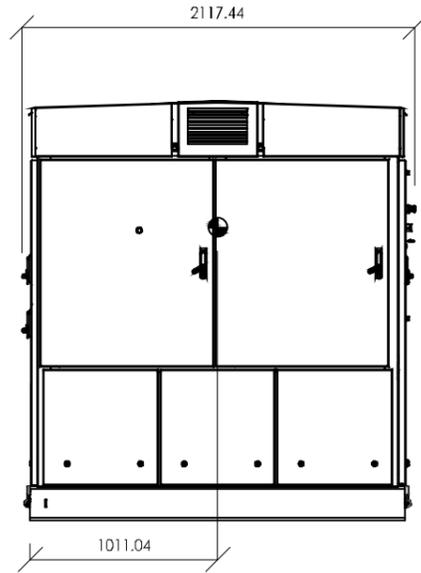


NOTA:
 Ejemplo de diseño de DC Box. El número de fusibles se adaptará a cada caja particular del proyecto.

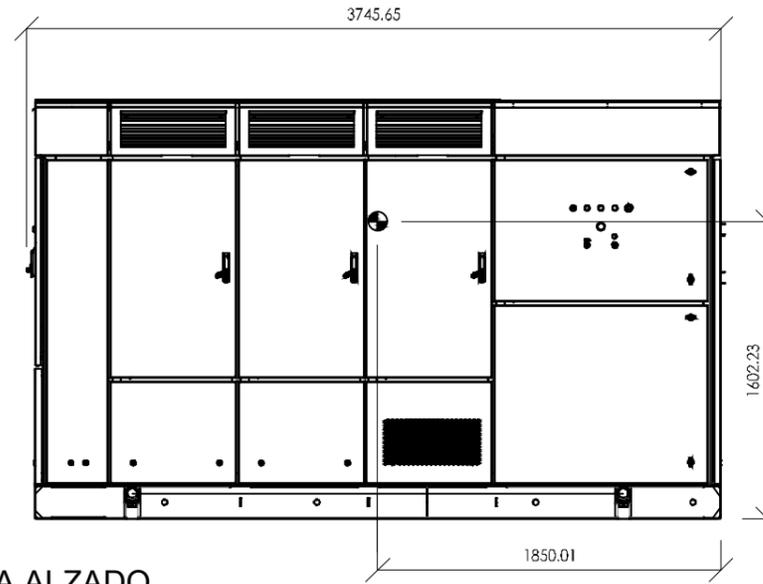
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L.
 Proyecto: FV VIANA SOL
 Título: EQ. DC BOX

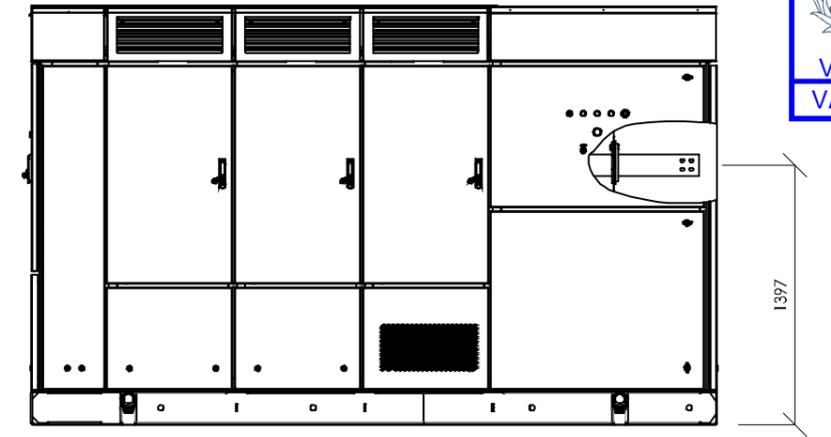
Escala (A3):	Fase: TRAMITACION	Autor:  Enrique Benedito Requena Nº Col. 10432 COGITI	Número: 6.1
--------------	-------------------	--	-------------



