

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María (Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW  
Capacidad de acceso: 4,95 MW**

**Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

**Ingeniería: Ingnova Proyectos**

**Marzo 2023**

## Índice del proyecto

- Documento nº 1: Memoria y anejos a la memoria
  - Anejo 1: Estudio de producción energética
  - Anejo 2: Fichas técnicas equipos
  - Anejo 3: Cronograma
  - Anejo 4: RBDA
- Documento nº 2: Planos
- Documento nº 3: Presupuesto

### Características principales

Elemento	Parámetro	Unidad	
<b>Potencia</b>	Potencia pico	MWp	5,91
	Potencia instalada	MW	4,95
	Capacidad de acceso	MW	4,95
<b>Módulo FV</b>	Número de módulos	Qty	10.192
	Fabricante y modelo	-	Jinko solar JKM580N-72HL4
	Tecnología	-	Bi-facial
	Potencia	Wp	580
<b>Estructura Soporte</b>	Tipo	-	Seguidor solar
	Fabricante y modelo	-	PVHardware Monoline
	Configuración	-	2V
	Nº de trackers	Qty	196
	Pendiente N-S tolerada	%	14
<b>Inversor</b>	Número de inversores	Qty	3
	Tipo	-	Central
	Fabricante y modelo	-	Ingecon Sun Power 1675L B645
	Potencia salida AC (30 °C)	kW	1.673
	Potencia salida AC (50 °C)	kW	1.508
	Potencia Limitada	kW	1.650
<b>Centro de Transformación</b>	Número de centros de transformación	Qty	1
	Fabricante y modelo	-	Power Station 5400 FSK Serie B
	Potencia AC a 30°C	kVA	5.379
<b>Parámetros de Diseño</b>	Tª de diseño	°C	30
	Nº de módulos / string	Qty.	26
	Pitch	m	11,00
	Nº de strings	Qty	392
<b>Características de la instalación</b>	Coordenada UTM ETRS89 Huso 29	X	747.788
	Coordenada UTM ETRS89 Huso 29	Y	4.060.328
	Superficie de las parcelas catastrales	ha	16,26
	Superficie ocupada por el vallado	ha	9,87
	Longitud del vallado	m	1.699,00

## **Documento nº 1: Memoria**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

Promotor: **Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

Ingeniería: **Ingnova Proyectos**

**Marzo2023**

## ÍNDICE

<b>MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>4</b>
<b>1. DATOS GENERALES .....</b>	<b>5</b>
1.1. OBJETO DEL PROYECTO.....	5
1.2. ANTECEDENTES.....	5
1.3. POTENCIA INSTALADA .....	6
1.3.1. <i>Capacidad de acceso en el punto de conexión</i> .....	6
1.3.2. <i>Potencia instalada</i> .....	6
1.4. IDENTIFICACIÓN DEL TITULAR .....	7
1.5. ORDEN DE ENCARGO.....	7
1.6. DATOS DEL PROYECTISTA .....	7
1.7. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	7
1.8. NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	9
<b>2. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA .....</b>	<b>12</b>
2.1. SITUACIÓN.....	12
2.2. ACCESOS A LA PLANTA.....	14
2.3. ESTUDIO DE AFECCIONES PLANTA SOLAR .....	15
2.3.1. <i>Afección a Red Natura 2000</i> .....	16
2.3.2. <i>Afección a Vías Pecuarias</i> .....	16
2.3.3. <i>Afección a Montes de Utilidad Pública</i> .....	17
2.3.4. <i>Riesgo Sísmico</i> .....	18
2.3.5. <i>Afección a carreteras</i> .....	18
2.3.6. <i>Afección a líneas férreas</i> .....	19
2.3.7. <i>Afección a líneas eléctricas</i> .....	19
2.3.8. <i>Afección a Gasoducto</i> .....	21
2.3.9. <i>Afección a la red hidrográfica</i> .....	21
2.3.9.2. <i>Evacuación de aguas pluviales</i> .....	23
2.3.9.3. <i>Afección por flujo preferente y zonas inundables</i> .....	24
2.3.9.4. <i>Saneamiento y depuración</i> .....	25
2.3.9.5. <i>Justificación de la no alteración del flujo de avenida por la instalación</i> .....	25
2.3.10. <i>Afección urbanística</i> .....	26
<b>3. FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>27</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR.....</b>	<b>27</b>
4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES .....	28
<b>5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>29</b>
5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	29
5.2. INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	30
5.3. ESTRUCTURA SOPORTE (SEGUIDORES) .....	33
5.4. ESTACIÓN DE POTENCIA TIPO SKID .....	35
<b>6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN (BT).....</b>	<b>37</b>
<b>7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (MT).....</b>	<b>38</b>
<b>8. SISTEMA DE PROTECCIONES.....</b>	<b>39</b>

8.1.	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA.....	40
8.2.	PROTECCIONES CORRIENTE ALTERNA.....	40
8.3.	RED DE TIERRAS.....	41
8.4.	PUESTA A TIERRA.....	42
<b>9.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS.....</b>	<b>44</b>
9.1.	TOPOGRAFÍA.....	44
9.2.	OBRA CIVIL.....	45
9.2.1.	<i>Cimentación seguidor solar.....</i>	<i>45</i>
9.2.2.	<i>Preparación del terreno y movimientos de tierra.....</i>	<i>45</i>
9.2.3.	<i>Canalizaciones.....</i>	<i>46</i>
9.2.4.	<i>Viales internos.....</i>	<i>47</i>
9.2.5.	<i>Vallado perimetral.....</i>	<i>48</i>
9.2.6.	<i>Estudio geotécnico.....</i>	<i>49</i>
9.2.7.	<i>Sistema de drenaje.....</i>	<i>49</i>
9.3.	SISTEMA DE SEGURIDAD.....	50
9.4.	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL.....	50
9.4.1.	<i>Estación meteorológica.....</i>	<i>51</i>
9.4.2.	<i>Contador.....</i>	<i>52</i>
9.4.3.	<i>Inversores.....</i>	<i>53</i>
9.4.4.	<i>Sistema de control de planta (PPC).....</i>	<i>53</i>
9.5.	SUMINISTRO DE EQUIPOS.....	55
9.6.	MONTAJE MECÁNICO.....	55
9.6.1.	<i>Montaje de seguidores y módulos.....</i>	<i>55</i>
9.6.2.	<i>Montaje de Estación de Potencia.....</i>	<i>56</i>
9.7.	MONTAJE ELÉCTRICO.....	56
9.7.1.	<i>Baja tensión (BT).....</i>	<i>56</i>
9.7.2.	<i>Media tensión (MT).....</i>	<i>56</i>
<b>10.</b>	<b>CENTRO DE SECCIONAMIENTO.....</b>	<b>59</b>
10.1.	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	59
10.2.	DESCRIPCIÓN.....	60
10.3.	CENTRO DE HORMIGÓN PREFABRICADO.....	61
10.4.	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	63
10.5.	CELDAS DE 15 kV.....	64
10.6.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	65
10.7.	INTERCONEXIÓN MT.....	65
10.8.	INTERCONEXIÓN B.T.....	65
10.9.	MEDIDA.....	65
<b>11.</b>	<b>RESUMEN DE PRESUPUESTO.....</b>	<b>66</b>

## MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1. Datos generales

### 1.1. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es la definición de las características de la Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” de 5,91 MWp de potencia pico y 4,95 MWn de potencia instalada, para la legalización ante los organismos correspondientes.

La energía generada en instalación fotovoltaica se conduce mediante una línea de media tensión desde la estación de potencia hasta el centro de seccionamiento donde se realizará la protección y medida de la instalación, para a su vez evacuar mediante una línea aérea – subterránea 15 kV (Objeto de otro proyecto) la energía generada hasta la SE Hinojera, propiedad de Endesa Distribución y ubicada en el término municipal de El Puerto de Santa María (Cádiz).

La instalación fotovoltaica se proyecta en una parcela perteneciente al municipio de El Puerto de Santa María, provincia de Cádiz.

La finalidad del presente documento es servir de proyecto para la realización de las gestiones necesarias ante las administraciones y los organismos correspondientes, entre otros trámites administrativos para la solicitud de la Autorización Administrativa Previa.

### 1.2. Antecedentes

El consumo energético en la sociedad actual crece de forma notable cada año, por lo que llegará un momento en que los recursos naturales usados actualmente se agotarán o se verán reducidos en gran medida.

Además, los sistemas de generación energética tradicionales, como son las centrales nucleares y las centrales térmicas de carbón, tienen un impacto negativo sobre el medioambiente. Por todo ello, urge la necesidad de desarrollar proyectos de generación de energía mediante fuentes renovables, en los que la generación se realiza mediante fuentes inagotables y respetuosas con el medio ambiente.

En particular, la generación mediante energía solar fotovoltaica como fuente de generación renovable, consiste en la transformación de la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica, siendo una de las fuentes más ecológicas debido al bajo impacto ambiental que presenta. Se caracteriza por reducir la emisión de agentes contaminantes (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> principalmente), no necesitar ningún suministro exterior, presentar un reducido mantenimiento y utilizar para su funcionamiento un recurso que es una fuente inagotable.

En este contexto, la sociedad Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U. es la promotora de la Planta Solar Fotovoltaica IFV Guadalupe en el término municipal de El Puerto de Santa María, provincia de Cádiz, cuya energía generada evacúa en la SE HINOJERA

15 kV en el término municipal de El Puerto de Santa María, propiedad de Endesa Distribución.

Con fecha de 15 de diciembre de 2022 se obtiene propuesta previa de acceso y conexión emitida por Endesa Distribución para la evacuación en la SE HINOJERA 15 kV de la red de distribución para la Planta Solar Fotovoltaica IFV Guadalupe con una capacidad de acceso de 4,95 MW, con número de expediente 0000386988.

La conexión a la red de distribución de las instalaciones de generación se realizará de forma subterránea en la sala de MT de la Subestación según los permisos de acceso y conexión.

### 1.3. Potencia instalada

A continuación, se establecen las potencias del Proyecto tal y como establece el Real Decreto 1183/2020 y Real Decreto-Ley 23/2020.

#### 1.3.1. Capacidad de acceso en el punto de conexión

Tal y como establece el Real Decreto-ley 23/2020 en su artículo 4, la Capacidad de acceso de la Planta Fotovoltaica IFV Guadalupe conforme al permiso de acceso de conexión otorgado por Endesa Distribución es de 4,95 MW.

#### 1.3.2. Potencia instalada

Según la disposición final tercera del Real Decreto 1183/2020, la potencia instalada se define como:

“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.

Por lo tanto, para la Instalación Fotovoltaica IFV Guadalupe se obtienen los siguientes valores:

Número de módulos	10.192
Potencia unitaria cara delantera en STC	580
<b>Potencia pico</b>	<b>5,91 MW</b>
Número de inversores	3
Potencia unitaria del inversor (30°C)	1.673,00 kW
Potencia limitada del inversor	1.650,00 kW
<b>Potencia máxima de inversores</b>	<b>4,95 MW</b>

Tabla 1. Potencia instalada

Según los valores recogidos en la tabla anterior, la Potencia Instalada de la Planta Fotovoltaica IFV Guadalupe es de 4,95 MW.

Como se puede observar, la potencia de los inversores es superior a la capacidad de acceso, por lo tanto, la potencia activa generada por la instalación estará limitada mediante un sistema de control (Power Plant Controller) que garantice que la potencia inyectada a la red no supere la capacidad de acceso.

#### 1.4. Identificación del titular

El titular del proyecto es la sociedad Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U., con C.I.F.: B-90409533 y con domicilio a efectos de notificaciones en la C/ Charles Darwin, S/n, Pabellon Monorrail. 41092, Sevilla (Sevilla). España.

#### 1.5. Orden de encargo

La sociedad mercantil Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U., con domicilio en C/ Charles Darwin, S/n, Pabellon Monorrail. 41092, Sevilla (Sevilla) España y CIF: B-90409533 encarga a Don Manuel Cañas Mayordomo en representación de Ingnova Enterprise, S.L. con domicilio a efectos de notificaciones en C/ Tomas de Aquino 14, Local en Córdoba (C.P.: 14004) y CIF: B-56006984, la elaboración del **“Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María (Cádiz)”**

#### 1.6. Datos del proyectista

El presente proyecto básico ha sido redactado por:

- Proyectista: Manuel Cañas Mayordomo
- Titulación: Ingeniero Técnico Superior
- Proyectista: Daniel Correro Cabrera
- Titulación: Ingeniero Industrial
- Empresa: Ingnova Enterprise S.L.
- Dirección: C/ Tomas de Aquino 14, Local en Córdoba (C.P.: 14004)
- CIF: B-56006984

#### 1.7. Justificación del proyecto

Las actuaciones contempladas en el presente proyecto consisten en la construcción de una planta de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables capaz de generar 4,95 MW en el punto de conexión.

La Directiva 2018/2001 de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece los objetivos mínimos en materia de energías renovables que

debe alcanzar la Unión Europea, así como cada uno de sus estados miembros, estableciendo:

- Objetivo de energías renovables en el conjunto de la UE del 32% en 2030.
- Mejora del diseño y la estabilidad de los esquemas de apoyo para las energías renovables.
- Busca racionalizar y reducir los procedimientos administrativos.
- Establece un marco regulatorio claro y estable para el autoconsumo.
- Pone al ciudadano en el centro de la Unión de la Energía mediante, entre otros, la creación de la figura de la comunidad de energía renovable.
- Aumenta el nivel de ambición en los sectores del transporte y de calefacción/refrigeración.
- Mejora la sostenibilidad de la bioenergía.

Además, desde el sector eléctrico español se encuentra en fase de borrador el nuevo Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030, mediante el cual se pretenden cumplir los siguientes objetivos:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- En 2050, el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones brutas totales de GEI, en total coherencia con los objetivos de la Unión Europea. Además, alcanzar un sistema eléctrico 100% en 2050.
- La economía se electrifica con mayor intensidad gracias a las medidas introducidas. El consumo final de electricidad pasa de representar un 23% del mix de energía final en 2015 al 27% en 2030.
- En el año 2030 se prevé una potencia total instalada en el sector eléctrico de 160.837 MW, de los que 50.333 serán energía eólica, 39.181 solar fotovoltaica, 26.612 centrales de ciclo combinado de gas, 17.296 hidráulica y bombeo mixto y 7.303 solar termoeléctrica.
- Prevé añadir otros 59 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento (3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías), con una presencia equilibrada de las diferentes tecnologías renovables.
- El nivel de penetración de energías renovables en el sector de la generación eléctrica alcanzará en 2030 el 74%, desde el aproximadamente 38-40% actual.
- La generación eléctrica prevista para el año 2030 es de 346.290 GWh. Las principales contribuciones a dicha generación provendrán de las siguientes fuentes: la eólica aportará 119.520 GWh; la solar fotovoltaica 70.491; la hidráulica, 28.351; la nuclear 24.952, los ciclos combinados, 32.725.
- No será necesaria la presencia de potencia de generación de respaldo adicional de centrales de gas para cubrir los periodos de baja generación renovable.
- El sector eléctrico presentará una reducción de emisiones de un 72% entre los años 2017 y 2030.

- El sector energético será el sector de la economía que lidera la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- La inversión total requerida para la transformación del sector eléctrico (renovables y redes) sobrepasará los 150.000 millones de euros a lo largo de la década 2021-2030. Incluirá las inversiones en tecnologías renovables y en la ampliación y modernización de las redes de transporte y distribución. Esa inversión será realizada mayoritariamente por el sector privado.

Por lo tanto, las instalaciones fotovoltaicas generan electricidad a partir de fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas por lo que son inagotables si se utilizan de forma sostenible.

Este tipo de proyectos presentan numerosas ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- a. Disminución de la dependencia de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético favorable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- b. Utilización de recursos renovables.
- c. No emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- d. Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Según lo expuesto anteriormente, se justifica que la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables es de utilidad pública e interés social.

## 1.8. Normativa de aplicación

El presente proyecto básico se ha elaborado teniendo en cuenta la siguiente normativa:

### Normativa energética

- 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.
- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuo.
- Real Decreto – Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

### Normativa Local

- Plan General de Ordenación Urbanística de El puerto de Santa María.

### **Instalaciones eléctricas**

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus ITC-BT-01 a 52.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por el real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2003.
- Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de eléctricas de alta tensión y sus instrucciones complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de Autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Normas y Recomendaciones de la Compañía Suministradora en general.
- Instrucciones y normas particulares de la compañía Suministradora de Energía Eléctrica.

### **Obra civil**

- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes PG-3, con la última revisión de los artículos del pliego vigente en el momento de ejecución de la obra civil del parque.
- ORDEN FOM/3460/2003, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la norma 6.1-IC "Secciones de firme", de la Instrucción de Carreteras.
- Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural
- Real Decreto 314/2006, de 17 marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como en lo referente a obra civil.
- Normativa DB SE-AE Acciones en la edificación.
- Normativa DB SE-A Acero.
- Normativa DB SE Seguridad estructural.
- Orden de 16 de diciembre de 1991 por la que se regulan los accesos a las carreteras del estado, las vías de servicio y la construcción de instalaciones de servicios.

- Recomendaciones para el proyecto de intersecciones, MOP, 1967.
- Norma 3.1-IC de Trazado, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 5.2-IC de drenaje Superficial, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 6.1-IC de Secciones de firme, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.1-IC de Señalización vertical, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.2-IC de Marcas Viales, de la Instrucción de Carreteras.
- Norma 8.3-IC de Señalización de Obras, de la Instrucción de Carreteras.
- Manual de Ejemplos de señalización de obras fijas de la DGC del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales PG-3/75.