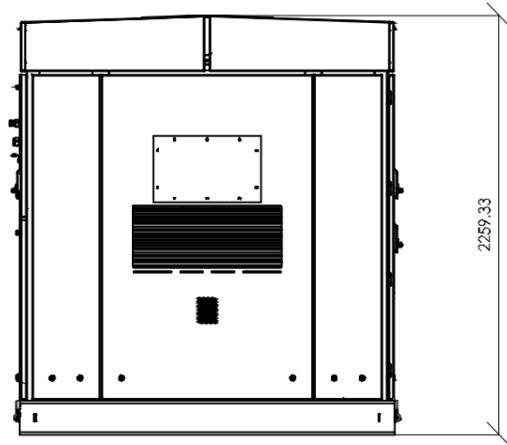
PERFIL



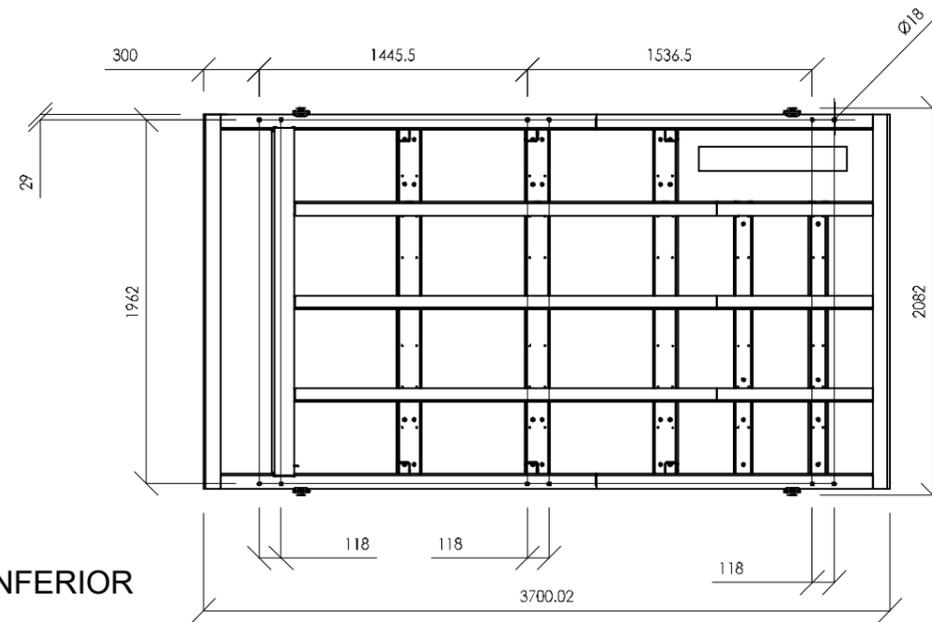
VISTA ALZADO



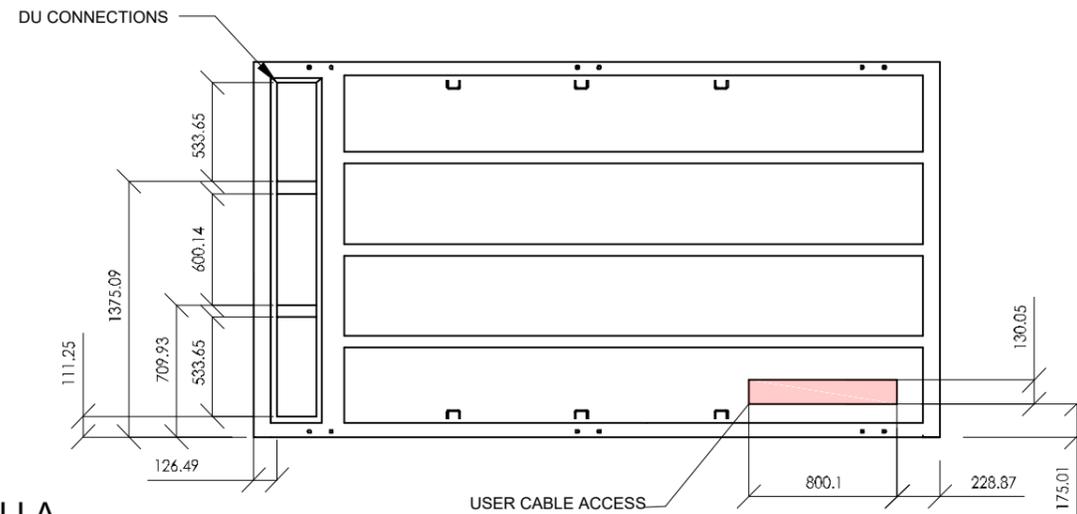
CONEXIÓN



PERFIL



VISTA INFERIOR

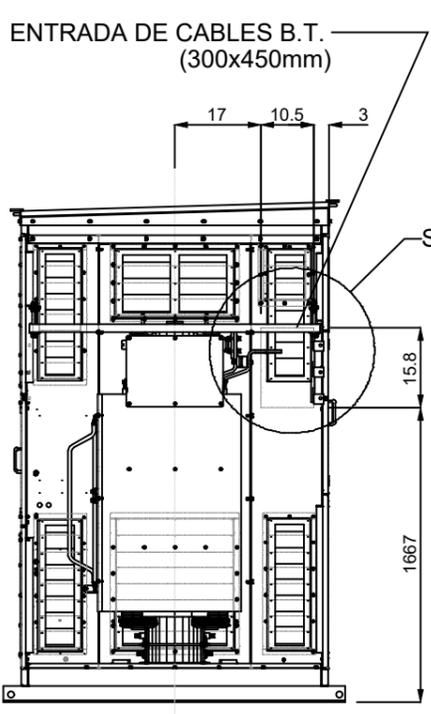


HUELLA

Documento visado electrónicamente con número: VA10295/22
Código de validación telemática TR:XZKU03KMNXAQ2L. Comprobación: https://cogitivalencia.e-gestion.es/Validacion.aspx?CVT=TR:XZKU03KMNXAQ2L

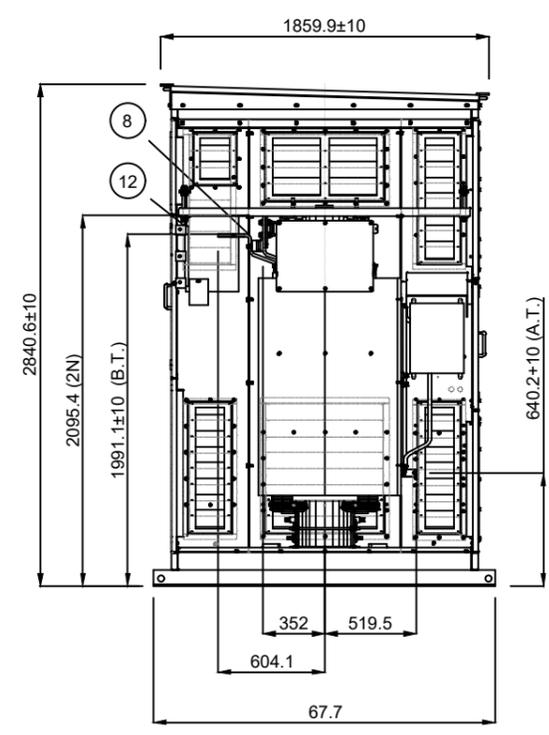
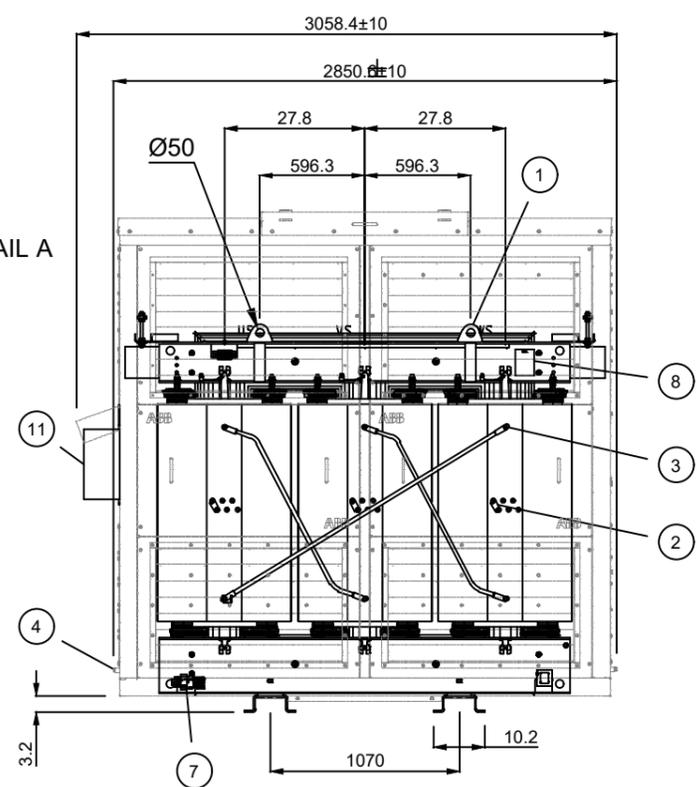
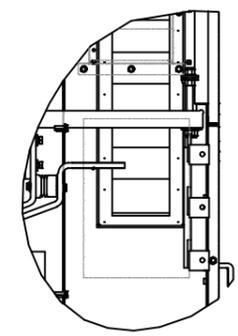
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

			
Promotor:			
WADE FOTOVOLTAICA, S.L			
Proyecto:			
FV VIANA SOL			
Título:			
EQ. INVERSOR			
Escala (A3):	Fase:	Autor:	Número:
1:30	TRAMITACION		6.2

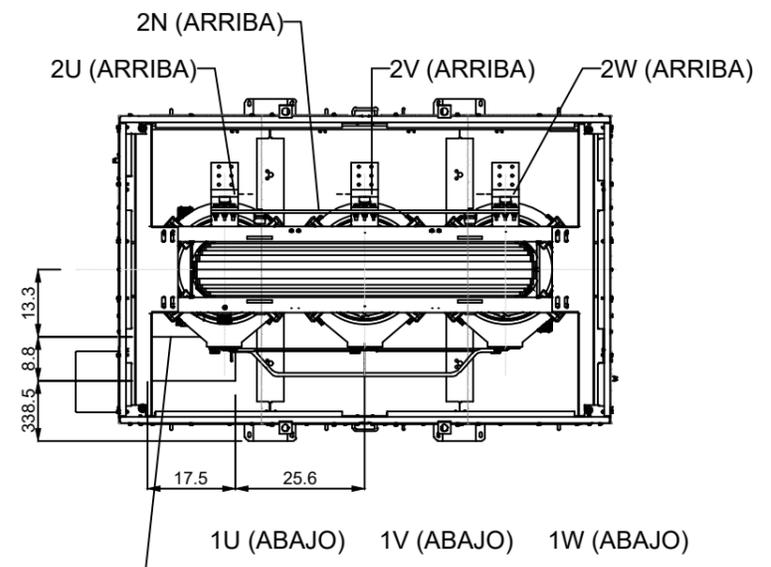
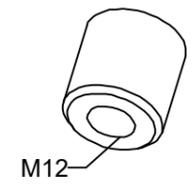


DETALLE A

ENTRADA CABLES B.T.



TOMA DE TIERRA



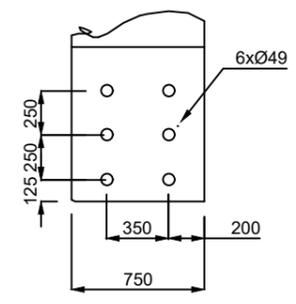
ENTRADA DE CABLES A.T. (250x500mm)

TOLERANCIAS SEGUN ISO 2768V

TRANSFORMADOR ABB	
POTENCIA	3.100kVAs Y 2.100kVAs
TENSIONES	13.200/615V
ASILAMIENTO	SECO

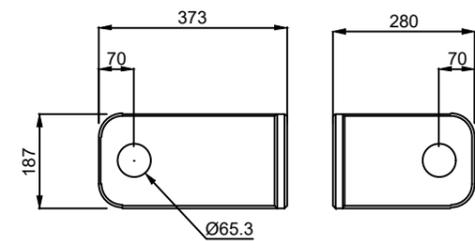
DESCRIPCIÓN	
1	- CAJA DE CONEXIONES
2	- INTERCONEXIÓN ENTRE FASES
3	- LIFTING LUG
4	- PLACA DE CARACTERÍSTICAS
5	- RESISTENCIA
6	- SOPORTE DE CABLES
7	- TAPPING
8	- TERMINAL B.T.
9	- TOMA DE TIERRA

TERMINAL B.T. 2N-2U-2V-2W



MATERIAL: ALUMINIO + BIMETALICA
ESPESOR: 15mm

TERMINAL AT 1U-1V-1W



MATERIAL: COBRE
ESPESOR: 5mm

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

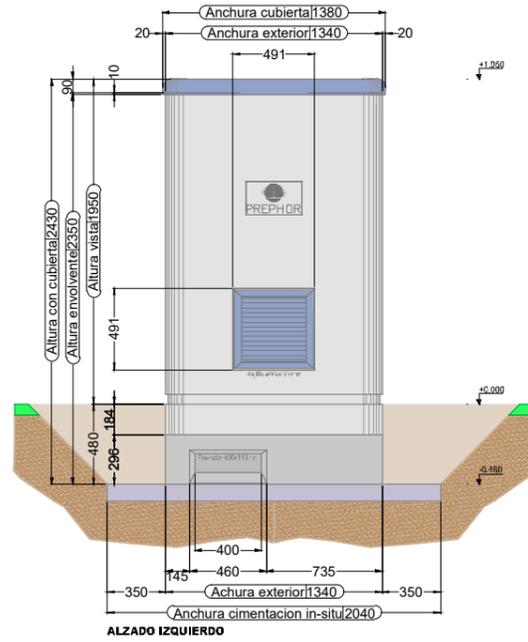


Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

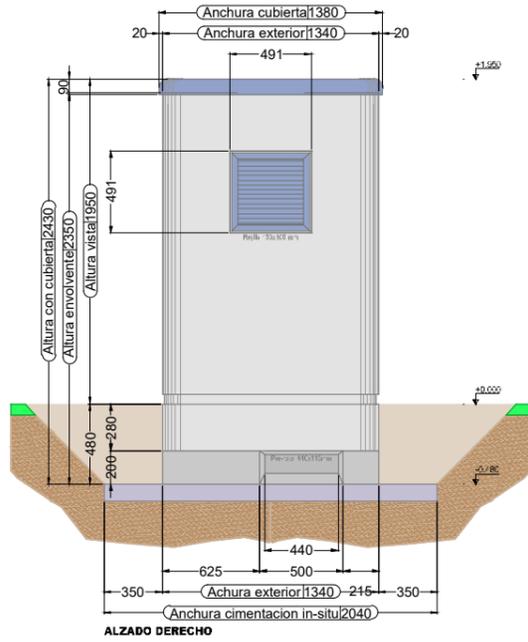
Proyecto: FV VIANA SOL

Título: EQ. TRANSFORMADOR

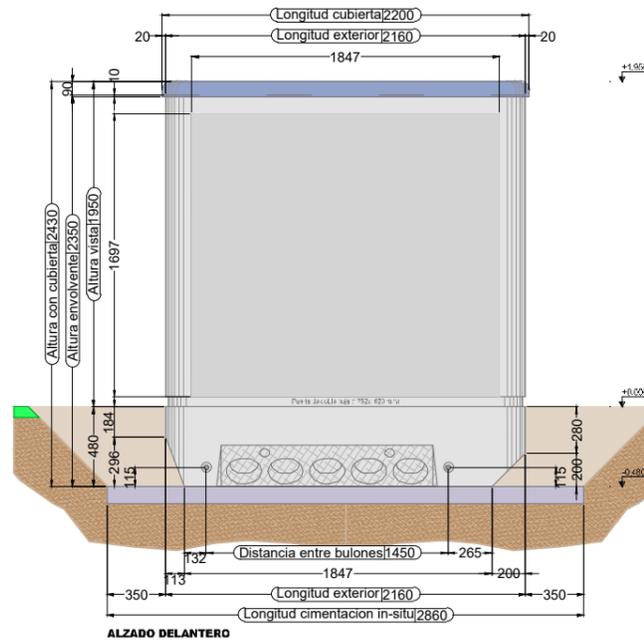
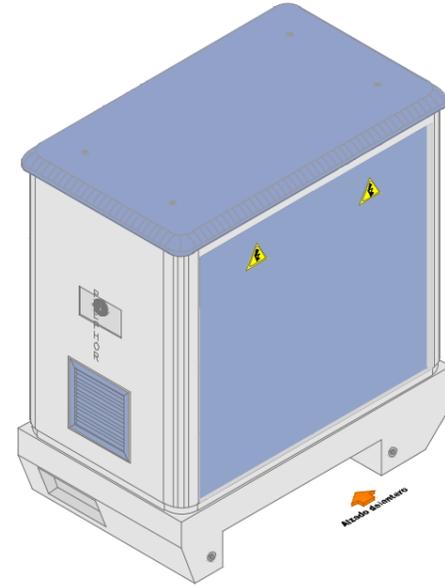
Escala (A3): 1:40	Fase: TRAMITACION	Autor:  Enrique Benedito Requena Nº Col. 10432 COGITI	Número: 6.3
-------------------	-------------------	--	-------------