### Seguridad y salud

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.
- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y 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 dimensiones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- 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, por el que se establecen las 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.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo (O.M. Mº Trabajo de 09-03-1971) en sus partes no derogadas.
- O.C. 300/89 P y P, de 20 de marzo, sobre “Señalizaciones de Obras” y consideraciones sobre “Limpieza y Terminación de las Obras”.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.

- Real Decreto 2177/2014, de 12 de noviembre, por el que se modifica el 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, en materia de trabajos temporales en altura.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección para la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

## 2. Caracterización de la Zona

### 2.1. Situación

La Planta Solar Fotovoltaica IFV Guadalupe se localiza en el término municipal de El Puerto de Santa María (Cádiz), ubicada al norte del núcleo urbano de El Puerto de Santa María. El fin de la instalación es la generación de energía eléctrica e inyección a la red en el nudo de distribución SE HINOJERA 15 kV.

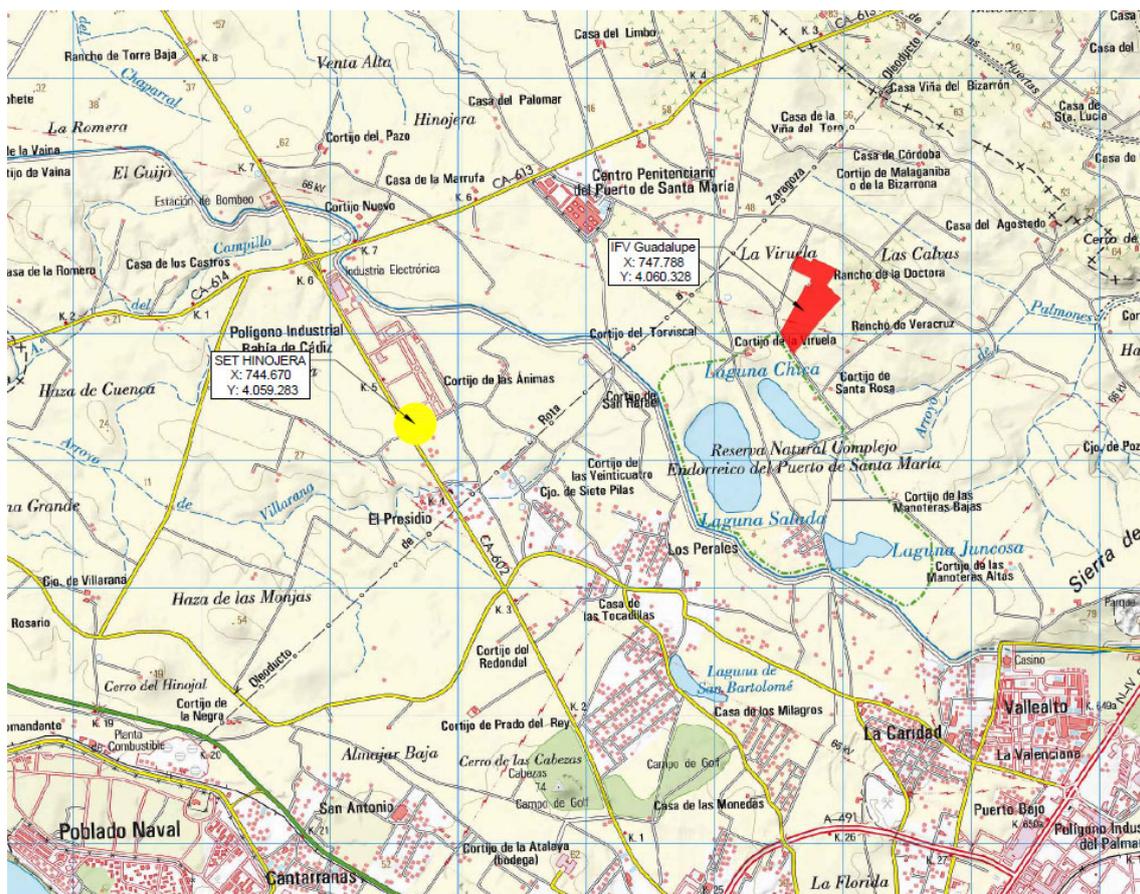


Ilustración 1. Situación IFV Guadalupe

Las coordenadas del centro geométrico de la Planta son las siguientes:

Coordenadas UTM ETRS89 Huso 29	
X	747.788
Y	4.060.328

Tabla 2. Coordenadas del emplazamiento

El recinto donde se implantará la instalación fotovoltaica pertenece al término municipal de El Puerto de Santa María, provincia de Cádiz.

La parcela catastral en la que se ubicará la instalación fotovoltaica es la siguiente:

Municipio	Polígono	Parcela	Área (m2)	Referencia catastral
El Puerto de Santa María	7	20	162.610	11027A007000200000FQ

Tabla 3. Datos catastrales



Ilustración 2. Parcela IFV Guadalupe

Las coordenadas del vallado perimetral son las siguientes:

Coordenadas UTM ETRS89 Huso 29	
X	Y
747.820	4.060.094
747.971	4.060.257
747.867	4.060.361
747.945	4.060.484
747.778	4.060.561
747.761	4.060.533

<b>Coordenadas UTM ETRS89 Huso 29</b>	
<b>X</b>	<b>Y</b>
747.652	4.060.586
747.615	4.060.498
747.768	4.060.417
747.755	4.060.391
747.774	4.060.377
747.745	4.060.333
747.717	4.060.351
747.613	4.060.151

*Tabla 4. Coordenadas vallado perimetral*

La superficie total de la parcela es 16,26 Ha, cuya superficie ocupada por la instalación fotovoltaica mediante su cerramiento perimetral es de 9,87 Ha con una longitud de vallado de 1.699,00 m.

La estación de potencia de la planta solar se conectará a través de una red subterránea de tensión 15 kV con el Centro de Seccionamiento de la instalación.

En los Planos Nº 1.1: Situación y Nº 1.2: Emplazamiento se podrá observar con más detalle el emplazamiento de la instalación fotovoltaica.

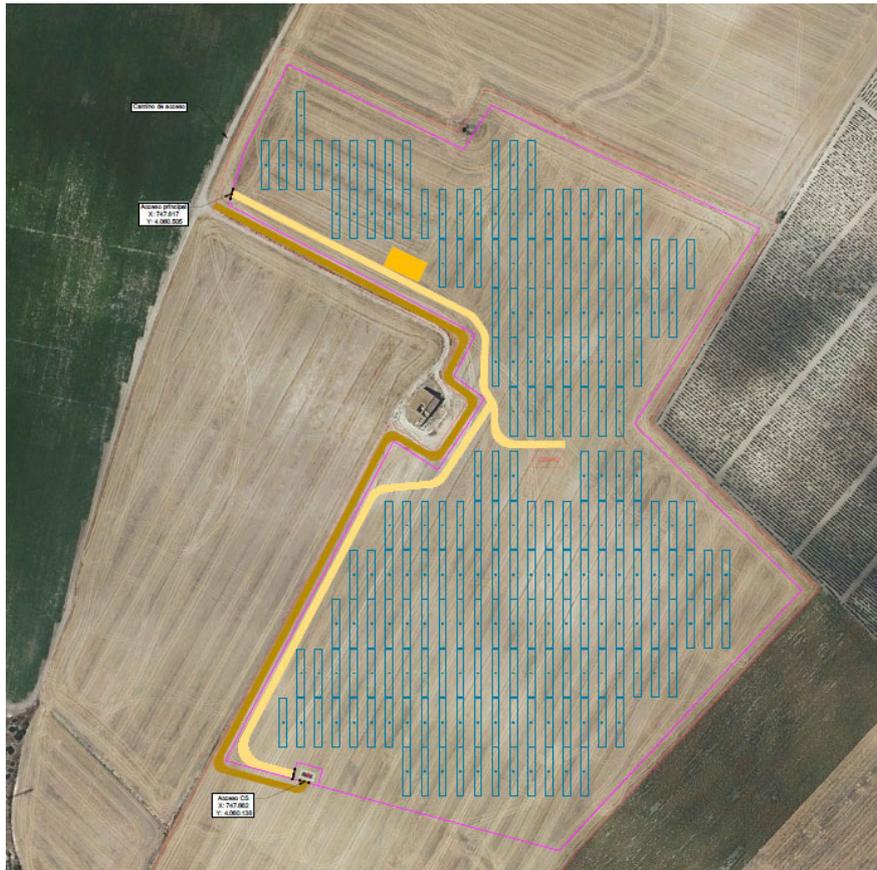
## 2.2. Accesos a la planta

El acceso principal a la Planta Solar se proyecta a través de caminos públicos existentes. Además, se ejecutará un acceso para el Centro de Seccionamiento y para la zona de Dominio Público Hidráulico.

Las coordenadas UTM ETRS89 (HUSO 29) de referencia de las puertas de acceso de la Planta Solar IFV Guadalupe son las siguientes:

<b>Acceso</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
Acceso principal	747.617	4.060.505
Acceso CS	747.662	4.060.138

*Tabla 5. Accesos a la planta solar*



*Ilustración 3. Accesos a la planta solar*

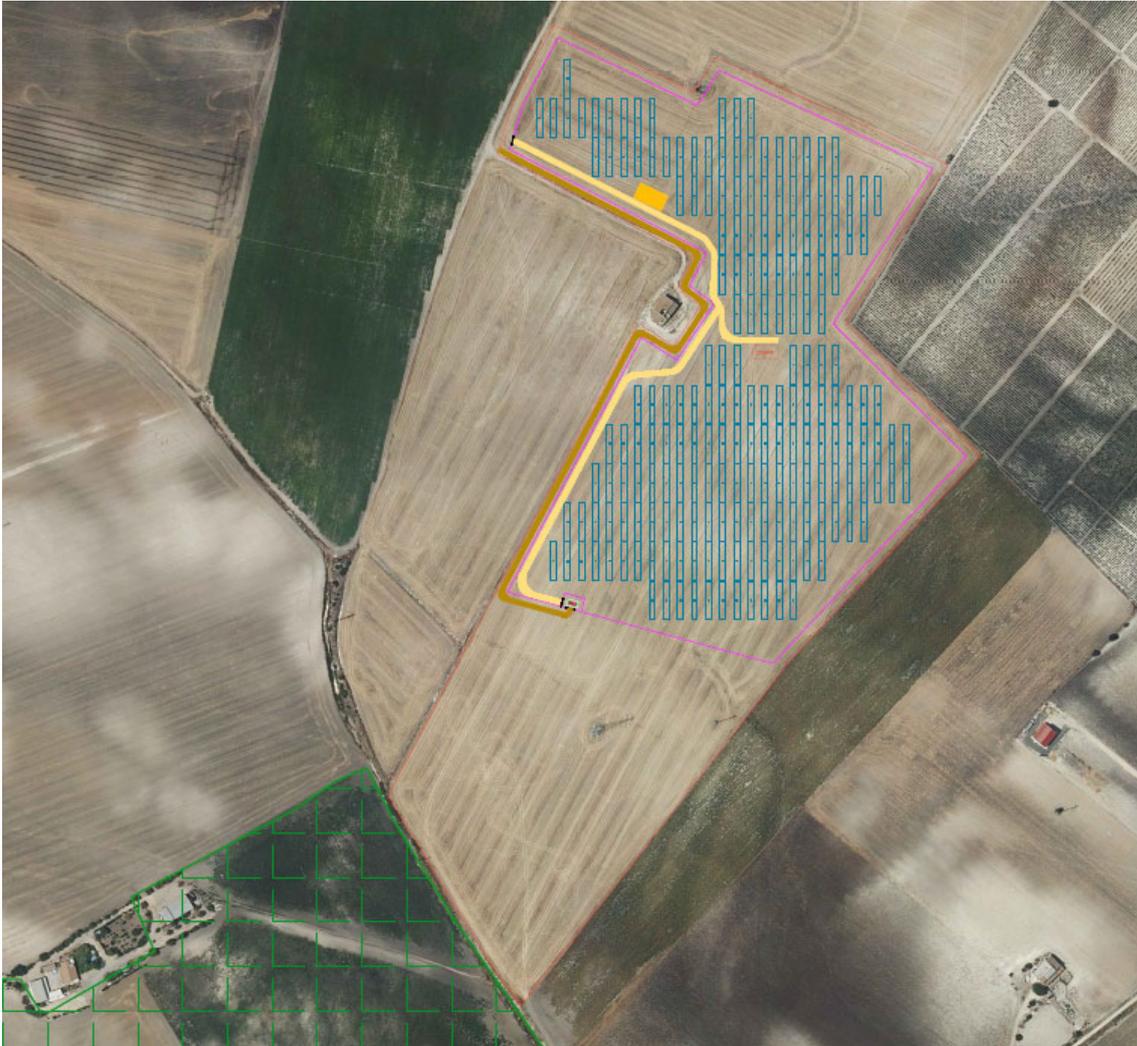
### 2.3. Estudio de afecciones planta solar

Los organismos competentes que pudieran verse afectados por la implantación del Proyecto son los listados a continuación:

- Ayuntamiento de El Puerto de Santa María.
- Demarcación Hidrográfica Guadalete – Barbate.
- Endesa Distribución.
- Red Eléctrica de España.
- Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico.
- SEO Birdlife.
- Ecologistas en acción.
- Delegación territorial de Cádiz de Fomento, Articulación del Territorio y Vivienda.
- Delegación territorial de Cádiz de Turismo, Cultura y Deporte.
- Enagás
- Delegación territorial de Cádiz de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul – Vías pecuarias

### 2.3.1. Afección a Red Natura 2000

Tal y como se muestra en la siguiente imagen, el emplazamiento de la planta solar fotovoltaica no tiene afección directa sobre la Red Natura 2000 que se encuentra a 180 metros al sur del emplazamiento que es una zona LIC y ZEPA denominada Complejo Endorreico del Puerto de Santa María, con código ES0000029.



*Ilustración 4. Red natura 2000*

### 2.3.2. Afección a Vías Pecuarias

Tal y como se muestra en la siguiente imagen, el emplazamiento de la planta solar fotovoltaica se ve afectado por una vía pecuaria que se localiza al sur del emplazamiento de la planta denominada Vereda del Conejo.

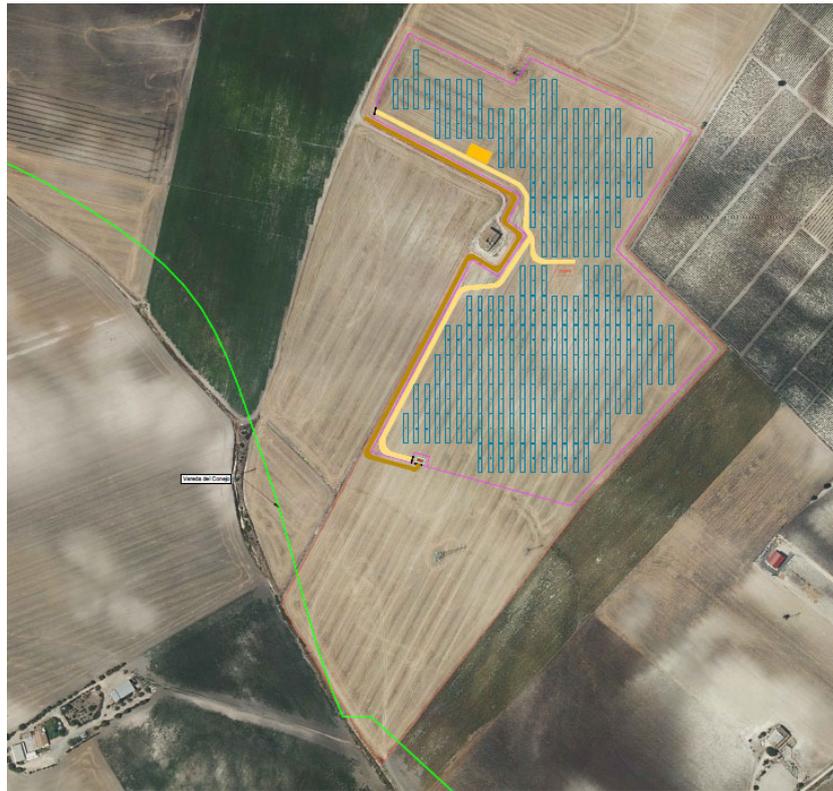


Ilustración 5. Vía pecuaria

### 2.3.3. Afección a Montes de Utilidad Pública

Como se puede apreciar a continuación, no se observan ningún tipo de Montes de Utilidad Pública en las parcelas de la Planta Solar.