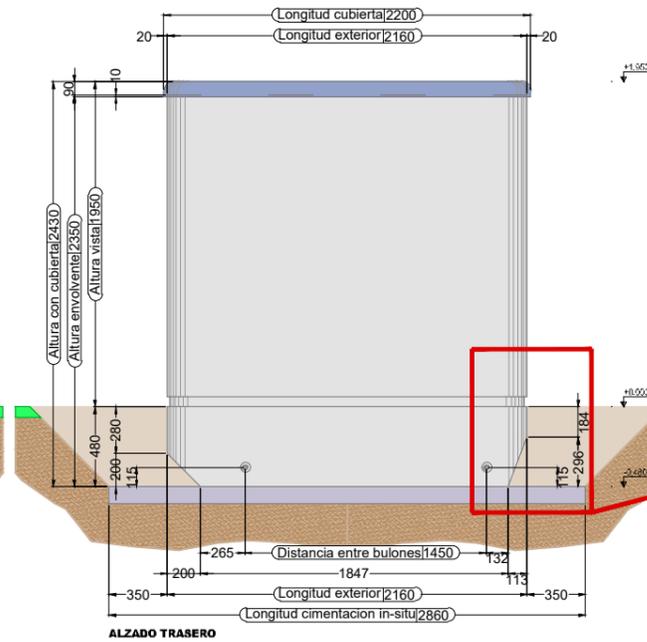
ALZADO IZQUIERDO



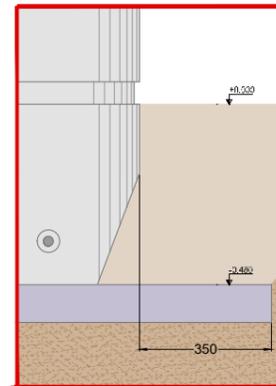
ALZADO DERECHO



ALZADO DELANTERO

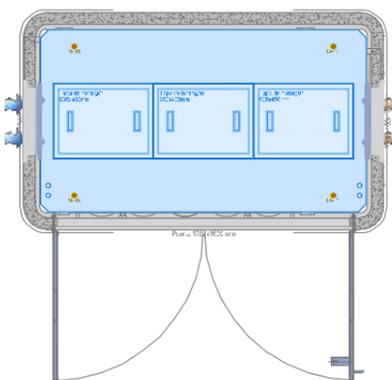


ALZADO TRASERO



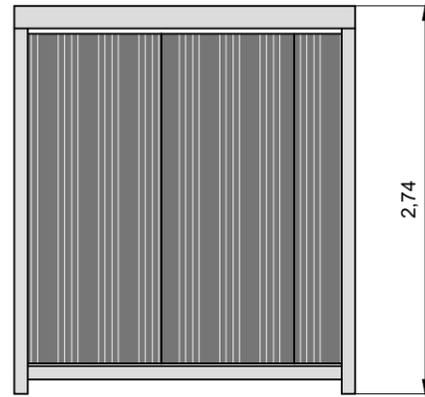
En función de las características del terreno, una vez realizada la excavación, los edificios monobloque se asientan sobre una cama de arena lavada y nivelada de e=100 mm, o bien sobre una losa de hormigón armado y nivelado de e=150 mm (HA-20)

DATOS CIMENTACIÓN ORIENTATIVA:	
Dimensiones cimentación	2860x2040 mm
Tensión admisible del terreno	2 Kg/cm ²
Módulo de balasto	20000 KWh/m ²

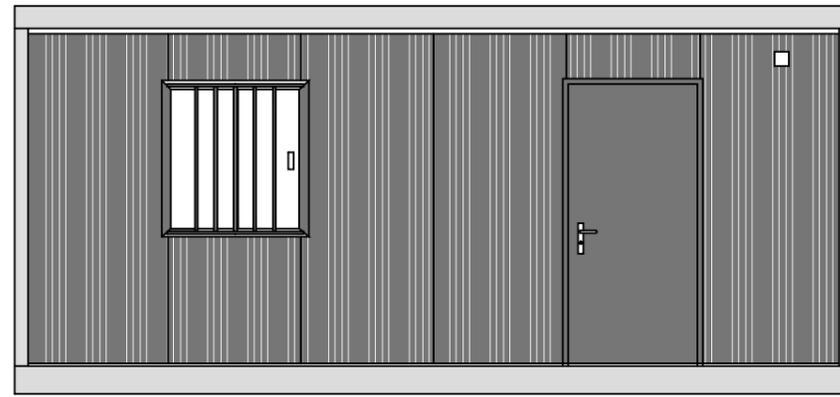


Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

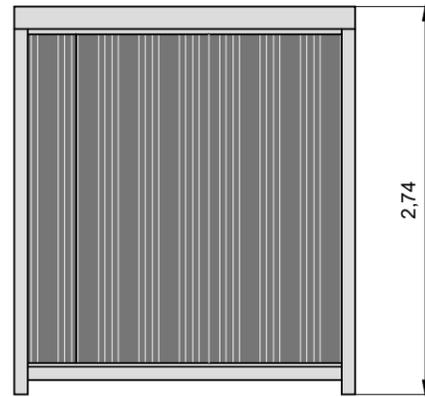
Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L	
Proyecto: FV VIANA SOL	
Título: EQ. EDIFICIO CELDAS MT	
Escala (A2): 1:30	Fase: TRAMITACION
Autor: 	Número: 6.4