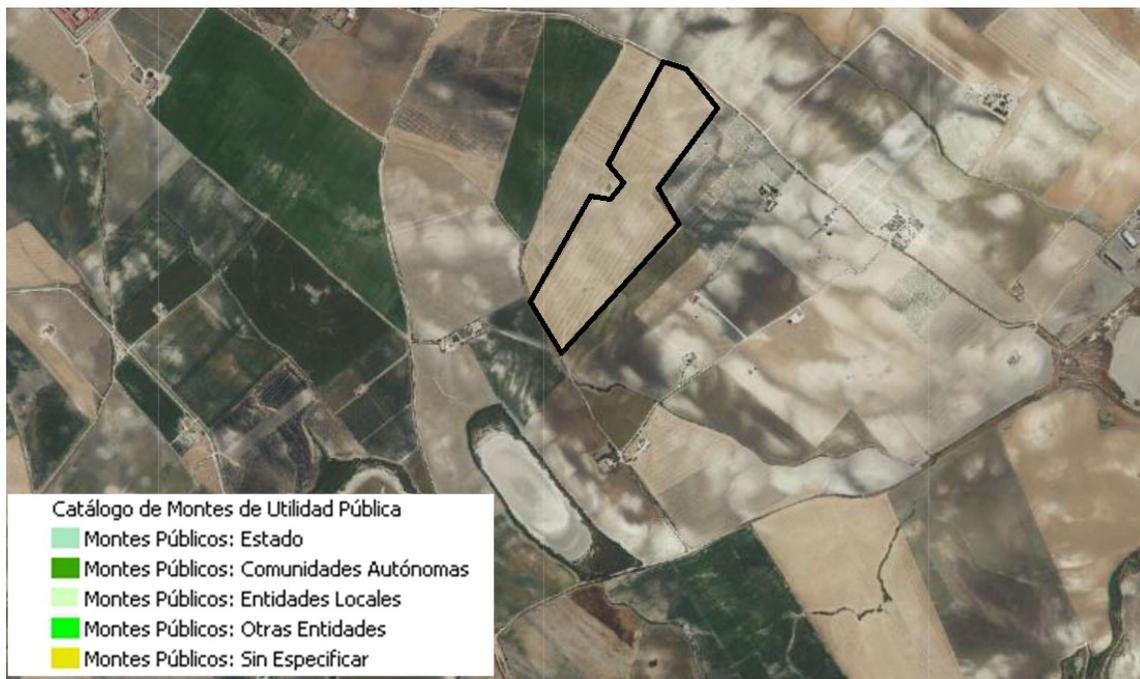


Ilustración 6. Montes de utilidad pública

### 2.3.4. Riesgo Sísmico

La peligrosidad sísmica del territorio nacional se define por medio del mapa de peligrosidad sísmica. Dicho mapa suministra, expresada en relación al valor de la gravedad,  $g$ , la aceleración sísmica básica,  $a_b$ - un valor característico de la aceleración horizontal de la superficie del terreno- y el coeficiente de contribución  $K$ , que tiene en cuenta la influencia de los distintos tipos de terremotos esperados en la peligrosidad sísmica de cada punto.

La figura que se muestra a continuación ilustra la evaluación de los riesgos sísmicos y volcánicos en la zona de actuación del Proyecto, que como se puede observar, están clasificados de riesgo bajo (aceleración entre 0,10g y 0,11g).

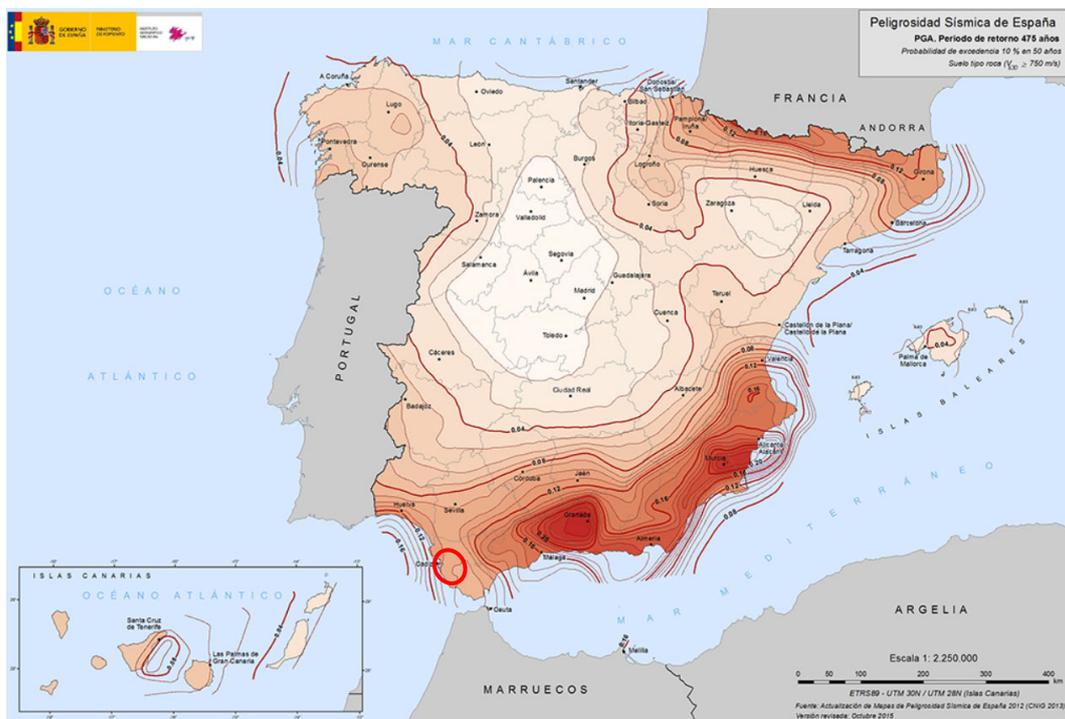


Ilustración 7. Mapa de riesgo sísmico

### 2.3.5. Afección a carreteras

En base al Artículo 33. Zona de limitación a la Edificabilidad, de la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras, se establecen las siguientes distancias mínimas para carreteras nacionales:

- “A ambos lados de las carreteras del Estado se establece la línea límite de edificación, que se sitúa a 50 metros en autopistas y autovías y a 25 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril, medidos horizontal y perpendicularmente a partir de la arista exterior de la calzada más próxima. La arista exterior de la calzada es el borde exterior de la parte de la carretera destinada a la circulación de vehículos en general.

*La franja de terreno comprendida entre las líneas límite de edificación establecidas en las respectivas márgenes de una vía se denomina zona de limitación a la edificabilidad. Queda prohibido en esta zona cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, incluidas las que se desarrollen en el subsuelo, o cambio de uso, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las construcciones o instalaciones ya existentes”.*

No existe ninguna carretera que se encuentre cerca de las instalaciones por lo que no tendría alguna afección sobre la misma.

### 2.3.6. Afección a líneas férreas

De acuerdo a la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario, se establecen las siguientes restricciones:

- **Zona de Dominio Público:** *Comprenden la zona de dominio público los terrenos ocupados por las líneas ferroviarias que formen parte de la Red Ferroviaria de Interés General y una franja de terreno de ocho metros a cada lado de la plataforma, medida en horizontal y perpendicularmente al eje de la misma, desde la arista exterior de la explanación.*
- **Zona de Protección:** *La zona de protección de las líneas ferroviarias consiste en una franja de terreno a cada lado de las mismas delimitada, interiormente, por la zona de dominio público definida en el artículo anterior y, exteriormente, por dos líneas paralelas situadas a 70 metros de las aristas exteriores de la explanación.*
- **Límite de Edificación:** *ambos lados de las líneas ferroviarias que formen parte de la Red Ferroviaria de Interés General se establece la línea límite de edificación, desde la cual hasta la línea ferroviaria queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las edificaciones existentes.*

*La línea límite de edificación se sitúa a cincuenta metros de la arista exterior más próxima de la plataforma, medidos horizontalmente a partir de la mencionada arista.*

No existe ninguna línea férrea que se encuentre cerca de las instalaciones por lo que no tendría alguna afección sobre la misma.

### 2.3.7. Afección a líneas eléctricas

En la zona de implantación se localiza una línea aérea de alta tensión que cruza la parcela, pero la localización de la planta evitara esas zonas.



*Ilustración 8. Afecciones líneas eléctricas*

De cara a la implantación de los elementos que forman la planta, tales como trackers y centros de transformación, se establece una distancia de seguridad estimada para la servidumbre de vuelo de las líneas existentes.

Según se indica en el apartado 5.12 del ITC-LAT-07, conforme a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia mínima de seguridad a ambos lados:

$$D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el} \text{ en metros,}$$

con un mínimo de 5 metros. Los valores de  $D_{el}$  se indican en el apartado 5.2 en función de la tensión más elevada de la línea.

Análogamente, no se construirán líneas por encima de edificios e instalaciones industriales en la franja definida anteriormente.

No obstante, en los casos de mutuo acuerdo entre las partes, las distancias mínimas que deberán existir en las condiciones más desfavorables, entre los conductores de la línea eléctrica y los edificios o construcciones que se encuentren bajo ella, serán las siguientes:

- Sobre puntos accesibles a las personas:  $5,5 + D_{el}$  metros, con un mínimo de 6 metros.
- Sobre puntos no accesibles a las personas:  $3,3 + D_{el}$  metros, con un mínimo de 4 metros.

Se procurará asimismo en las condiciones más desfavorables, el mantener las anteriores distancias, en proyección horizontal, entre los conductores de la línea y los edificios y construcciones inmediatos.

### 2.3.8. Afección a Gasoducto

Tal y como se muestra en la siguiente imagen, el emplazamiento de la planta solar fotovoltaica se ve afectado por un gasoducto que se localiza al sur del emplazamiento de la planta a más de 150 metros.



Ilustración 9. Gasoducto

### 2.3.9. Afección a la red hidrográfica

En la zona de actuación del Proyecto se localizan diferentes cauces pertenecientes a la “Confederación Hidrográfica del Guadiana”.

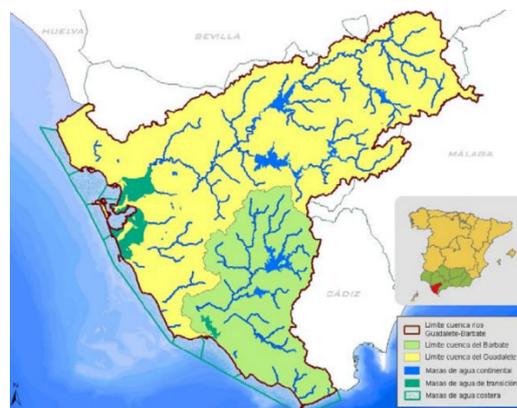


Ilustración 10. Confederación hidrográfica del Guadiana

Destacar que los cauces no quedan afectados por la implantación según lo establecido en la delimitación de Dominio Público, respetando la zona de servidumbre y la zona de flujo preferente.

A continuación, se muestra la hidrografía afectada en la zona de estudio.

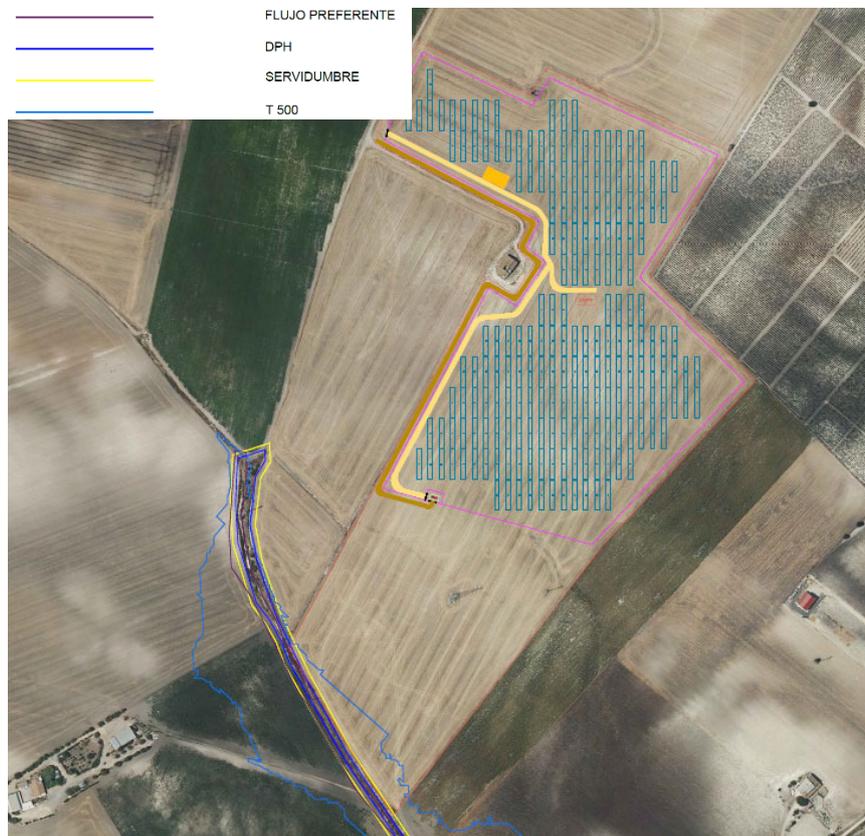


Ilustración 11. Red hidrográfica

En base a lo definido por la “Delimitación del Dominio Público Hidráulico se establecen las siguientes distancias mínimas:

- Zona de Servidumbre: corresponde a la franja de 5 m que linda con el cauce, dentro de la zona de policía, y que se reserva para usos de vigilancia, pesca y salvamento.
- Zona de Policía: es la constituida por una franja lateral de 100 m de anchura a cada lado, contados a partir de la línea que delimita el cauce, en la que se condiciona el uso del suelo y las actividades que en él se desarrollen. Su tamaño se puede ampliar hasta recoger la zona de flujo preferente, la cual es la zona constituida por la unión de la zona donde se concentra preferentemente el flujo durante las avenidas y de la zona donde, para la avenida de 100 años de periodo de retorno, se puedan producir graves daños sobre las personas y los bienes, quedando delimitado su límite exterior mediante la envolvente de ambas zonas.

En el apartado 2.3.8.3. *Afección por flujo preferente y zonas inundables* se profundiza en la Delimitación del Dominio Público Hidráulico del proyecto.

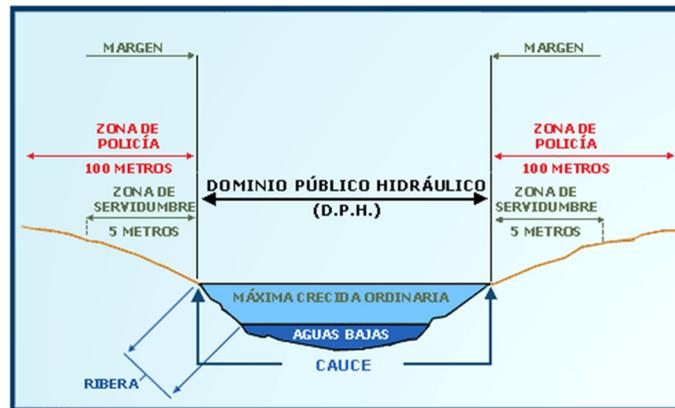


Ilustración 12. Zonificación del espacio fluvial (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)

### 2.3.9.1. Disponibilidad de recursos hídricos

Para la limpieza de las instalaciones, así como para el mantenimiento de las placas solares se contratará una empresa autorizada que se encargará de realizar esas labores y que contará con las autorizaciones pertinentes que se presentarán debidamente en este organismo cuando se formalice la contratación.

### 2.3.9.2. Evacuación de aguas pluviales

En cuanto al trasvase de aguas pluviales, se realizará si fuese necesario, un sistema de evacuación de aguas que evacúe todas las pluviales hacia los drenajes naturales de las fincas. El sistema de drenaje debe estar diseñado para controlar, conducir y filtrar el agua al terreno. El drenaje de las aguas de escorrentía superficial será canalizado mediante una red de cunetas longitudinales en los viales de la instalación fotovoltaica. Estas cunetas captarán las escorrentías y las conducirán hasta los puntos bajos del trazado, donde se localizan las obras de fábrica de paso de pluviales bajo los caminos, que dan continuidad a la red de drenaje natural de la parcela. Se realizarán las acciones necesarias para evitar afecciones por las posibles aguas provenientes de fincas colindantes.

En ningún caso se trasvasarán aguas pluviales a una cuenca distinta a la aportadora. Así mismo, se respetarán los actuales puntos de desagüe a los cauces, es decir, no se trasladarán ni se crearán otros distintos que puedan provocar perjuicio a terceras aguas abajo.

No se construirán obras sobre el DPH que impidan o dificulten la continuidad longitudinal de los cauces, así como obras de protección (sobreelevaciones del terreno, muros...) frente a avenidas.

Para todas las actuaciones descritas se solicitará la autorización expresa por parte del organismo de Cuenca.

### 2.3.9.3. Afección por flujo preferente y zonas inundables

En el Real Decreto 849/1986, se especifica lo siguiente con respecto a las actividades en la zona de policía:

Para realizar cualquier tipo de construcción en zona de policía de cauces, se exigirá la autorización previa al organismo de cuenca, a menos que el correspondiente Plan de Ordenación Urbana, otras figuras de ordenamiento urbanístico o planes de obras de la Administración, hubieran sido informados por el organismo de cuenca y hubieran recogido las oportunas previsiones formuladas al efecto. En todos los casos, los proyectos derivados del desarrollo del planeamiento deberán ser comunicados al organismo de cuenca para que se analicen las posibles afecciones al dominio público hidráulico y a lo dispuesto en el artículo 9, 9 bis, 9 ter, 9 quáter, 14 y 14 bis del citado Real Decreto.

El procedimiento de actuación administrativa aparece definido en los artículos 240 a 242 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico.

Resulta necesario, en ciertos casos, definir con claridad los límites del dominio público hidráulico y sus zonas asociadas, con objeto no sólo de proteger dicho dominio sino también de poder evitar o disminuir riesgos potenciales en áreas contiguas de propiedad privada.

En lo que respecta al presente apartado de “afección por flujo preferente y zonas inundables”, atendiendo a las limitaciones de usos aplicables a nivel estatal definidas en los artículos 9 bis, 9 ter, 9 quáter y 14 bis del Reglamento de Dominio Público Hidráulico para las instalaciones objeto del proyecto no resulta limitante las avenidas de T100 y T500, debiéndose respetar exclusivamente, para la tipología de actuación proyectada, los límites establecidos por la Zona de Servidumbre y Zona de Flujo Preferente.

Adicionalmente, señalar que la ubicación de las placas en la zona inundable de T100 o T500 en ningún caso puede derivar en una afección a terceros, puesto que éstas se sitúan sobre apoyos puntuales con amplios vanos que no suponen ningún obstáculo al flujo del agua.

Asimismo, en el hipotético y poco probable caso de que las instalaciones situadas dentro de zona inundable (placas fotovoltaicas) fuesen arrastradas por las avenidas, éstas no supondrían ninguna carga contaminante para el flujo, al haberse tomado la precaución de situar los transformadores (único elemento potencialmente contaminante) fuera de las zonas inundables de T100 y T500.

En las áreas afectadas por la Zona de flujo preferente y en las Zonas de Servidumbre no se ocuparán con módulos fotovoltaicos ni instalación alguna. Asimismo, no se realizarán acopios de material ni se almacenarán residuos que puedan ser arrastrados o que puedan degradar el DPH.

#### 2.3.9.4. Saneamiento y depuración

En la fase de explotación no se prevén vertidos de agua residuales, mientras que en la fase de construcción se instalarán baños químicos portátiles que serán gestionados por un gestor autorizado.

Para el resto de residuos y/o vertidos se llevarán a cabo las siguientes medidas preventivas y correctoras:

- El parque de maquinaria y las instalaciones auxiliares se ubicarán en una zona donde las aguas superficiales no vayan a ser afectadas. Se realizarán las labores de mantenimiento y lavado de la maquinaria en áreas específicas acondicionadas a tal efecto.
- Se protegerán los cauces de la llegada de sedimentos con el agua de escorrentía mediante la instalación de barreras de sedimentos.
- Todas las instalaciones de almacenamiento y distribución de sustancias susceptibles de contaminar el medio hídrico, como los depósitos de combustibles, deberán ir selladas y ser estancas, para evitar su filtración y contaminación de las aguas superficiales y subterráneas.
- Los aceites usados y residuos peligrosos que pueda generar la maquinaria de la obra y los transformadores, se recogerán y almacenarán en recipientes adecuados para su evacuación y tratamiento por gestor autorizado, al igual que los lodos procedentes de la balsa de sedimentación o el material de absorción de los derrames de aceites y combustibles.
- En fase de explotación, las instalaciones requieren agua para la limpieza de paneles, que no contendrán productos químicos de ningún tipo.
- En fase de explotación no se prevén vertidos de ningún tipo.

#### 2.3.9.5. Justificación de la no alteración del flujo de avenida por la instalación

Las estructuras de placas fotovoltaicas no deben considerarse como una actividad vulnerable frente a las avenidas ni tampoco suponen una reducción significativa de la capacidad de desagüe de dicha vía. Esto se justifica por:

- Carecen de cimentación que sobresalga del terreno (son hincadas directamente al suelo)
- Las hincas (pilares de la estructura) son perfiles de acero conformado en frío o laminado calidad S-275 o S-355, con un tratamiento superficial de las superficies de la estructura a base de galvanizado en caliente por inmersión.
- La altura mínima sobre el terreno de la estructura portante es de 0.5 m de forma que existe un margen para que fluya el agua libremente debajo de ellas. En las zonas donde sea necesario esta zona puede ampliarse.

Por tanto, permiten el flujo del agua por debajo de las estructuras, sin alterarlo.

### 2.3.10. Afección urbanística

El Planeamiento urbanístico vigente que le es de aplicación es el Plan General de Normas Urbanísticas de El Puerto de Santa María 1992. La parcela afectada por la Planta Fotovoltaica presenta una clasificación de suelo correspondiente a SUELO NO URBANIZABLE COMÚN.

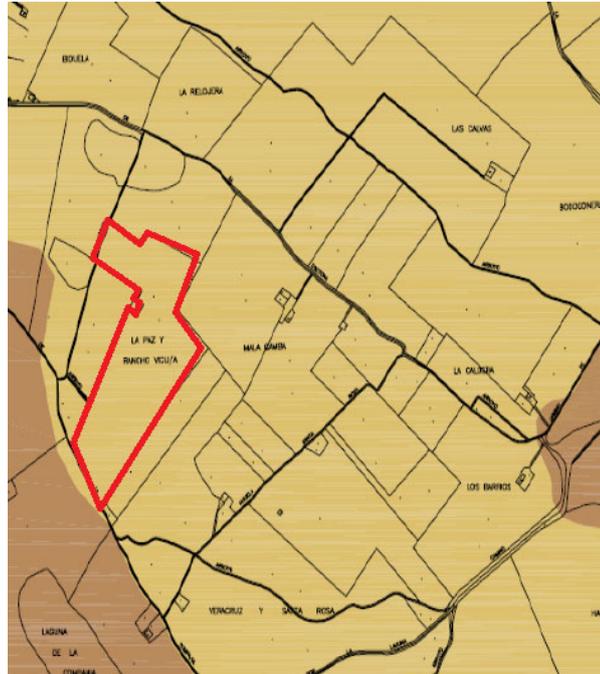


Ilustración 13. Situación en PGOU

Los usos y edificaciones autorizados en los suelos calificados como suelo común se ajustarán a las mismas normas contenidas en el artículo 12.2.2.

Por otro lado, la Ley de Impulso para la Sostenibilidad del Territorio de Andalucía, establece dentro de los usos y actividades en suelo rústico según su artículo 21:

*“También son usos ordinarios del suelo rústico los vinculados al aprovechamiento hidráulico, a las energías renovables, los destinados al fomento de proyectos de compensación y auto compensación de emisiones, actividades mineras, a las telecomunicaciones y, en general, a la ejecución de infraestructuras, instalaciones y servicios técnicos que necesariamente deban discurrir o localizarse en esta clase de suelo”.*

Por lo tanto, se considera que la parcela es **compatible urbanísticamente** para el desarrollo de la instalación fotovoltaica.

### 3. Funcionamiento

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red a través de los inversores una vez transformada por éstos en corriente alterna. Esta energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compra-venta previamente establecida con ésta.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta genera suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la alimentación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones de interconexión, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma.

Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

### 4. Descripción de la instalación solar

Las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red eléctrica se componen de dos partes fundamentales, por un lado, se encuentra el generador fotovoltaico donde se recoge y se transforma la energía de la radiación solar en electricidad, mediante los módulos fotovoltaicos, y otra parte que se encarga de transformar la energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna que se realiza en el inversor y en los transformadores, para su posterior inyección a la red.

La presente planta solar fotovoltaica está compuesta por 10.192 módulos fotovoltaicos bifaciales del modelo *JKM580N-72HL4 de 580 Wp de Jinko o similar*, que forman un campo solar de una potencia pico de 5,91 MWp. Dichos módulos estarán distribuidos en 392 cadenas de 26 módulos en serie cada una, las cuales se agruparán en 196 trackers con dos string cada uno.

Estos módulos fotovoltaicos transforman la radiación solar en energía eléctrica, produciendo corriente continua, por lo que para transformar la corriente continua en corriente alterna se instalan inversores fotovoltaicos. En el presente proyecto se ha previsto el uso de tres(3) inversores modelo Ingecon Sun Power 1675L B645 de Ingeteam o similar, los cuales dotan a la instalación de una potencia limitada por inversor de 1,65 MW siendo el total de la instalación de 4,95 MVA, siendo el ratio CC/CA de 1,19.

La energía generada en la estación de potencia será conducida por medio de una red de media tensión (MT) subterránea de 15 kV hasta las celdas de MT del Centro de

Seccionamiento, el cual se proyecta en la zona suroeste de la Planta. Posteriormente, la energía generada por la Planta Solar se evacuará a través de una LASMT de 15 kV que finalizará en la sala de celdas de MT de la SE HINOJERA.

El punto de medida principal de la energía generada por la instalación se encontrará en las celdas de MT (15 kV) del Centro de Seccionamiento. La medida de la energía cumplirá con lo dispuesto en el RD1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, referente a medida, seguridad y calidad industrial para permitir y garantizar la correcta medida de la energía eléctrica.

#### 4.1. Características Principales

A continuación, se presentan las características principales de la planta:

Elemento	Parámetro	Unidad	
<b>Módulo FV</b>	Fabricante y modelo	-	Jinko solar JKM580N-72HL4
	Tecnología	-	Bi-facial
	Potencia	Wp	580
	Número de módulos	Qty	10.192
<b>Estructura Soporte</b>	Tipo	-	Seguidor Horizontal de 1 eje N-S
	Fabricante y modelo	-	PVHardware Monoline
	Configuración	-	2V
	Pendiente N-S tolerada	%	14
	Número de estructuras	Qty	196
<b>Inversor</b>	Tipo	-	Central
	Fabricante y modelo	-	Ingecon Sun Power 1675L B645
	Potencia AC a 30 °C	kW	1.673
	Potencia AC a 50 °C	kW	1.508
	Potencia Limitada	kW	1.650
	Número de inversores	Qty	3
<b>Centro de Transformación</b>	Fabricante y modelo	-	Power Station 5400 FSK Serie B
	Potencia AC a 30°C	kVA	5.379
	Número de centros de transformación	Qty	1
<b>Parámetros de Diseño</b>	Tª de diseño	°C	30
	Nº de módulos / string	Qty.	26
	Pitch	m	11,00
	Nº de strings	Qty	392
	Potencia de acceso en el Punto de conexión	MW	4,95
	Potencia Pico	MW	5,91
	Potencia Instalada	MW	4,95

Tabla 6. Características generales de la planta fotovoltaica

## 5. Componentes de la instalación fotovoltaica

### 5.1. Módulos fotovoltaicos

La instalación fotovoltaica se compone de 10.192 módulos fotovoltaicos bifaciales del modelo JKM580N-72HL4 de 580 Wp de Jinko o similar, que forman un campo solar de una potencia pico de 5,91 MWp. A continuación, se muestran las principales características de los módulos:

Módulos fotovoltaicos (JKM580N-72HL4)	STC	NOCT
Potencia máxima (W)	580	436
Voltaje máximo (Vmp)	42,59	39,87
Corriente máximo (Imp)	13,62	10,94
Voltaje circuito abierto (Voc)	51,47	48,89
Corriente cortocircuito (Isc)	14,37	11,60
Eficiencia STC (%)	22,45	
Temperatura operación (°C)	-40 °C / +85°C	
Voltaje máximo del sistema (V)	1500 V	
Capacidad máx. de fusible serie	30 A	
Coef. de temperatura de Pmax (%/°C)	-0,30	
Coef. de temperatura de Voc (%/°C)	-0,25	
Coef. de temperatura de Isc (%/°C)	0,046	

Tabla 7. Características módulo fotovoltaico

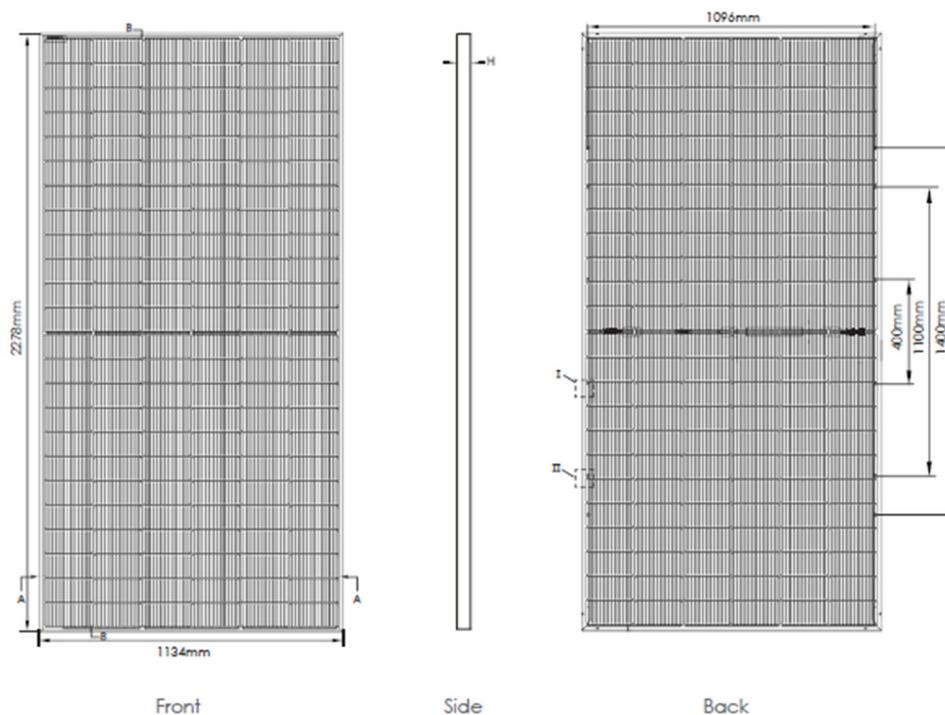


Ilustración 14. Módulo fotovoltaico

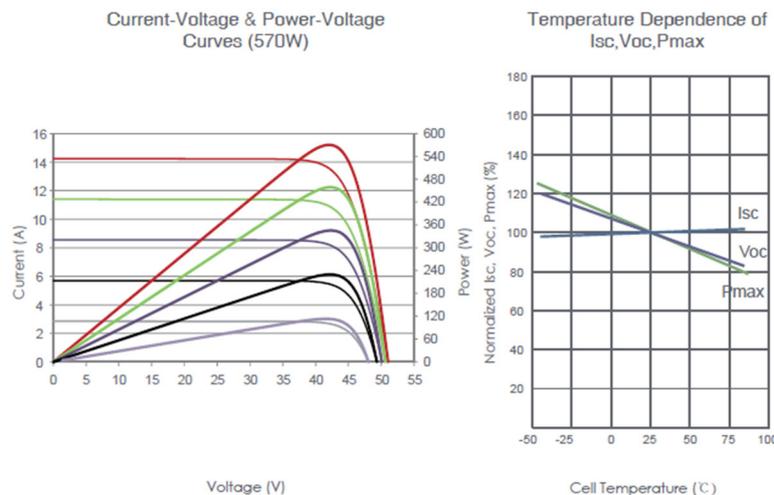


Ilustración 15. Curvas características

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, acreditándolo mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Además, cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnéticas (2004/108/CE).

En el *Anejo 2: Fichas Técnicas* se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

## 5.2. Inversor fotovoltaico

La corriente generada en los módulos fotovoltaicos es corriente continua, y tendrá que ser convertida a corriente alterna con las mismas características que la red de distribución de electricidad, para poder ser cedida a ella. Esto se consigue mediante los inversores de corriente.

Los inversores dispuestos en el proyecto son tipo central y estáticos, concretamente el modelo *Ingecon Sun Power 1675L B645* de Ingeteam o similar.. El número de inversores necesarios, teniendo en cuenta, la potencia de la planta y la potencia unitaria de cada inversor será de tres (3) unidades a la cual se conectarán 392 strings de 26 módulos en serie cada uno, dotando a la instalación de una potencia instalada de 4,95 MW.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).



Ilustración 16. Ingecon Sun Power 1675L

De forma general, las características de inversor empleado son las siguientes:

<b>Inversor (Ingecon Sun Power 1675L)</b>	
<b>Valores de entrada CC</b>	
Tensión máxima de entrada (V)	1.500
Rango de tensión por MPP (V)	915   1.300
Máxima Corriente CC (A)	1.870
<b>Valores de salida CA</b>	
Potencia nominal a 50 °C (kVA/kW)	1.508
Potencia máxima a 30 °C (kVA/kW)	1.673
Tensión nominal de salida (V)	645
Intensidad máxima de salida (A)	1.500
Frecuencia nominal de red de CA (Hz)	50/60
Distorsión armónica total máxima	< 3%
<b>Eficiencia</b>	
Eficiencia máxima	98,9 %
Eficiencia europea	98,5 %

Tabla 8. Características inversor fotovoltaico

El inversor cumple con lo dispuesto en los estándares EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100, así como con el P.O.12.3 de conexión a red.

Con el fin de evitar el efecto (PID), degradación inducida por potencial eléctrico de los módulos fotovoltaicos, el polo negativo CC del inversor se conectará a la red de tierras.

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado y presentan las siguientes características de funcionamiento:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Debido a las especiales características de producción de energía de los módulos fotovoltaicos, estos varían su punto de máxima potencia según la irradiación y la temperatura de funcionamiento de la célula. Por este motivo el inversor debe ser capaz de hacer trabajar al campo solar en el punto de máxima potencia, y contar con un rango de tensiones de entrada bastante amplio.

- Características de la señal generada

La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado. Reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión.

- Protecciones

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia: Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49Hz-51Hz), el inversor interrumpe inmediatamente su funcionamiento pues esto indicaría que la red es inestable, o procede a operar en modo isla hasta que dicha frecuencia se encuentre dentro del rango admisible.
- Protección para la interconexión de máxima o mínima tensión: Si la tensión de red se encuentra fuera de los límites de trabajo, el inversor interrumpe su funcionamiento, hasta que dicha tensión se encuentre dentro del rango admisible, siendo el proceso de conexión-desconexión de rearme automático (artículo 11.4, artículo 11.3 y artículo 11.7 a), RD1699/2011).
- Fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora: En el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para reiniciar de nuevo su funcionamiento (artículo 8.2 y 11.6, RD1699/2011).
- Tensión del generador fotovoltaico baja: Es la situación en la que se encuentra durante la noche, o si se desconecta el generador solar. Por tanto, el inversor no puede funcionar.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente: El inversor detecta la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo, dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de intensidad mínimo de funcionamiento.
- El inversor incluye interruptor automático en la salida CA.
- Los inversores estarán conectados a tierra tal y como se exige en el reglamento de baja tensión. La toma de tierra es única y común para todos los elementos.