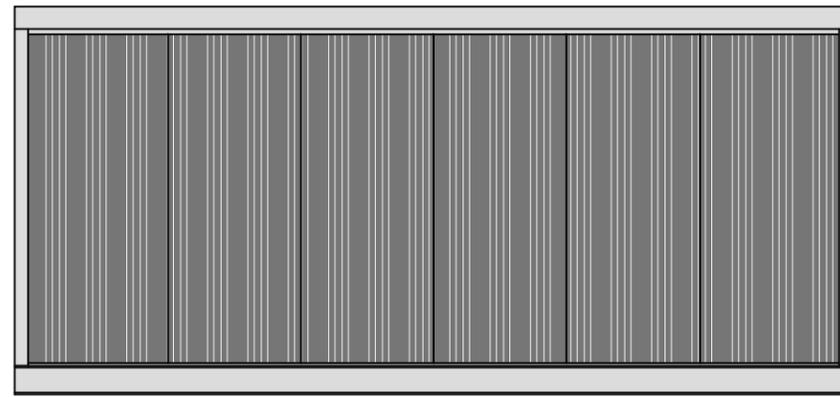
ALZADO IZQUIERDO



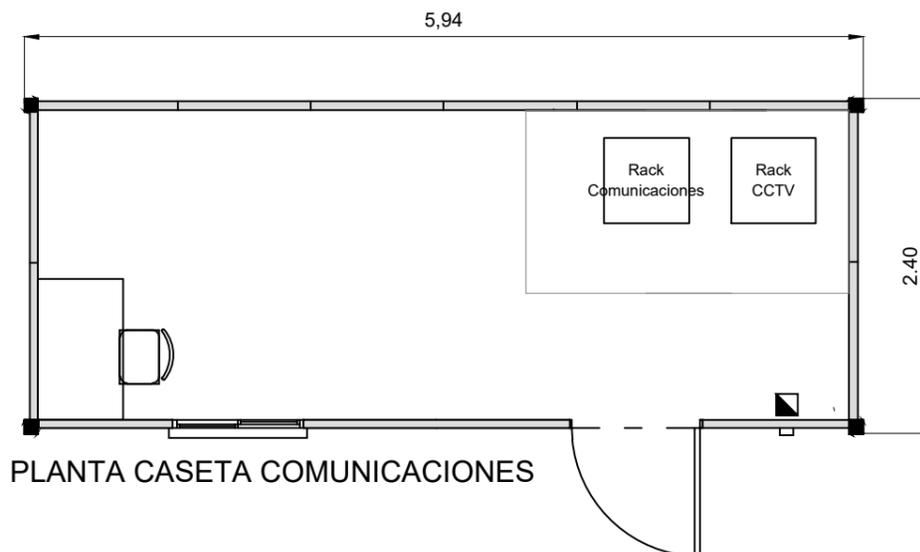
ALZADO FRONTAL



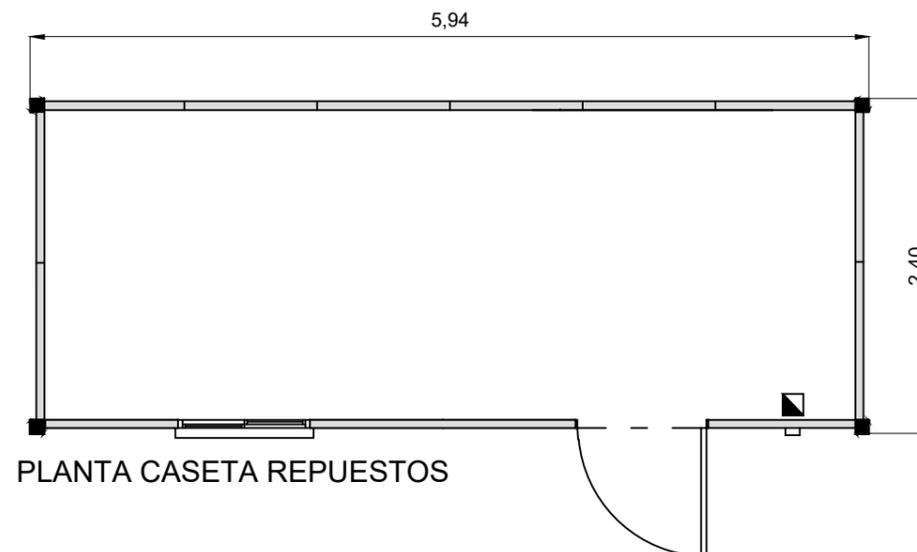
ALZADO DERECHO



ALZADO TRASERO



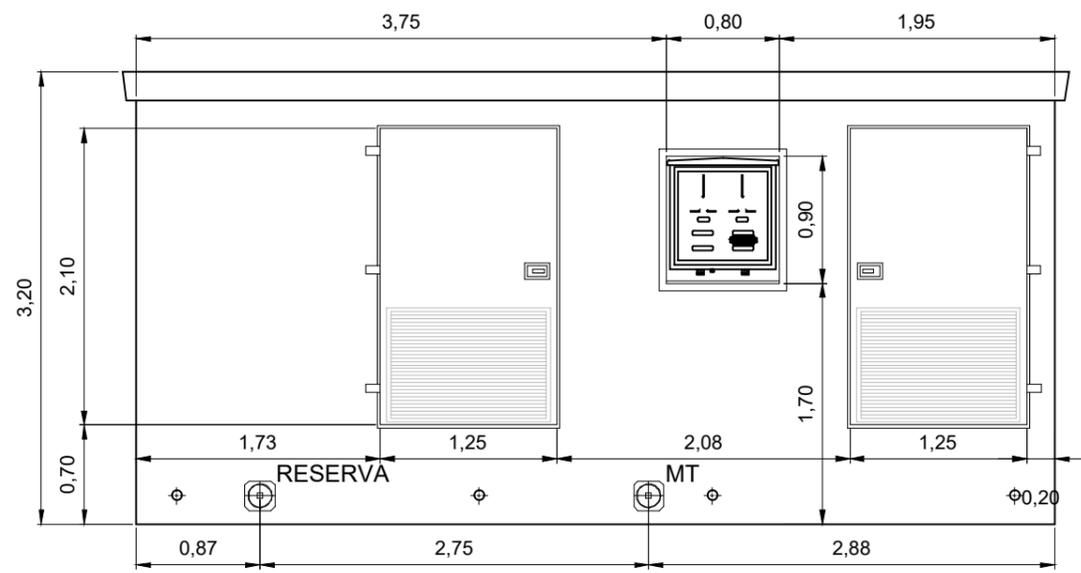
PLANTA CASETA COMUNICACIONES



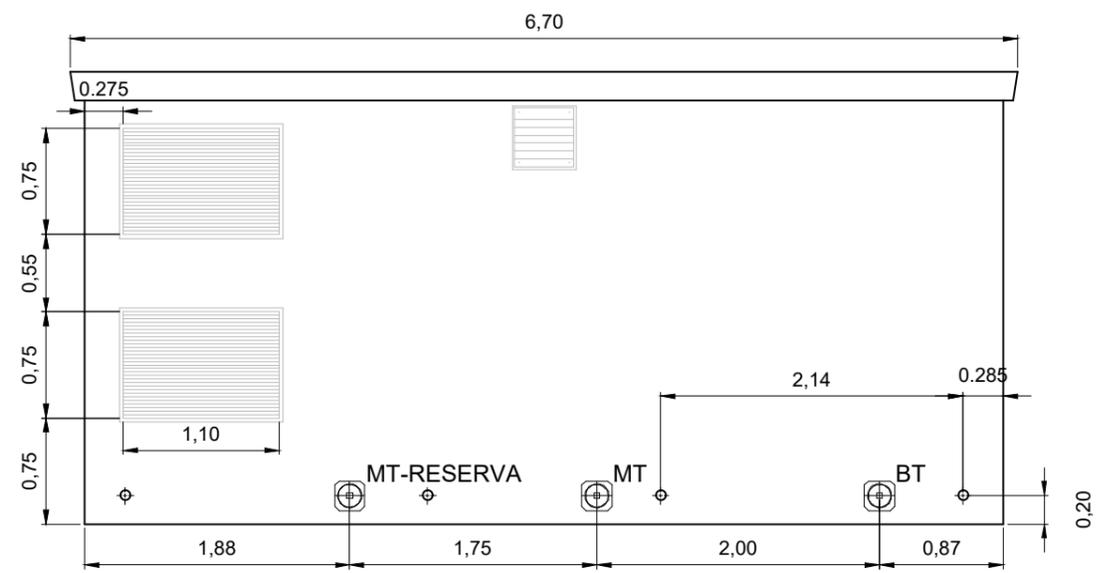
PLANTA CASETA REPUESTOS

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

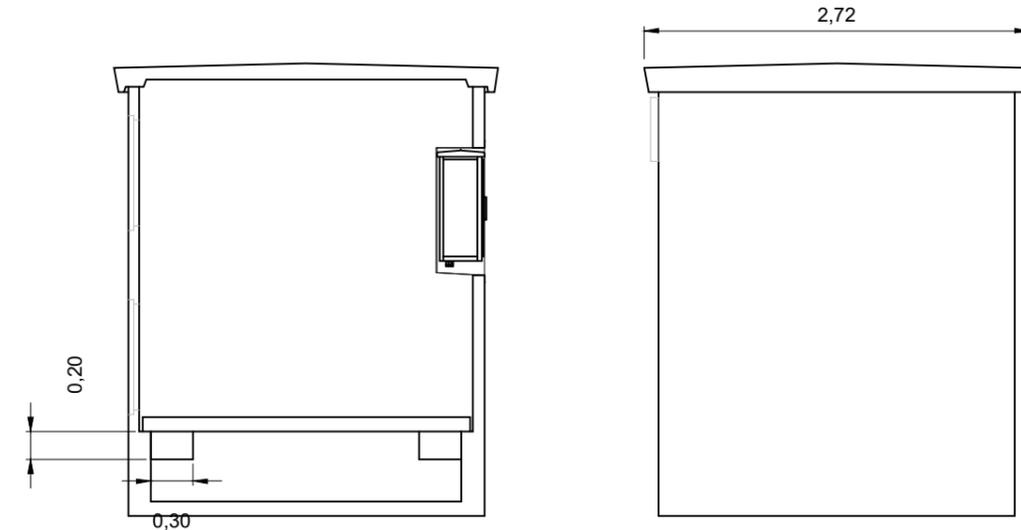
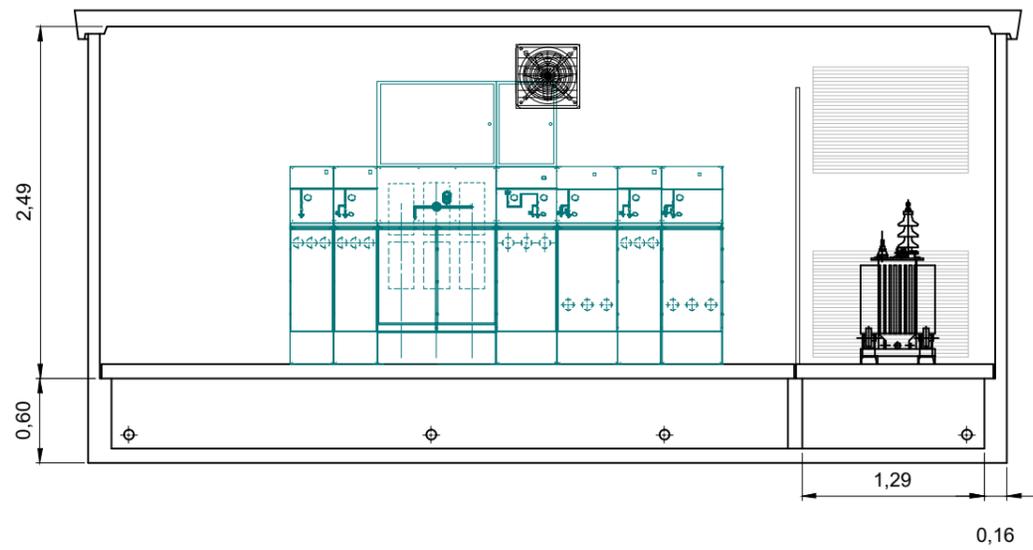
Promotor:	WADE FOTOVOLTAICA, S.L		
Proyecto:	FV VIANA SOL		
Título:	EQ. CASETA DE COMUNICACIONES - REPUESTOS		
Escala (A3):	Fase:	Autor:	Número:
1 : 50	TRAMITACION		6.5



ALZADO PRINCIPAL

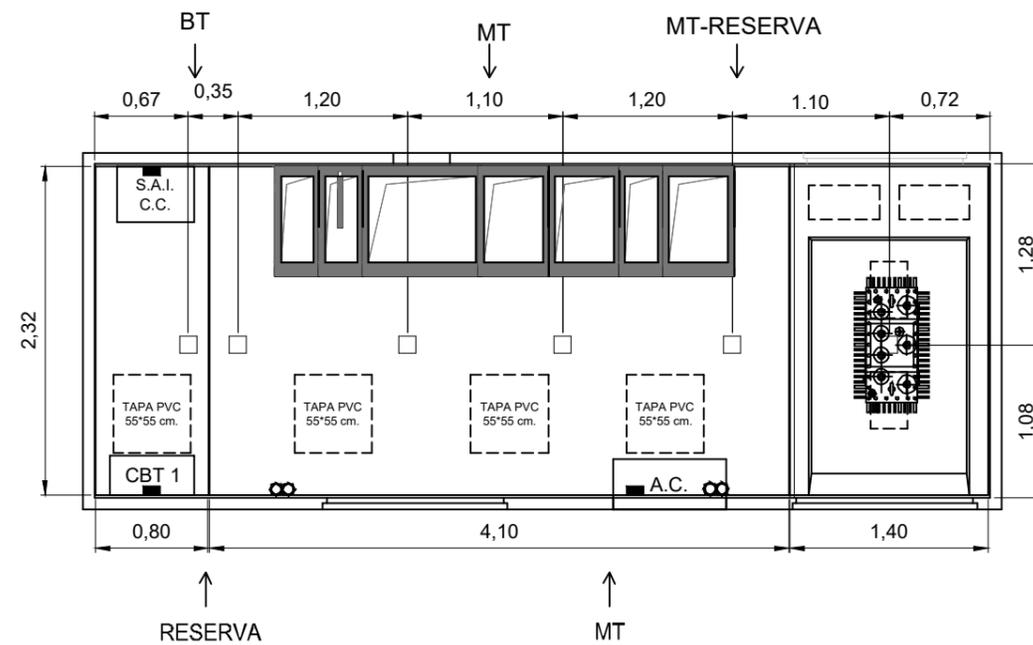
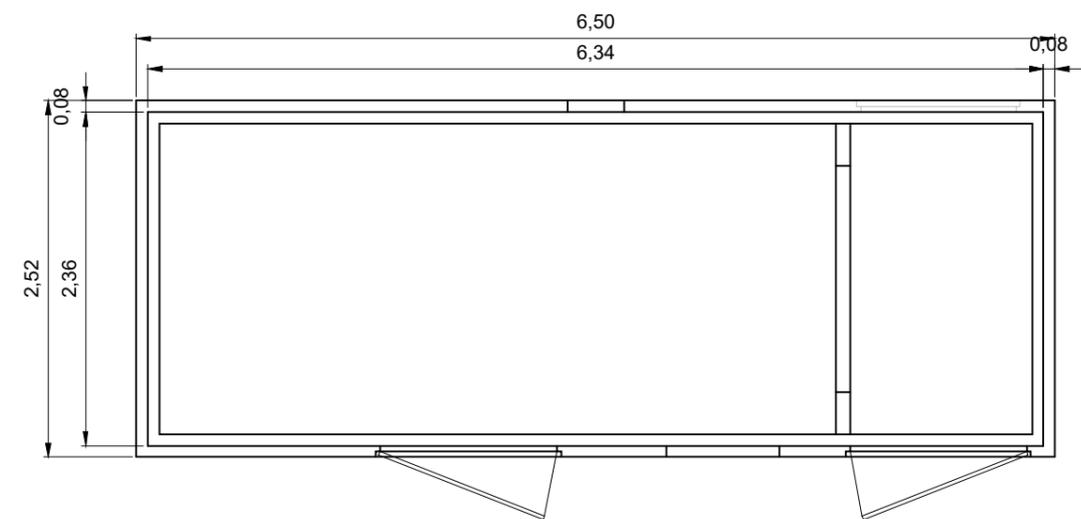


ALZADO POSTERIOR



PERFIL IZQUIERDO

PERFIL DERECHO



Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L.

Proyecto: FV VIANA SOL

Título: EQ. Centro de Protección y Medida (CPM).