Los inversores serán provistos del software de aplicación para la configuración de los equipos y extracción de datos, otorgando plenos derechos al administrador e incluyendo el acceso a sus parámetros funcionales.

Además, los inversores deben ir acompañados de planos de cableado, manuales de instalación, operación y mantenimiento, incluyendo lista de parámetros, valores, tolerancias de alarma / advertencia y funcionamiento, en español.

En el Anejo 2: Fichas Técnicas se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

### **5.3. Estructura soporte (seguidores)**

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de soporte que permita un buen anclaje al terreno y proporcione la inclinación idónea de los mismos en cada momento, realizando un seguimiento solar este – oeste, con eje norte – sur.

Además de resistir con el peso de los módulos fotovoltaicos, esta estructura de soporte debe resistir las sobrecargas de viento y nieve, tal y como establece el código técnico de la edificación.

El seguidor solar consigue incrementar la productividad de los módulos con respecto a un sistema fijo, en más de un 20 %, lo que permite maximizar la instalación con el mismo número de módulos fotovoltaicos.

Cada seguidor solar cuenta con un automático PLC independiente de los demás y programable, mediante el cual el seguidor realiza el seguimiento solar astronómico, actúa en función del clima exterior y permite una operación a distancia.

Los seguidores se conectan a una estación meteorológica que con la ayuda de automático PLC, se orienta ante las diversas situaciones climatológicas. La programación del automático permite actuar al seguidor ante nieve, tormenta eléctrica, niebla, oscuridad y viento.

Estos seguidores funcionan mediante un accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de 155 W de potencia.

La estructura de soporte empleada permitirá las dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, tal y como establece el fabricante en sus especificaciones.

La estructura de soporte escogida para la presente instalación fotovoltaica es el modelo Monoline 2V de la marca PVHardware o similar, y se trata de un seguidor a un eje este – oeste, con eje norte – sur.

Esta estructura de soporte se compone de dos ejes principales simétricos con respecto a una unidad de giro central, alineados en dirección norte – sur. Encima de las vigas principales se instalan los módulos fotovoltaicos. La estructura esta soportada por

una serie de pilares formados por perfiles tipo HEB y C hincados 1,50 metros en el terreno.

Cada seguidor es independiente entre sí desde el punto de vista estructural, y tienen la capacidad de adaptarse a pendientes de hasta 14% hacia el eje norte – sur.

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

El dimensionamiento de los pilares irá precedido de un estudio geotécnico del terreno, que limitará la profundidad necesaria de hincado y su dimensión óptima, de forma que se aprovechen los materiales de forma óptima.

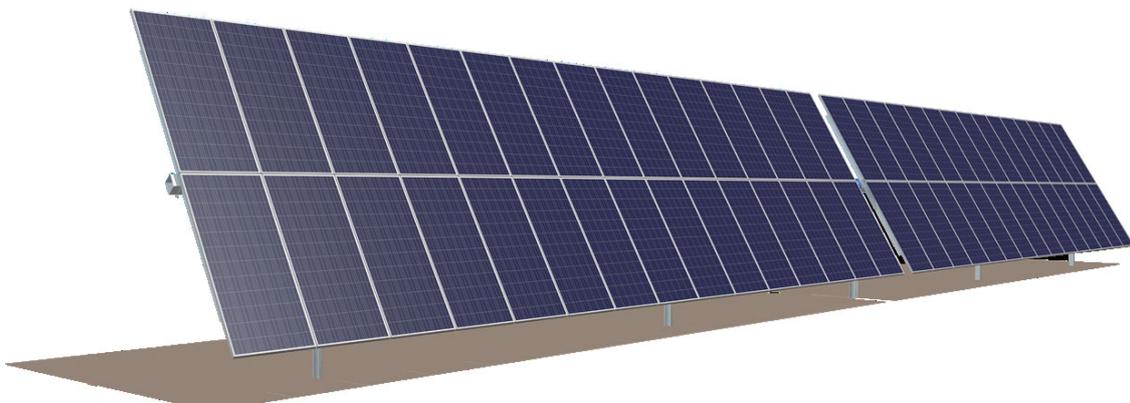


Ilustración 17. Seguidor solar 2V

Los datos técnicos del seguidor son los siguientes:

<b>Características del seguidor</b>	
Fabricante	PVHardware o similar
Seguimiento	Horizontal 1 eje N-S
Ángulo de seguimiento (°)	±60°
Disposición de módulos	2V
Configuración	2Vx26
Filas por seguidor	Monofila
Pendiente admisible N-S (%)	Hasta 14 %
Pendiente admisible E-O (%)	Ilimitada
Opciones Cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Pre-drilling + compactado + hincado
Algoritmo de Seguimiento	Astronómico
Back-tracking	Sí
Comunicación	Cableado RS485/RS-422/Ethernet/wifi
Garantías estándar	Estructura 10 años Componentes comerciales 2 años

Tabla 9. Datos técnicos estructura soporte

En el Anejo 2: Fichas Técnicas se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

#### 5.4. Estación de potencia tipo skid

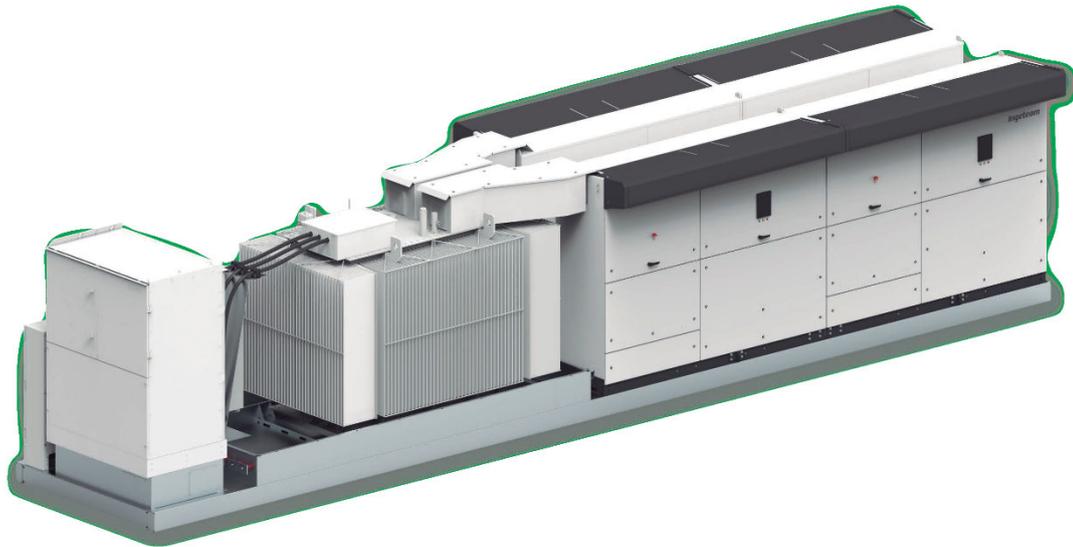
Una vez que los inversores fotovoltaicos han transformado la energía eléctrica a corriente alterna, se dirige al transformador de potencia para elevar la tensión de la energía generada. El inversor y transformador se instalan en una estación de potencia tipo Skid. Para el presente proyecto se ha optado por la Estaciones de Potencia modelo *Ingecon Sun Powerstations 5400 FSK Serie B* del fabricante Ingeteam o similar.

En el presente proyecto se prevén tres (3) inversores alojados en una (1) estación de potencia. La estación de Potencia incluye un transformador de 5.379 kVA (30°C), así como las celdas de protección asociadas, y la interconexión entre todos los elementos. La Cabina de transformación se ubicará con preferencia en una posición centrada respecto al generador fotovoltaico al que está conectado, respetando las distancias necesarias para evitar sombras, y accesible a través de un camino transitable por vehículos de carga.

La estación de potencia es una plataforma compacta y resistente con todos los equipos de media tensión integrados. Incluye un transformador outdoor de media tensión, celdas de protección y desconexión, cubas de aceite y filtros. El transformador de potencia elevará la energía procedente del inversor de 645 V a 15 kV.

El centro de transformación está compuesto por tres bloques que comparten cimentación calculada en función de la carga de los equipos. Los bloques extremos agrupan al inversor con su correspondiente caja de entrada en baja tensión y el transformador de potencia asociado al inversor. En el bloque central se encuentran las celdas de media tensión, las cajas de baja tensión de servicios auxiliares y el transformador de servicios auxiliares de 10 kVA.

A continuación, se muestra una imagen de la estación de potencia y su esquema unifilar:



*Ilustración 18. Estación de Potencia Ingecon Sun Powerstations 5400 FSK Serie B*

Cada una de las cabinas de transformación tipo incluirá al menos los siguientes componentes:

- Transformador de BT/MT
- Celdas de MT
- Transformador de Servicios auxiliares
- Cuadro de servicios auxiliares
- UPS (sistema de alimentación ininterrumpida)
- Armario de comunicaciones y control
- Cuadro de conexiones AC proveniente de los inversores
- Embarrado de tierras: el suministrador debe instalar un embarrado de tierras para conectar todas las tierras de protección. Las tierras del equipo suministrado deben ser conectadas e identificadas al embarrado.
- Sistema para detección de humo
- Sistema de iluminación interna/externa
- Sistema de ventilación

En el *Anejo 2: Fichas técnicas componentes* se recoge su ficha técnica con todas las especificaciones.

## 6. Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT)

Se considera la Instalación Eléctrica de Baja tensión a la referente a aguas abajo del transformador de BT/MT situado en los centros de transformación de la Planta Solar.

Las instalaciones que comprenden esta parte de la instalación son las que se describen a continuación:

- Conexión entre módulos fotovoltaicos formando strings.
- Conexión entre strings y cajas de conexión.
- Conexión entre cajas de conexión y los inversores.

La instalación está diseñada para que el nivel de tensión sea hasta 1.500 V.

La evacuación de la energía generada en el campo fotovoltaico se conectará al lado de baja tensión del transformador instalado a tal efecto en la Estación de Potencia.

Se utilizarán cables unipolares con aislamiento dieléctrico seco, con las siguientes características:

Características de los cables de CC		
Tipo	H1Z2Z2-K	RHZ1-AL
Tensión DC	1,5 kV	1,5 kV
Conductor	Cobre	Aluminio
Secciones	6-10 mm <sup>2</sup>	150 - 300 mm <sup>2</sup>

Tabla 10. Características de los cables CC

Para el cálculo de la sección de los conductores empleados en las diferentes partes de la instalación se ha tenido en cuenta, además de lo establecido por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus ITC complementarias (REBT), los criterios de intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión (1,5%), además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

Posteriormente se ha establecido que la pérdida de potencia máxima en la parte BT de la Instalación Fotovoltaica, es decir, desde los módulos hasta los inversores, no deberá ser superior a 1,50%.

Los cables de string entre seguidores irán enterrados bajo tubo, mientras que los cables string que discurren por los seguidores irán apropiadamente atados a la estructura o bien en bandejas.

Los conductores de la instalación serán fácilmente identificables. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. El conductor neutro se identificará por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. A efectos de identificación los cables serán marcados con su designación correspondiente mediante etiquetas inertes fijadas a los cables con fijadores de plástico.

Se dispondrá una etiqueta cada 10 m en cables enterrados y cada 20 m en instalación aérea.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores mediante conexiones y/o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Siempre deberá realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación. Los conductores deberán conectarse por medio de terminales adecuados, de forma que las conexiones no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

El acoplamiento y sellado entre cables y equipos se efectuará por medio de prensaestopas. Estas serán las adecuadas en tipo y diámetro con objeto de asegurar una sujeción mecánica y estanqueidad adecuada.

Los cables serán manejados cuidadosamente para evitar erosiones y deterioro en sus aislamientos. Los radios de curvatura nunca serán menores de los recomendados por el fabricante.

## **7. Instalación eléctrica de Media Tensión (MT)**

La instalación eléctrica de Media tensión (MT) tiene el fin de evacuar la energía generada en la instalación desde la Estación de Potencia hasta las celdas de MT situadas en el Centro de Seccionamiento.

El nivel de tensión de la red interna de MT será de 15 kV, y consistirá en una (1) línea subterránea constituida por una terna de cables unipolares que conecta la distintas Estación de Potencia con el Centro de Seccionamiento.

La configuración de la red interna de media tensión se resume en la siguiente tabla:

Línea MT	Desde	Hasta	S (kVA)	V (kV)
1	Skid 1	CS	4.95	15

*Tabla 11. Configuración de red MT*

La red eléctrica de MT de la Instalación será en corriente alterna (CA) a 15 kV. El cable será AI RHZ1-OL 12/20 kV 1x400 mm<sup>2</sup>, siendo ZZ, con aislamiento dieléctrico seco directamente enterrado, depositado en el fondo de zanjas tipo, sobre lecho de arena, a una profundidad mínima de 0,8 m. Las zanjas se repondrán compactando el terreno de manera apropiada.

El dimensionado de la instalación será tal que la pérdida de potencia máxima en la parte de la instalación de MT no supere 1,50%.

## 8. Sistema de Protecciones

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto, la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, por ejemplo, la bobina de disparo de un interruptor.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta.

Otro de los objetivos principales de un sistema de protección es evitar pérdidas económicas en la explotación de la instalación ya que de por sí esta representa una gran inversión y dependiendo de la importancia de esta dentro de un sistema eléctrico se pueden tener grandes pérdidas económicas tanto para los consumidores como para la empresa responsable de la explotación de la instalación. Además, también permiten preservar la estabilidad y continuidad de la red.

A continuación, se detallan los diferentes tipos de perturbaciones que se pueden presentar en una instalación eléctrica.

- Sobrecargas
- Cortocircuitos
- Sobretensiones
- Subtensiones
- Desequilibrio
- Retorno de energía

El sistema de protecciones de la planta cumplirá con lo establecido en el artículo 11 del R.D. 1699/2011, de 18 de noviembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. De este modo, se hace una distinción entre protecciones en el lado de corriente continua y protecciones en el lado de corriente alterna.

Los dispositivos a instalar serán fusibles, descargadores de sobretensiones a la salida de los inversores e interruptor de desconexión adecuados a las características de las líneas.

A su vez, se incorporarán protecciones contra sobreintensidades a la salida de los inversores y en el cuadro general de BT, junto a un interruptor diferencial, que antecede a los devanados del transformados.

### 8.1. Protecciones Corriente Continua

Las líneas procedentes de los strings están protegidas por fusibles de 20 A alojados en los portafusibles situados en el interior de las cajas de conexión. De este modo se consiguen dos objetivos; el primero de ellos es el de impedir que este subgrupo pase a trabajar en ningún momento como carga y soportando corrientes inversas superiores a su propia corriente de cortocircuito. El segundo de ellos es el de permitir la desconexión fácil y rápida de este subgrupo, facilitando las labores del personal de mantenimiento.

Además, dichas cajas contendrán un disyuntor – seccionador general de 300 A, así como descargador de sobretensión para proteger la instalación contra sobretensiones entre el polo positivo y tierra, negativo y tierra y entre el polo positivo y negativo.

### 8.2. Protecciones Corriente Alterna

El inversor cuenta con protecciones contra sobretensiones de clase II y cortocircuito tal y como puede verse en su ficha técnica, por lo que no será necesaria la instalación de dichos elementos en el lado del inversor. No ocurre así en el lado del transformador en el que será necesario la instalación de una protección magnetotérmica para cada circuito de inversor y una protección magnetotérmica general que proteja todas ellas.

Los inversores elegidos contarán con las protecciones exigidas en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de eléctrica de pequeña potencia:

- Elementos de corte general.
- Interruptor diferencial automático.
- Interruptor automático de conexión.
- Protecciones de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión.

La protección tendrá capacidad de corte en todas las fases, tendrá una intensidad nominal y un poder de corte ajustados a las necesidades de cada línea tal y como se describe en el esquema unifilar.

Para la protección contra contactos indirectos será necesario la instalación de una protección diferencial de intensidad nominal suficiente y sensibilidad de 300 mA.

### 8.3. Red de tierras

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos el sistema fotovoltaico se dispondrá en esquema “flotante”, es decir, la red de continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra y existe una tierra de protección a la que se unen las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unen todas las partes metálicas de los componentes del sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tiene los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Se cumplirá el artículo 15 del RD 1.699/2011 y la ITC BT-40 por lo que el electrodo de puesta a tierra de la instalación será independiente del electrodo del neutro de la empresa distribuidora, así como también se dispondrá de una separación galvánica entre la parte de corriente alterna y la de continua de la instalación.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de la instalación. La sección mínima de dichos conductores vendrá dada según la tabla 2 de la ITC BT-18 y cumplirá la norma UNE 20.460-5-54. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección.

- 6 mm<sup>2</sup> para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc... del generador fotovoltaico.
- 35 mm<sup>2</sup> en el descargador de sobretensiones o varistor de CA del inversor.
- 35 mm<sup>2</sup> para el enlace de barra de equipotencialidad con pica.

Los conductores de protección serán del mismo tipo y modelo que los empleados en sus respectivos tramos.

El conductor de tierra que unirá la barra de equipotencialidad con la puesta a tierra será de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección nominal, hasta enlazar con una pica de acero cobrizado de 250  $\mu$  de 14,2 mm de diámetro y 2 metros de longitud total, que se dispondrá hincada en el terreno.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad no será nunca inferior a 0,5m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación. Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre sí y unidas por cable de cobre enterrado hasta conseguir la resistencia adecuada.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren. Los electrodos y los conductores de enlace hasta el punto de puesta a tierra se pondrán al descubierto para su examen al menos una vez cada 5 años.