Escala (A3): 1:50 Fase: TRAMITACION Autor: Número: 6.6

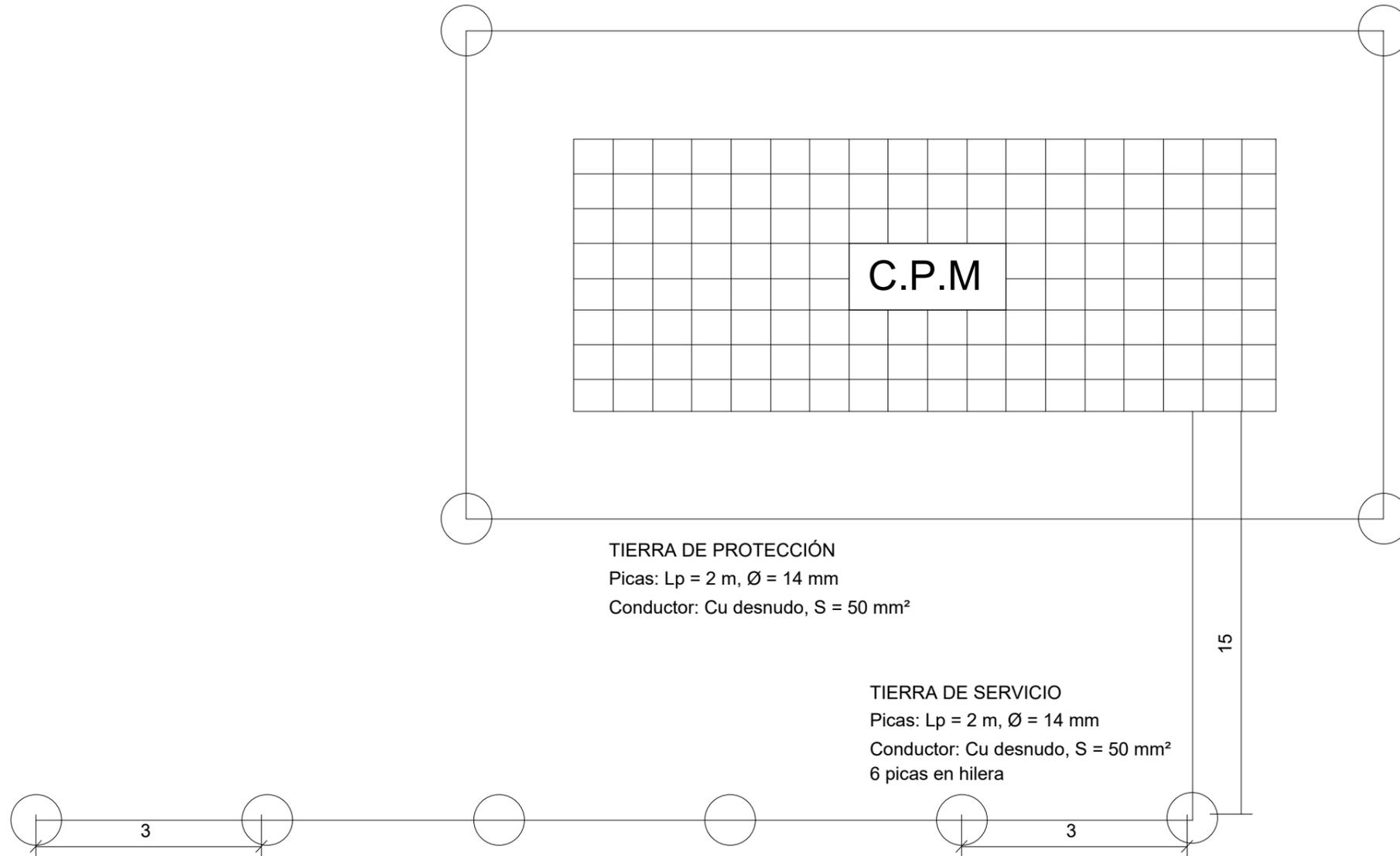
SOLAER
Energías Renovables

Enrique Benedito Requena
Nº Col. 10432 COGITI



TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 80-40/5/42
Profundidad electrodo: 0.5 m
Sección conductor: 50 mm²
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 4
Longitud picas: 2

NOTA: En el piso del Centro de Protección y Medida se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm. formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro. Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm. como mínimo. Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.



TIERRA DE PROTECCIÓN
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm²

TIERRA DE SERVICIO
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm²
6 picas en hilera

TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 5/62.
Profundidad electrodo: 0.5 m
Separación picas: 3 m
6 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm²
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

NOTA: El conductor de conexión entre el neutro del transformador y el electrodo de la tierra de servicio será de cable aislado 0,6/1kV de 50 mm² en Cu, bajo tubo de PVC con grado al impacto 7 (mínimo)

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

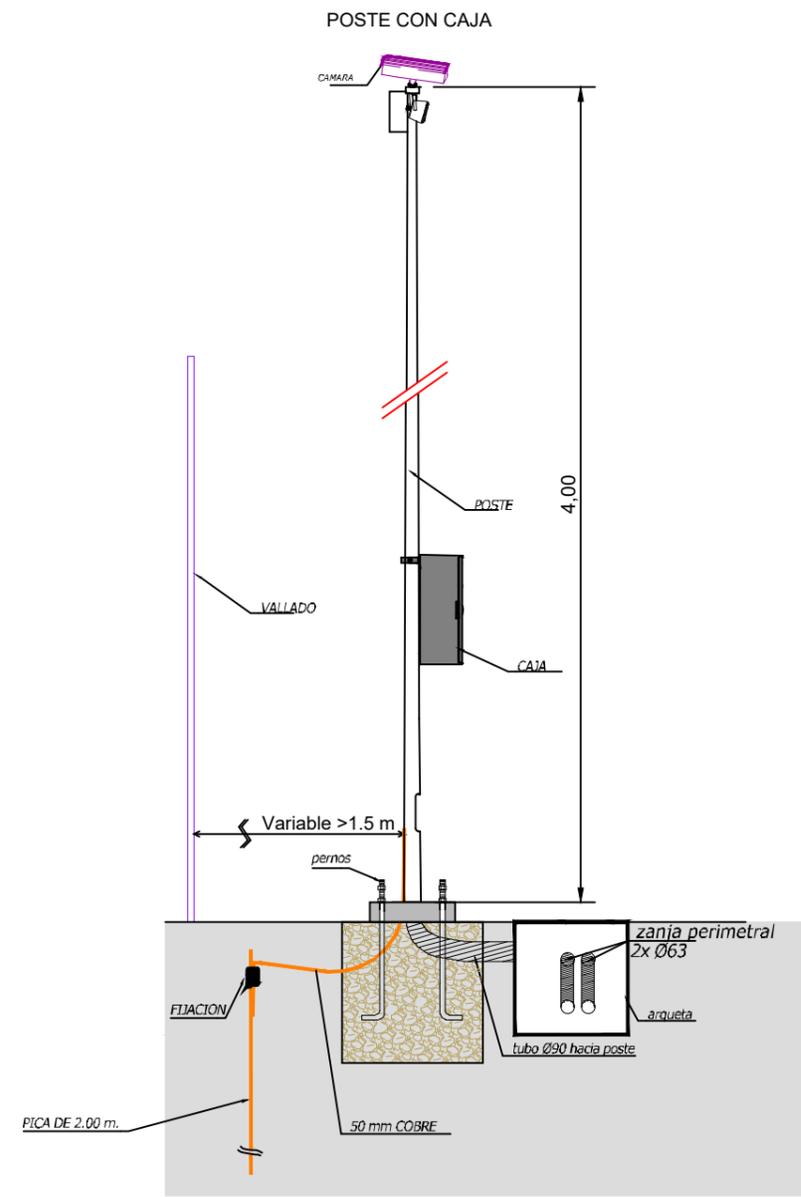
Proyecto: FV VIANA SOL

Título: EQ. RED DE TIERRAS CPM.

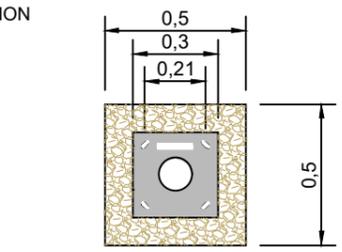
Escala (A3): - Fase: TRAMITACION Autor: Número: 6.7