#### 8.4. Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo a un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:

- barras, tubos
- pletinas, conductores desnudos
- placas
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

#### Bornes de puesta a tierra

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne de conexión de puesta a tierra para los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

#### Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm<sup>2</sup>, si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm<sup>2</sup>, si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica. Como conductores de protección pueden utilizarse:
  - conductores en los cables multiconductores

- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

### Red de equipotencialidad

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, su sección puede ser reducida a 2,5 mm<sup>2</sup> si es de cobre.

La unión de equipotencialidad suplementaria puede estar asegurada, bien por elementos conductores no desmontables, tales como estructuras metálicas no desmontables, bien por conductores suplementarios, o por combinación de los dos.

Para proteger toda la instalación fotovoltaica contra rayos, se decide colocar una pica de puesta a tierra en cada fila y en ciertas zonas de la superficie, sumando un total de 550 picas.

El Centro de Transformación contará a su vez con un anillo de tierra, de cobre con sección de 95 mm<sup>2</sup>.

Todas las partes metálicas de la instalación incluido el vallado perimetral se conectará a la red equipotencial de tierras.

## **9. Descripción de los trabajos**

A continuación, se describen las distintas operaciones que serán necesarias para desarrollar el Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica conectada a red. Los trabajos de ejecución se pueden clasificar principalmente en:

- Topografía
- Obra Civil
- Sistema de seguridad
- Sistema de monitorización y control
- Suministro de Equipos
- Montaje mecánico
- Montaje eléctrico

### **9.1. Topografía**

Los trabajos de topografía comprenden el replanteo inicial de la Instalación sobre el terreno para delimitar los límites de la Planta, los viales de acceso, vallado y ubicación de las cimentaciones de la estructura.

El replanteo topográfico del terreno será aprobado por el contratista principal antes del inicio de los trabajos y servirá de base topográfica para la cuantificación de estos; dichas aprobaciones se sucederán en los inicios y finales de las fases de desbroce, excavación y rellenos.

La realización del levantamiento se basará en las coordenadas de al menos dos vértices geodésicos o antenas “Global Navigation Satellite System” (GNSS) para la determinación de sus tres coordenadas del sistema oficial de referencia. Para determinar las alturas ortométricas, se deben conectar al menos otros dos niveles de puntos, si no se proporciona un modelo gravitacional que asegure una precisión absoluta “H” menor de 10 cm.

Estas bases se presentarán en los planes de levantamiento y se construirá de manera que se asegure su permanencia y que no estén colocadas en terrenos agrícolas o en lugares con riesgo de desaparición o cualquier tipo de movimiento. Se debe asegurar que las bases estén ubicadas en un área protegida de daños mecánicos y perturbaciones electromagnéticas, donde prevalecerá el patrón de sostenibilidad.

## 9.2. Obra civil

### 9.2.1. Cimentación seguidor solar

Los postes de la estructura solar irán anclados al terreno por medio de hincas directas. Si una vez realizado el ensayo geotécnico de terreno, se encontrase con alguna capa del mismo más dura, se propondrán soluciones alternativas a la cimentación de los postes para estas zonas.

### 9.2.2. Preparación del terreno y movimientos de tierra

La preparación del terreno consistirá en una limpieza y desbroce del terreno para eliminar la capa vegetal existente sin realizar movimientos de tierra.

Consiste en extraer y retirar de las zonas designadas todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material indeseable según el Proyecto o a juicio de la dirección de obra. Estos trabajos serán los mínimos posibles y los suficientes para la correcta construcción del Proyecto.

La ejecución de esta operación incluye las operaciones siguientes:

- Remoción de los materiales objeto de desbroce
- Retirado y extendido de los mismos en su emplazamiento definitivo
- Demolición de edificios o posibles estructuras existentes en el terreno y posterior transporte de los escombros a vertedero.

De esta forma se realizará la extracción y retirada en las zonas designadas, de todas las malezas y cualquier otro material indeseable a juicio de la dirección de obra.

Se estará, en todo caso, a lo dispuesto en la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad y salud, y de almacenamiento y transporte de productos de construcción.

Las operaciones de remoción se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad y evitar daños en las construcciones próximas existentes. Todos los tocones o raíces mayores de diez centímetros (10 cm) de diámetro serán eliminados hasta una profundidad no inferior a setenta y cinco centímetros (75cm) por debajo de la rasante.

Todas las oquedades causadas por la extracción de tocones y raíces se rellenarán con material procedente de los desmontes de la obra o de los préstamos, según está previsto en el estudio de movimientos de tierras necesarios en la obra.

Todos los pozos y agujeros que queden dentro de la explanación se rellenarán conforme a las instrucciones de la dirección de obra.

Todos los productos o subproductos forestales no susceptibles de aprovechamiento serán eliminados de acuerdo con lo que ordene la dirección de obra sobre el particular

Una vez finalizada la preparación del terreno, a partir del plano topográfico del terreno, y evitando lo máximo posible el desplazamiento de tierras, se hará el movimiento de tierras según corresponda. Distinguir entre los movimientos de tierra necesarios para:

- Plataforma de área de instalaciones provisionales.
- Adecuación menor de movimiento de tierras en áreas de seguidores solares con irregularidades puntuales en el terreno.

### 9.2.3. Canalizaciones

#### 9.2.3.1. Canalizaciones de corriente continua

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

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

Las canalizaciones tendrán una anchura de 35 cm, como mínimo, y una profundidad tal que permita que los tubos queden a una profundidad mínima de 75 cm. Se dispondrá una capa de arena de río lavada de espesor mínimo de 0,05 m sobre la que se colocarán los tubos. Por encima de ellos irá otra capa de arena de 0,10 m de espesor.

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

#### 9.2.3.2. *Canalizaciones de corriente alterna*

El cableado de la parte de corriente alterna irá directamente enterrado a una profundidad de 0,95 m. cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando que las condiciones que se establezcan así lo exijan.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 0,05 m y exenta de cuerpos extraños. 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, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 0,1 m de espesor que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones, estos deben de tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta de la existencia del cableado. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

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

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

#### 9.2.4. *Viales internos*

La Instalación contará con una red de viales interiores que dará acceso a los centros de transformación que conforman la Planta.

La estación de potencia deberá estar en una plataforma ligeramente elevada conectada a los caminos internos. Esta plataforma debe considerar un área de trabajo segura de 2 m alrededor de la estación de potencia, sin pendiente.

Todos los viales de la Planta serán de 3,50 m de ancho, y estarán compuestos por una subbase de suelo seleccionado compactado al 95% PM con un mínimo de 0,20 m de espesor y una base de zahorra natural de 0,10 m de espesor compactada al 95% PM. El trazado de los viales se diseñará considerando un radio de giro mínimo de 12,00 m, y respetando una distancia mínima entre los seguidores y el borde del camino de 1 m.

La pendiente máxima de los caminos se establece en un 10%, y aquellos tramos en los que presenten pendientes mayores, si los hubiera, se hormigonarán consecuentemente.

Los viales deberán soportar un tráfico ligero durante la fase de operación de la Planta Fotovoltaica, reducido a vehículos todo terreno y vehículos de carga para labores de mantenimiento y reparación. De forma puntual el acceso de vehículos pesados podrá ser necesario para el transporte de equipos como los transformadores.

En aquellos puntos de cruces de cables y zanjas enterradas con los caminos, se instalarán tubos corrugados embebidos en hormigón para posterior instalación de los cables a través de dichos tubos.

Respecto a los caminos de acceso a la Planta Solar, se adecuarán en aquellos tramos en los que sea necesario para garantizar el paso de vehículos de carga durante la fase de obras. Se les proporcionará un ancho mínimo de 4 metros y se construirán sobreanchos en curvas para asegurar el paso de camiones y/o maquinaria.

#### 9.2.5. Vallado perimetral

Se instalará un vallado perimetral compuesto por tubos galvanizados, colocados cada 3,00 metros en excavaciones rellenas de hormigón en masa H-25, de 48 mm de diámetro, 12 mm de espesor y 2,15 m de altura, acodados en sus extremos para colocar dos hileras de alambre de espino. En todos los cambios de dirección, o en su defecto, cada 45 m, se dispondrán postes de refuerzo con dos tornapuntas. La malla será de tipo cinegética 200-17-30 y tendrá 2,00 m de altura. Se colocarán 4 tirantas de alambre de 16 mm<sup>2</sup> con sus tensores y tornillos correspondientes.

Se realizarán accesos a la planta mediante cancela de 6 m de anchura y 2,15 m de altura en dos hojas, realizadas con tubo galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,2 mm de espesor más malla electrosoldada de las mismas características que la anterior.

Con objeto de preservar el medio, el vallado dispondrá de pequeños accesos de 0,30 x 0,30 m instalados cada 150 m para permitir el paso de animales pequeños existentes en la zona.

### 9.2.6. Estudio geotécnico

En el momento de desarrollar la actuación, se realizará un estudio geotécnico, de forma que se determinen las características del terreno y así, conseguir la forma óptima de los trabajos de anclado o cimentación de los elementos de la instalación fotovoltaica.

### 9.2.7. Sistema de drenaje

El diseño del sistema de drenaje se abordará estrechamente ligado con el movimiento de tierras y explanaciones, en caso de tener que llevarlas a cabo.

Se tratará de aprovechar al máximo las líneas de flujo principal existentes, modificándolas o reordenándolas, diseñando y dimensionando cada uno de los elementos de drenaje que garanticen una correcta y óptima evacuación de aguas.

No se realizarán movimientos de tierra que produzcan alteraciones topográficas que puedan afectar a los cauces existentes.

La Planta podrá contar con un sistema de drenaje que permita evacuar, controlar, conducir y filtrar todas las aguas pluviales hacia los drenajes naturales del área ocupada por la Instalación.

Se deberá asegurar que el sistema de drenaje da continuidad al drenaje natural del terreno.

Se diferencian tres tipologías diferentes que se detallan a continuación:

- Drenaje longitudinal de tipo 1 (cuneta) como medida de protección perimetral de la Planta y de los viales internos. Captarán el agua de escorrentía y la conducirán hacia los puntos de menor cota.
- Drenaje longitudinal de tipo 2 (paso salvacunetas) para permitir el cruce entre caminos (interior o de acceso a la Planta) y las obras de drenaje de tipo 1, con el fin de garantizar el regular flujo entre el agua pluvial recolectada en la cuneta frente a un evento con un tiempo de retorno de 25 años.
- Obra de Drenaje Transversal (ODT) para permitir el cruce caminos y las ramblas/cauces existentes, con el fin de garantizar el regular flujo de escorrentías frente a un evento con un tiempo de retorno de 100 años. Se colocarán tubos salva cunetas que crucen bajo los caminos, con rejillas a la entrada para evitar el aterramiento de los tubos. Se evitarán los diámetros pequeños, empleando como mínimo el diámetro Ø400 mm, y empleando tubos con capacidad mecánica suficiente para soportar el paso de los vehículos. En caso de que los cauces sean muy poco pronunciados o el desnivel del terreno sea insuficiente para permitir la instalación de tubos como ODT, se recurrirá a la ejecución de vados hormigonados, protegiendo el camino de la socavación y restituyendo el flujo natural del agua.

También se realizarán las acciones necesarias para evitar afecciones por las posibles aguas de escorrentía provenientes de las parcelas colindantes al Proyecto.

En función del estudio de la pluviometría de la zona, se calculan la escorrentía superficial y las precipitaciones máximas sobre la parcela. Las dimensiones de las canalizaciones de evacuación de aguas a construir se dimensionarán en función de los datos pluviales y la normativa nacional relacionada.

### 9.3. Sistema de seguridad

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

Para la instalación del sistema de seguridad, se instalarán durante la fase de ejecución del proyecto unos tubos enterrados a una profundidad mínima de 40 cm, con un diámetro mínimo de 80 cm, por los que se tenderán los cables de señal y alimentación tanto de las cámaras como de las barreras de microondas. Dicha canalización también seguirá el recorrido del perímetro de la planta.

### 9.4. Sistema de Monitorización y Control

El sistema de monitorización y control de la Planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA y el sistema de control de la Planta PPC, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de los sistemas de la Instalación. Este sistema irá alojado en un servidor local instalado en la sala de control del edificio O&M de la planta.

Con la información recopilada por los dispositivos de campo, el SCADA generará una imagen completa de la planta, con el fin de facilitar la gestión y supervisión de la planta, permitiendo la detección en tiempo real de fallos, facilitando así tomar medidas correctivas para evitar el cierre de equipos y la pérdida de producción.

La red de comunicaciones estará compuesta por diversas redes virtuales (VLANs) que ayuden en la segregación del tráfico de datos y aumenten la seguridad y estabilidad del sistema. El medio físico para los anillos de la red principal será fibra óptica monomodo, otorgando la redundancia necesaria para permitir el correcto funcionamiento del sistema ante fallos puntuales en alguno de los componentes de los anillos.

El protocolo base para las comunicaciones será Modbus TCP, siendo este un estándar en el sector fotovoltaico que permite la rápida integración de sistemas y herramientas de depuración que ayuden a la detección y corrección de fallas. De cara a la comunicación con sistemas exteriores el sistema dispondrá de pasarelas de comunicación que aseguren la integración con protocolos de telemando y control como por ejemplo IEC-104, DNP3, IEC 61850 MMS/GOOSE, etc El sistema se puede configurar para permitir el acceso a sistemas de adquisición externos o el sistema de

gestión de la Utility manteniendo en todo momento los criterios más estrictos de Ciberseguridad y encriptación de datos que eviten accesos no autorizados al sistema.

La siguiente imagen muestra un detalle de la propuesta del sistema de monitorización y control a través de su arquitectura de redes:

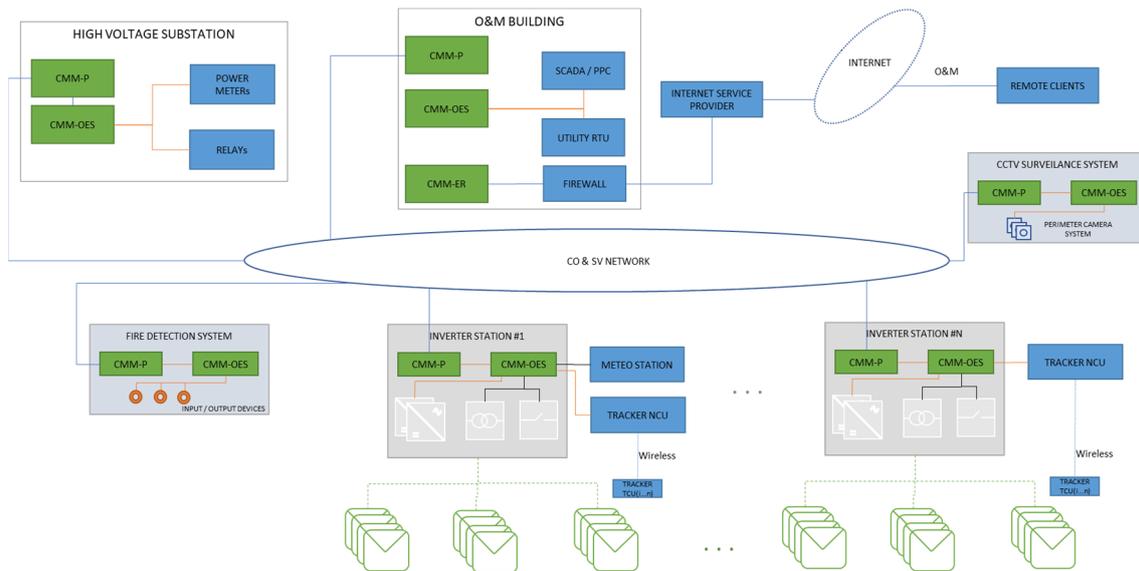


Ilustración 19. Detalle de arquitectura de comunicaciones

El sistema de monitorización será capaz de acceder y almacenar los siguientes grupos de variables:

- Producción instantánea de los inversores.
- Voltaje de entrada y salida de los inversores.
- Estado de los inversores.
- Contadores de medición de datos.
- Datos de medición de las estaciones meteorológicas.

#### 9.4.1. Estación meteorológica

La instalación fotovoltaica estará equipada con una (1) estación meteorológica.

La estación meteorológica es un módulo de adquisición de medidas de parámetros meteorológicos (irradiancia, temperatura de panel, temperatura ambiente, velocidad de viento, etc.), deberá estar definida por los siguientes equipos:

- Piranómetro Horizontal e Inclinado para medir radiación global y global inclinada.
- Células calibradas con una inclinación igual a la de los módulos fotovoltaicos.
- Células calibradas horizontales.

- Sondas para medir T<sup>a</sup> de dos módulos fotovoltaicos (PT100)
- Anemómetro.
- Termohigrómetro.
- Logger y comunicaciones.

En la estación meteorológica se instalarán adicionalmente dos células calibradas en el plano de los módulos. Una se mantendrá limpia y otra se limpiará con la periodicidad de la limpieza de la planta, con estas dos células se tendrá la medición.

Todos los medidores tendrán la precisión adecuada, cuyo error en ningún caso superará el  $\pm 3\%$ . Todos los equipos deberán contar con los correspondientes certificados de calibración para la configuración en la que se encuentran instalados.

Ningún equipo se encontrará obstaculizado por cualquier elemento, poniendo especial atención a las sombras. No habrá elementos que produzcan sombras en ningún equipo en ningún momento del año.

La estación estará siempre conectada a la Red de SSAA para evitar pérdidas de datos por descarga de baterías. Usándose estas únicamente en los casos en los que haya caídas en la línea que pudieran interrumpir la recepción correcta y normal de los datos.

La comunicación será mediante protocolo Modbus/TCP o Modbus/RTU.

#### 9.4.2. Contador

Para la medición de la energía generada se instalará un contador electrónico trifásico bidireccional para medida en la parte de 15 kV del Centro de Seccionamiento. Se ajustará a la normativa metrológica vigente, al Reglamento de Puntos de Medida y a sus instrucciones técnicas complementarias.

El contador se conecta a los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida correspondiente, y siendo un punto de medida tipo 1 la clase de precisión deberá ser mínimo de 0,2S y 0,5 para la energía activa y reactiva respectivamente, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. El contador dispondrá de puerto óptico local y puerto remoto serie. Dispone de un display que permite la visualización de todos los parámetros que registra el equipo. La configuración de la pantalla de visualización es fija y completa, ya que se pueden consultar todos los parámetros que registra el equipo. Algunos de los parámetros que se pueden visualizar son:

- Energía generada absoluta por tarifa.
- Energías generadas absolutas de meses anteriores.
- Tensión, corriente, factor de potencia por fases, etc.
- Potencia activa y reactiva.
- La comunicación será mediante protocolo Modbus/TCP o Modbus/RTU.

### 9.4.3. Inversores

Incluyen un software de monitorización con versión también para Smartphone, para facilitar las tareas de mantenimiento, mediante la monitorización y registro de las variables de funcionamiento internas del inversor a través de Internet (alarmas, producción en tiempo real, etc.), además de los datos históricos de producción.

Dispone de dos puertos de comunicación (uno para monitoreo y uno para control de planta), que permite un control rápido y simultáneo de la planta.

### 9.4.4. Sistema de control de planta (PPC)

Se instalará una Unidad de Control Central, coordinadora del inversor de la planta, y grabación en tiempo real de todas las condiciones en la red (V, F, Q) y la planta fotovoltaica, con provisión de interfaces abiertas, protocolos estándar y conexión flexible de E/S externas para la grabación y transmisión de datos.

El sistema de control de la planta utilizará los equipos de comunicaciones (anillo de fibra óptica, convertidores Ethernet...), pero funcionará independientemente del SCADA de monitorización.

El controlador de energía de planta, a través de los inversores, gestionará todos los parámetros necesarios para garantizar una estabilidad permanente y sostenible de la red.

El Controlador de Planta permite al operador mantener los valores objetivo de la planta fotovoltaica y de la red. Debe garantizar que la planta se adapte a las exigencias de la red en cada fase de funcionamiento, y las consignas del Operador del Sistema.

La planta fotovoltaica tendrá capacidad para variar el suministro de energía reactiva, tanto por el día como por la noche, con valores constantes o dinámicos. El punto de medida de la instalación será Centro de Seccionamiento.

En ningún caso se sobrepasarán los 4,95 MW en el Punto de Interconexión (POI) concedida.

El sistema de control PPC se integrará en el sistema de control y supervisión para el pleno cumplimiento del código de red y los requisitos específicos del proyecto. Las funcionalidades del sistema se dividen en diversas capas de control que facilitan la modularidad y flexibilidad del sistema.

El proceso de control se basa en un control en lazo cerrado teniendo como Input principal la medida en el punto de interconexión y como Output las referencias de potencia activa y reactiva para controlar la producción de los inversores.

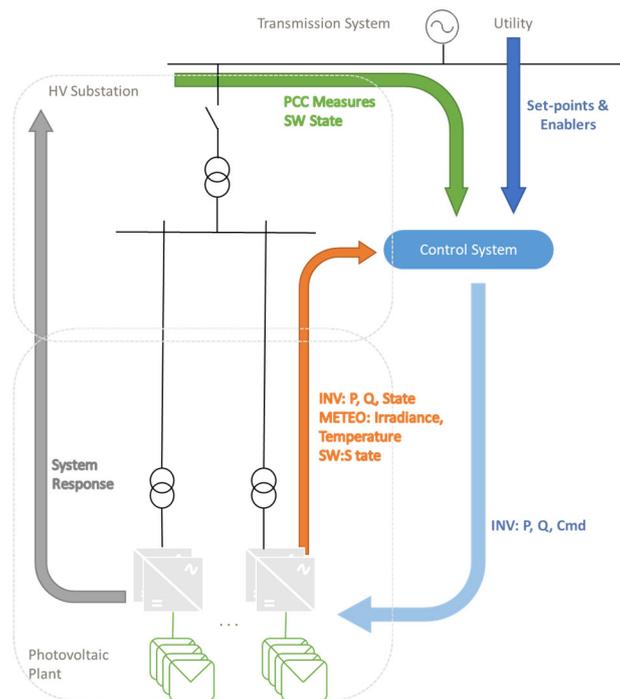


Ilustración 20. Detalle sistema de control

La capa principal del sistema de control es la que asegura el correcto cumplimiento del código de red acorde a la capacidad del sistema según sus parámetros de diseño.

La limitación de la producción de potencia activa es la función principal del sistema de control. El sistema de control monitoriza en tiempo real la inyección de potencia en el punto de inyección a red y envía la consigna de producción máxima admisible a los inversores a través de la red de comunicaciones para asegurar que el sistema produce la máxima potencia disponible impidiendo que en ningún momento se sobrepase la máxima potencia permitida. Los inversores recibirán estas consignas de producción a través de su interfaz de comunicaciones y adaptarán su punto de máxima producción de potencia (MPPT), variando la inyección de corriente a la red.

La máxima potencia de inyección permitida será la potencia concedida en el punto de interconexión (POI), en este caso 4,95 MW, o bien una señal de limitación recibida de la Utility en caso de que se quiera reducir aún más la producción del parque.

Del mismo modo, las capas de control superiores como el Centro de Control de la Utility recopilarán información local, y utilizarán la red de comunicación de control y supervisión para gestionar las acciones de control remoto y enviar consignas al sistema local de acuerdo con variaciones de la red, variaciones de la demanda, etc. Otras funciones de control que podrán estar activas serán las siguientes:

- Limitación de gradiente de potencia
- Control Potencia-Frecuencia
- Regulación de tensión
- Control de referencia de potencia reactiva

- Control de referencia del factor de potencia

Aparte de las funciones principales de control en el punto de interconexión (POI), el sistema de control de la planta incluye capas de control inferiores aplicadas internamente. Estas capas de control inferiores reportarán información esencial sobre mediciones, estado y alarmas al sistema.

Las capas de control inferiores se aplican a:

- Control interno de inversores
- Sistema de posicionamiento de seguidores
- Funciones generales de seguridad

## 9.5. Suministro de equipos

Previo al montaje electromecánico de la Planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura solar, así como los módulos FV, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma. El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

## 9.6. Montaje mecánico

### 9.6.1. Montaje de seguidores y módulos

El seguidor solar horizontal está formado por un conjunto de perfiles metálicos unidos entre sí. La estructura principal es un perfil tubular apoyado sobre postes. Éstos se instalarán por medio de hincado directo al terreno siempre que sea posible, a una profundidad de hincado mínima según se determine en el Pull-Out Test que deberá realizarse previo a la construcción de acuerdo al estudio geotécnico. En aquellos casos en los que el hincado directo no sea posible, se utilizará el método de pre-drilling para la instalación de las hincas de los seguidores, y si tampoco fuera posible, se utilizarán micropilotes o zapatas de hormigón aisladas.

El perfil tubular se acopla mediante un brazo pivotante a una biela accionada por un actuador electromecánico, el cual hace girar la estructura de forma automatizada.

El montaje de la estructura concluye con la fijación de los módulos fotovoltaicos y las cajas de seccionamiento a los perfiles metálicos mediante uniones atornilladas.

### 9.6.2. Montaje de Estación de Potencia

La Estación de Potencia tan solo necesitará la adecuación del terreno donde se instalará y su correcto posicionamiento en el campo solar mediante una losa de cimentación.

## 9.7. Montaje eléctrico

### 9.7.1. Baja tensión (BT)

La instalación eléctrica de baja tensión se puede dividir a su vez en:

- Instalación de corriente continua en baja tensión (CCBT)
- Instalación de corriente alterna en baja tensión (CABT).

La instalación CCBT comprende la disposición de todo el cableado de string CC en el campo fotovoltaico.

En primer lugar, se procederá a la formación de los strings de módulos FV interconectando entre sí los módulos FV contiguos de un seguidor hasta completar el número necesario para cada serie. Esta operación se repetirá sucesivamente para todos los strings de la Planta.

La instalación CCBT se completa mediante la conexión eléctrica entre los strings y las cajas combinadoras de string, que son armarios eléctricos de intemperie destinados a conectar en paralelo varios strings y permitir la desconexión de una parte del generador FV en caso de fallo o para realizar labores de mantenimiento; y por otro lado entre éstas y los inversores, los cuales estarán ubicados en los lugares destinados para el efecto. Dicha conexión se realiza mediante el tendido de cable aislado por canalizaciones subterráneas previamente ejecutadas.

La instalación CABT comprende la alimentación de los seguidores y resto de equipos auxiliares: se deberán interconectar los armarios de control de los seguidores y los armarios de cada equipo auxiliar con el cuadro de baja tensión, instalado en los Centros de Transformación y conectados a los transformadores de auxiliares.

### 9.7.2. Media tensión (MT)

Los trabajos y elementos necesarios para la ejecución de la línea subterránea de Media Tensión son los descritos en los siguientes apartados:

#### 9.7.2.1. Disposición del Montaje

Los cables se agruparán en tresbolillo, siguiendo el esquema de colocación de fases siguiente:

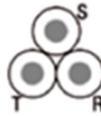


Ilustración 21. Colocación de cables en tresbolillo

Los conductores se instalarán directamente enterrados, exceptuando en aquellas zonas donde se produzcan cruzamientos con diferentes afecciones (carreteras, caminos públicos, cauces...), donde se instalarán enterrados bajo tubo.

#### 9.7.2.2. Accesorios

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Las terminaciones deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.)

La ejecución y montaje de los accesorios de conexión se realizarán siguiendo el Manual Técnico correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

### **Terminaciones**

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado en cada caso. Existen dos tipos de terminaciones para las líneas de Media Tensión:

Terminaciones convencionales contráctiles en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas. Estas terminaciones serán acordes a las normas UNE 211027, UNE HD 629-1 y UNE EN 61442.

Conectores separables: se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF6. Serán acordes a las normas UNE-HD 629-1 y UNE-EN 61442.

### **Empalmes**

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio. En general se utilizarán siempre empalmes contráctiles en frío, tomando como referencia las normas UNE: UNE211027, UNE-HD629-1 y UNE-EN 61442.

#### 9.7.2.3. Sistema de Puesta a Tierra

### **Puesta a Tierra de las Pantallas Metálicas**

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



Ilustración 22. Puesta a tierra de cubiertas metálicas

No será necesario realizar trasposición de fases dado que las ternas se montarán en formación tresbolillo.

#### 9.7.2.4. Derivaciones

Las derivaciones de este tipo de líneas se realizarán desde las celdas de línea situadas en centros de transformación o reparto desde líneas subterráneas haciendo entrada y salida.

#### 9.7.2.5. Ensayos Eléctricos después de la Instalación

Una vez que la instalación ha sido concluida, es necesario comprobar que el tendido del cable y el montaje de los accesorios (empalmes, terminales, etc.), se ha realizado correctamente.

#### 9.7.2.6. Canalización

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

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

Y, por último, se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos.

#### 9.7.2.7. Arquetas

En la entrada de las arquetas las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La colocación de arquetas se realizará únicamente a ambos lados de los cruces de caminos.

### 9.7.2.8. Medidas de Señalización y Seguridad

Las zanjas se realizarán cumpliendo todas las medidas de seguridad personal y vial indicadas en las Ordenanzas Municipales, Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Código de la Circulación, etc.

Todas las obras deberán estar perfectamente señalizadas y balizadas, tanto frontal como longitudinalmente (chapas, tableros, valla, luces, etc.). La obligación de señalizar alcanzará, no sólo a la propia obra, sino aquellos lugares en que resulte necesaria cualquier indicación como consecuencia directa o indirecta de los trabajos que se realicen.

## 10. Centro de seccionamiento

A continuación, se indican las características del Centro de seccionamiento donde se realizará la protección y medida de la energía generada por la planta fotovoltaica.

### 10.1. Normativa de aplicación

La normativa de aplicación tenida en cuenta es la siguiente:

- 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 complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Reglamento (UE) nº 548/2014 de la Comisión, de 21 de mayo de 2014, por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- Reglamento (UE) nº 517/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014, sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 842/2006.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Normalización Nacional (normas UNE).

- Recomendaciones AMYS.
- Código Técnico de Edificación.

## 10.2. Descripción

El Centro de Seccionamiento, tiene una configuración de remonte-línea-medida-Interruptor Automático-medida-línea-protección ruptofusible, tal y como puede apreciarse en el esquema unifilar.

Las características generales de dicho centro propuesto para este proyecto son:

- Fabricante: SELMA o similar.
- Tipo: Centro Prefabricado de hormigón y equipamiento.
- Frecuencia: 50 Hz
- Solución Plug & Play
- Fabricado bajo norma IEC 62271-200.
- Peso < 25 Ton.

Se adjunta una captura de los planos de planta, alzado y secciones.

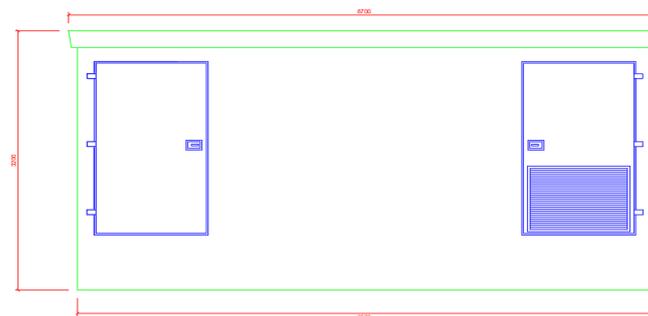


Ilustración 23. Alzado CPM

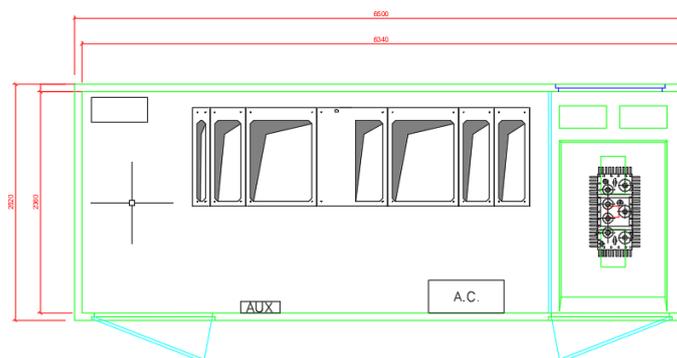


Ilustración 24. Planta CPM

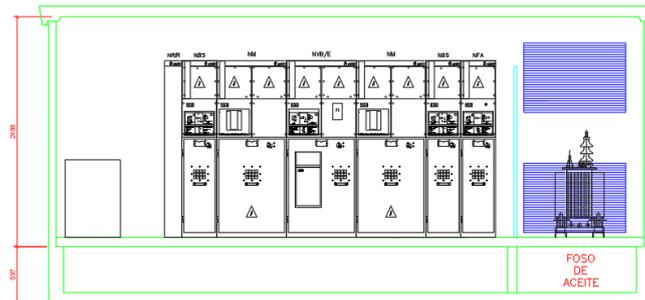


Ilustración 25. Sección CPM

### 10.3. Centro de hormigón prefabricado

El Centro de Seccionamiento estará compuesto por un edificio prefabricado modelo CTA-6B/1T, de dimensiones exteriores: 6,50 x 2,50 x 3,20 m. Se divide en tres zonas:

- Zona de Cuadro de B.T. para servicios auxiliares.
- Zona de M.T. mediante celdas indoor marca ICET.
- Zona Transformador, IP-12. Incluye depósito de recogida de aceite embebido en la base de la envolvente, cerradura mediante candado cuya llave solo podrá obtenerse si el seccionador de la celda de protección del transformador ha sido puesto a tierra.

Sus principales características son:

- Construcción tipo monobloque con hormigón armado y vibrado.
- Peso estimado 25 toneladas.
- Cimentación: La resistencia del terreno deberá ser igual o superior 1 kg/cm<sup>2</sup>
- Condiciones de servicio:
  - Sobrecarga de nieve de 250 kg/cm<sup>2</sup> en cubiertas
  - Carga de viento (presión dinámica) de 100 kg/m<sup>2</sup>, equivalente a V = 144 km/h.
  - Temperatura del aire:
    - Mínima -15° C
    - Máxima +50° C
    - Valor máximo medio diario +35° C
  - Humedad relativa del aire: 100 %

- Materia prima

Los componentes básicos del hormigón armado que se utilizan son:

- Cemento Tipo CEM II/A-V 42,5R
- Arena lavada de río
- Árido machacado o rodado de río
- Armaduras de acero tipo B500S.

- Dosificación

A fin de garantizar la resistencia y la impermeabilidad de las piezas fabricadas, se utilizan los siguientes criterios de dosificación:

- Agua: Proporción máxima en relación al cemento de 0,47.
- Arena: Proporción máxima de 2 a 1 con relación al cemento

Con estos criterios se garantiza una resistencia a la compresión de  $>250 \text{ kg/cm}^2$  a los 28 días y un grado de compacidad que asegura la total impermeabilidad de las paredes, característica prácticamente imposible de conseguir con otras dosificaciones y calidades inferiores

- Solera principal

Está formada por losas construidas hormigón armado cuya sobrecarga admisible es de  $500 \text{ kg/cm}^2$  éstas son registrables para permitir el acceso a la parte inferior del C.T. facilitando así la conexión de cables de la red.