Enrique Benedito Requena
Nº Col. 10432, COGITI

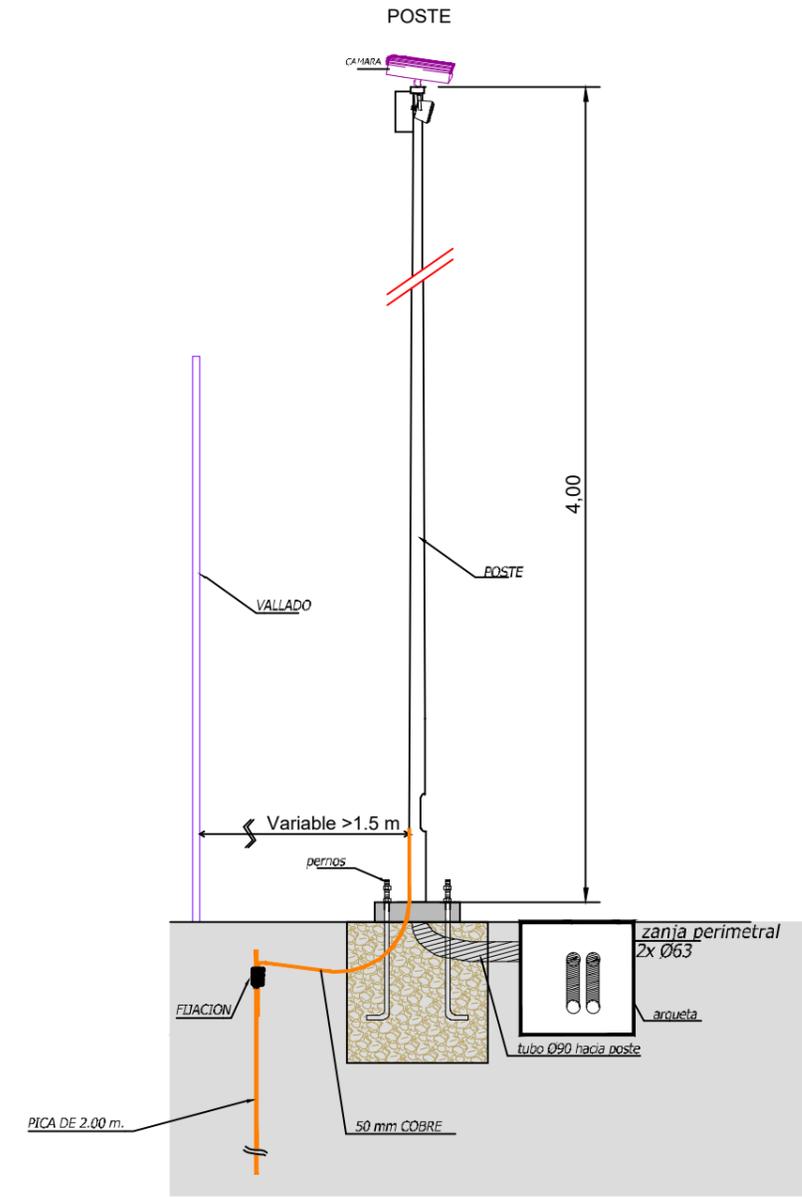
DETALLES CAMARA SOBRE POSTE



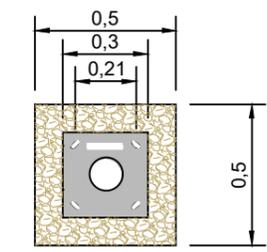
ALZADO - SECCION



PLANTA

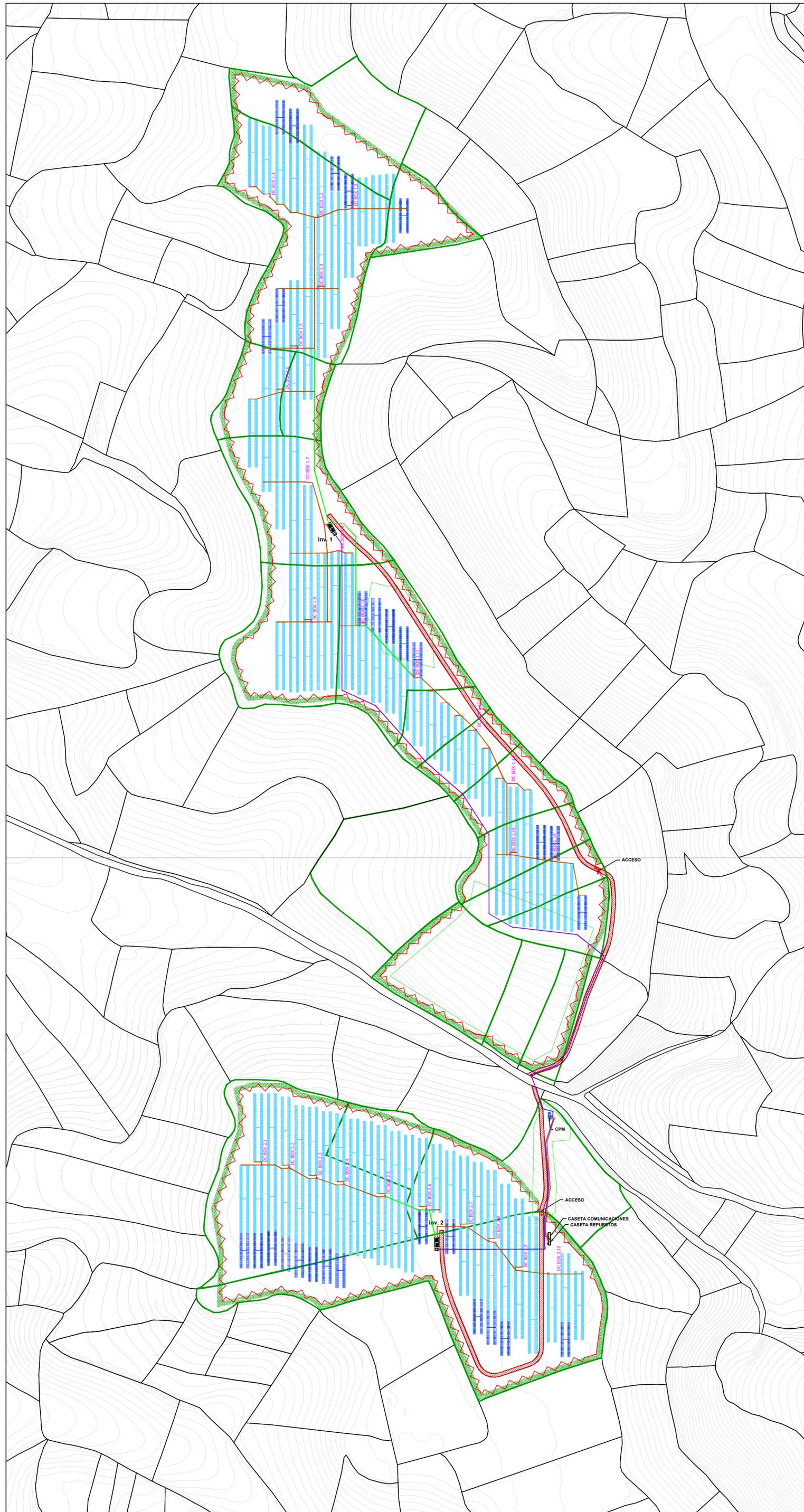


ALZADO - SECCION



PLANTA

0	Sep '22	--	S.S.	E.B.	E.B.
Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
					
Promotor: WADE FOTOVOLTAICA, S.L					
Proyecto: FV VIANA SOL					
Título: SS. DETALLES SISTEMA DE SEGURIDAD					
Escala (A3): 1:25	Fase: TRAMITACION	Autor:  Enrique Benedito Requena Nº Col. 10432 COGITI		Número: 7.1	



SISTEMA DE COORDENADAS
ETRS89 / UTM ZONA 30 NORTE

Para adecuar la orografía de la parcela a las instalaciones proyectadas, se van a realizar una regularización del terreno sobre las áreas indicadas con espesores no superiores a 40cm en el interior de la misma, ejecutando en algunas zonas desmontes y en otras, terraplenes, con los siguientes volúmenes aproximados:

- SUPERFICIE AFECTADA 32.154 m²
- VOLUMEN MOVIMIENTO DE TIERRAS= superficie afectada x 0,40 m =12.861m³

LEYENDA

-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA ACCESO
-  PARCELAS AFECTADA
-  VIAL
-  BARRERA VEGETAL
-  DC BOX
-  CASETA REPUESTOS
-  CASETA DE COMUNICACIONES
-  ESTACIÓN (INVERSOR, TRANSF. Y CELDAS MT)
-  CPM
-  TRACKER 2x1V 56 (112 módulos)
-  TRACKER 2x1V 28 (56 módulos)

Rev.	Fecha	Actualizaciones	Dibujado	Diseñado	Revisado
0	Sep '22	-	S.S.	E.B.	E.B.

Promotor: **SOLAER Energías Renovables**

Proyecto: WADE FOTOVOLTAICA, S.L

FV VIANA SOL

Título: ADECUACIÓN DE PARCELA

Documento visado electrónicamente con número: VA 10295/22
 Código de validación telemática TR:ZKZCOKWNAQZL Comprobación: https://logivalencia.e-gestion.es/validacion.aspx?CVI=TR:ZKZCOKWNAQZL