- Características eléctricas

Todas las varillas, que constituyen la armadura de refuerzo de cada una de las piezas que conforman el edificio, están electro-soldadas entre sí, de forma que en cada una de las piezas existe continuidad eléctrica de su armadura, disponiendo de dos puntos unidos a ella, accesibles en la superficie de la parte interior del edificio. A través de estos puntos, se podrá realizar la comprobación de la continuidad de cada pieza y además se realizará, la interconexión de las distintas piezas mediante latiguillos de cobre, de forma que, una vez unidas, el interior del edificio sea una superficie equipotencial.

La situación de la armadura y el proceso de fabricación del hormigón, aseguran una resistencia eléctrica superior a  $10.000 \Omega$ , después de los 28 días de la fabricación, entre la armadura y las puertas, rejillas y la superficie exterior del edificio.

- Carpintería metálica

Los elementos metálicos son puerta de peatón, puerta del transformador, rejillas de ventilación y defensa del transformador. Estos elementos están construidas con chapa laminada en frío, con galvanizado en caliente en proceso continuo, posterior pintado de polvo de poliéster, RAL 7035 LIGHT GREY.

La defensa del transformador tendrá una mirilla realizada en metacrilato.

Las rejillas de ventilación dispondrán de filtro G3 tipo manta con disposición en ZIG-ZAG.

- Cerraduras

La puerta de acceso peatonal dispondrá de una cerradura del tipo UCEM 4124 HB100I (izquierda), cerradura de pestillo accionado por llave por ambos lados, equipada con cilindro 4000 F, acabado esmaltado dorado, mano izquierda.

La puerta de transformador dispondrá de una cerradura de enclavamiento accionada por la llave que se libera con la puesta a tierra cerrada de la celda de protección.

- Acabado

El hormigón se suministra pintado en color blanco rugoso por su interior Pintura rugosa en su exterior según RAL 6011.

El acabado de la carpintería metálica de exterior será del tipo C4.

#### **10.4. Transformador de servicios auxiliares**

Transformador trifásico 50 kVA 15/B2, norma UE 548/2014, baño de aceite, termómetro de dos contactos.

- Altitud máxima de operación <1000 mts.
- Temperatura máxima de operación: +40°C.
- Fabricado de acuerdo con la norma IEC 60076 "Eco Design UE548/2014" TIER1
- Potencia nominal: 50 KVA
- Grupo vectorial: Dyn11
- Relación de voltaje: 15000/400 V
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Bobinados HV/LV: Aluminio/Aluminio
- Palanca de regulación de H.V. (fuera de circuito): +/- 2,5+/- 5%
- Tensión de cortocircuito HV-LV1: 4%
- Termómetro de dos contactos
- RAL 7035

### 10.5. Celdas de 15 kV

El centro de seccionamiento está compuesto por un conjunto de celdas modulares marca ICET serie “N”, con las siguientes características:

- Fabricado según normas IEC-62271-1, IEC-62271- 102, IEC-62271-103, IEC-62271-105, IEC-62271-200.
- A prueba de arco interno.
- Aislamiento en aire.
- Corte y seccionamiento en SF6.
- Uso interior.
- Tensión asignada de aislamiento 24 kV.
- Tensión asignada 24 kV.
- Frecuencia asignada 50 Hz.
- Tensión asignada soportada a frecuencia industrial 50 kV.
- Tensión asignada a impulsos 125 kV.
- Intensidad nominal: 400 A.
- Intensidad de cortocircuito : 16 kA/1s.
- Poder de cierre asignado sobre corto circuito 40 kA.
- Estructura de chapa galvanizada.
- Pintura epoxy RAL 7030.
- Clasificación de continuidad de servicio LSC2A.
- Configuración:
  - Una (1) Celda de remonte de cables “NR” 24 kV.
  - Dos (2) Celdas de línea “NBS” 24 kV 630 A 20 kA. Corte en SF6 y aislamiento aire, con seccionador de puesta a tierra y detectores de presencia de tensión.
  - Una (1) celda de protección automática “NVB/G” 24 kV 630 A 20 kA, disyuntor de vacío. Corte en SF6 y aislamiento aire, con seccionador de puesta a tierra y detectores de presencia de tensión.
  - Una (1) celda de medida “NM” 24 kV 630 A 20 kA, normalizada por Unión Fenosa Distribución que alojarán los transformadores de tensión e intensidad. La celda dispondrá de doble puerta metálica, la puerta interior será de rejilla, precintable, y sin posibilidad de apertura hacia el interior. Se montarán los elementos de corte necesarios, para poder aislar la celda en caso de revisión, verificación, cambio de relación o sustitución de los transformadores de medida, con este objeto, se instalarán celdas de seccionamiento (interruptor o seccionador) en entrada y salida de la celda de medida. Los tranformadores de tenión e intensidad tendrán los valores normalizados por dicha compañía y cumplirán con la familia de normas UNE-EN 61869 o las que sustituyan esta.

- Una (1) celda de protección ruptofusible “NFA” 24 kV 630 A 20 kA. Corte en SF6 y aislamiento aire, mordazas portafusibles para cortacircuitos fusibles DIN43625, bobina de disparo, timonería, seccionador de puesta a tierra, detectores de presencia de tensión y salida inferior. Fusibles de AT 10/24 kV 6,3 A.

#### 10.6. Sistema de puesta a tierra

Suministro e instalación de:

- Cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup> desde el anillo del equipo de puesta a tierra hasta la caja de conexiones del equipo de puesta a tierra, también incluido.
- Cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup> desde el punto neutro del transformador SSAA hasta la caja de conexiones del neutro a tierra, también incluido.

#### 10.7. Interconexión MT

Suministro de interconexión M.T. entre celda de protección y transformador de servicios auxiliares en cable RHZ1 1x95 mm<sup>2</sup> Al 12/20 kV.

#### 10.8. Interconexión B.T.

Suministro de interconexión B.T. entre transformador de servicios auxiliares y cuadro BT de servicios auxiliares en cable RV-K 0,6/1 kV 25 mm<sup>2</sup> Cu.

#### 10.9. Medida

Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, al Real Decreto 1164/2001 de tarifas de acceso y a la reglamentación vigente en materia de metrología y seguridad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía circulada. Asimismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la especificación particular de UFD correspondiente en su última versión.

Para la medida Fiscal, y en previsión de la necesidad de tener que enviar datos de telemedida en tiempo real al operador del sistema (REE), en el CPMC, se dispondrá de un armario de medida Tipo 2 según UFD compuesto por:

- 1 Regleta de verificación precintable.
- 1 Armario de medida realizado en poliéster reforzado en fibra de vidrio de 750x750x300 mm con placa pivotante, cajas de bornes, automático y enchufe,

con capacidad para hasta 2 equipos de medida Tipo 2+ Modem, según normas UFD.

- Conjunto de conductores de unión entre los secundarios de los arroyamientos de medida y el contador realizado con cable apantallado Cu 0,6/1 kV de 6 mm<sup>2</sup>.
- Se dispondrá de un armario de resistencias para completar el consumo de los secundarios de los TT's de medida.

El equipo de medida estará formado por:

- 1 Equipo Tarificador bidireccional para puntos de medida tipo 2, Marca Itron mod. SL7000- 760-2-A171 con entradas X/5A y x/110:V3, con verificación de origen.
- 1 Módem externo Itron mod. SPARKLINE IV, GSM-GPRS, que permite comunicación de facturación y al operador del sistema.

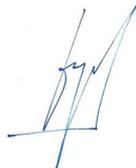
## 11. Resumen de presupuesto

El total del Presupuesto de Ejecución por Contrata asciende a la cantidad de TRES MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS TREINTA Y NUEVE EUROS CON NOVENTA Y TRES CÉNTIMOS, I.V.A. incluido.

Capítulo	Importe
<b>Total Presupuesto de Ejecución Material</b>	<b>2.685.769,80 €</b>
<b>Gastos generales (13%)</b>	349.150,07 €
<b>Beneficio industrial (6%)</b>	161.146,18 €
<b>IVA (21%)</b>	671.173,87 €
<b>Total Presupuesto Ejecución</b>	<b>3.867.239,93 €</b>

El Puerto de Santa María, Marzo de 2023

El Ingeniero Técnico Superior



Fdo. Manuel Cañas Mayordomo  
Colegiado 1.617

El Ingeniero Industrial



Fdo. Daniel Corroero Cabrera  
Colegiado 7.426

# **Anejo 1: Estudio de producción energética**

## **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.

Ingeniería: Ingnova Proyectos

Marzo2023

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: IFV Guadalupe

Variante: IFV Guadalupe

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 5911 kWp

Balbaina - Spain



**PVsyst V7.3.1**

VCO, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Resumen del proyecto**

<b>Sitio geográfico</b>	<b>Situación</b>	<b>Configuración del proyecto</b>
<b>Balbaina</b>	Latitud 36.66 °N	Albedo 0.20
España	Longitud -6.22 °W	
	Altitud 40 m	
	Zona horaria UTC+1	
<b>Datos meteo</b>		
Balbaina		
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=15% - Sintético		

**Resumen del sistema**

<b>Sistema conectado a la red</b>	<b>Sistema de rastreo, con retroceso</b>	<b>Sombreados cercanos</b>
<b>Orientación campo FV</b>	<b>Algoritmo de rastreo</b>	Sombreados lineales
<b>Orientación</b>	Optimización de irradiancia	
Plano de rastreo, eje inclinado	Retroceso activado	
Inclin.media del eje 1 °		
Azimut del eje medio 0 °		
<b>Información del sistema</b>		
<b>Generador FV</b>	<b>Inversores</b>	
Núm. de módulos 10192 unidades	Núm. de unidades 3 unidades	
Pnom total 5911 kWp	Pnom total 5019 kWca	
	Límite de potencia de red 4950 kWca	
	Proporción de red lim. Pnom 1.194	
<b>Necesidades del usuario</b>		
Carga ilimitada (red)		

**Resumen de resultados**

Energía producida 12844 MWh/año	Producción específica 2173 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 89.02 %
---------------------------------	--	-----------------------------

**Tabla de contenido**

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8

**PVsyst V7.3.1**

VCO, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Parámetros generales****Sistema conectado a la red****Orientación campo FV****Orientación**

Plano de rastreo, eje inclinado  
Inclin.media del eje 1 °  
Azimut del eje medio 0 °

**Modelos usados**

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteonorm  
Circunsolar separado

**Horizonte**

Horizonte libre

**Sistema bifacial**

Modelo Cálculo 2D  
rastreadores ilimitados

**Geometría del modelo bifacial**

Espaciado de rastreador 11.00 m  
Ancho de rastreador 4.58 m  
GCR 41.6 %  
Altura del eje sobre el suelo 2.10 m

**Limitación de potencia de red**

Potencia activa 4950 kWca  
Proporción Pnom 1.194

**Sistema de rastreo, con retroceso****Algoritmo de rastreo**

Optimización de irradiancia  
Retroceso activado

**Sombreados cercanos**

Sombreados lineales

**Conjunto de retroceso**

Núm. de rastreadores 196 unidades

**Tamaños**

Espaciado de rastreador 11.0 m  
Ancho de colector 4.58 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 41.6 %  
Phi mín/máx. -/+ 60.0 °

**Estrategia de retroceso**

Límites de phi para BT -/+ 65.3 °  
Paso de retroceso 11.0 m  
Ancho de retroceso 4.58 m

**Necesidades del usuario**

Carga ilimitada (red)

**Definiciones del modelo bifacial**

Albedo de tierra 0.30  
Factor de bifacialidad 80 %  
Fact. sombreado trasero 5.0 %  
Fact. desajuste trasero 10.0 %  
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

**Características del generador FV****Módulo FV**

Fabricante Jinkosolar  
Modelo JKM580N-72HL4-BDV  
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 580 Wp  
Número de módulos FV 10192 unidades  
Nominal (STC) 5911 kWp  
Módulos 392 Cadenas x 26 En series

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5468 kWp  
U mpp 1014 V  
I mpp 5390 A

**Potencia FV total**

Nominal (STC) 5911 kWp  
Total 10192 módulos  
Área del módulo 26329 m²  
Área celular 24231 m²

**Inversor**

Fabricante Ingeteam  
Modelo Ingecon Sun 1675TL B645 IP54 H1000  
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 1673 kWca  
Número de inversores 3 unidades  
Potencia total 5019 kWca  
Voltaje de funcionamiento 915-1300 V  
Potencia máx. (=>25°C) 1676 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.18

**Potencia total del inversor**

Potencia total 5019 kWca  
Número de inversores 3 unidades  
Proporción Pnom 1.18



**PVsyst V7.3.1**

VCO, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Pérdidas del conjunto**

**Pérdidas de suciedad del conjunto**

Frac. de pérdida 2.0 %

**Factor de pérdida térmica**

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**

Res. conjunto global 3.1 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

**LID - Degradación Inducida por Luz**

Frac. de pérdida 2.0 %

**Pérdida de calidad módulo**

Frac. de pérdida -0.8 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

**Pérdidas de desajuste de cadenas**

Frac. de pérdida 0.1 %

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.969	0.929	0.741	0.000

**Pérdidas del sistema.**

**Pérdidas auxiliares**

constante (ventiladores) 6.00 kW

0.0 kW del umbral de potencia

**Pérdidas de cableado CA**

**Línea de salida del inv. hasta transfo MV**

Voltaje inversor 645 Vca tri

Frac. de pérdida 0.02 % en STC

**Inversor: Ingecon Sun 1675TL B645 IP54 H1000**

Sección cables (3 Inv.) Cobre 3 x 3 x 1200 mm²

Longitud media de los cables 3 m

**Línea MV hasta inyección**

Voltaje MV 15 kV

Cables Alu 3 x 300 mm²

Longitud 294 m

Frac. de pérdida 0.08 % en STC

**Pérdidas de CA en transformadores**

**Transfo MV**

Voltaje medio 15 kV

**Parámetros del transformador**

Potencia nominal en STC 5.81 MVA

Iron Loss ( Conexión 24/24) 5.02 kVA

Fracción de pérdida de hierro 0.09 % en STC

Pérdida de cobre 67.32 kVA

Fracción de pérdida de cobre 1.16 % en STC

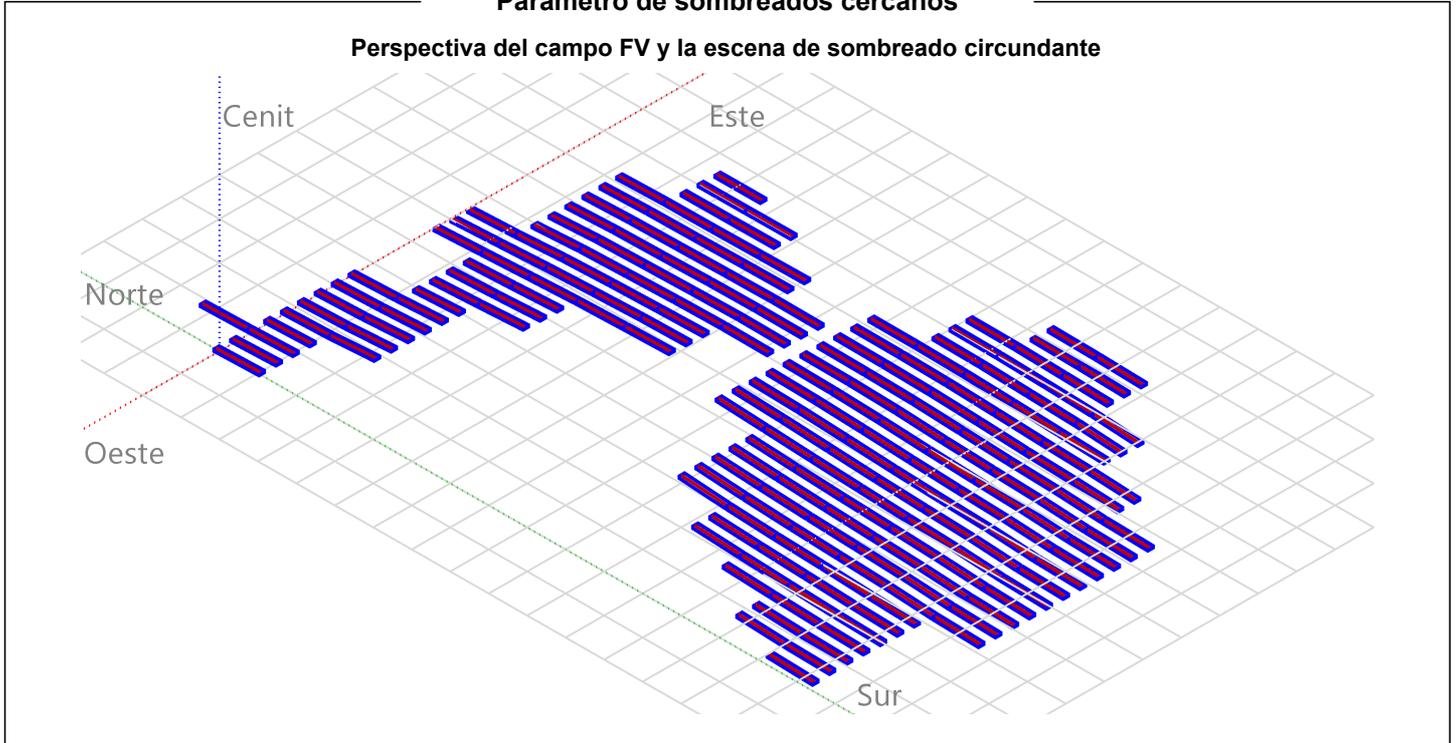
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.83 mΩ



**PVsyst V7.3.1**

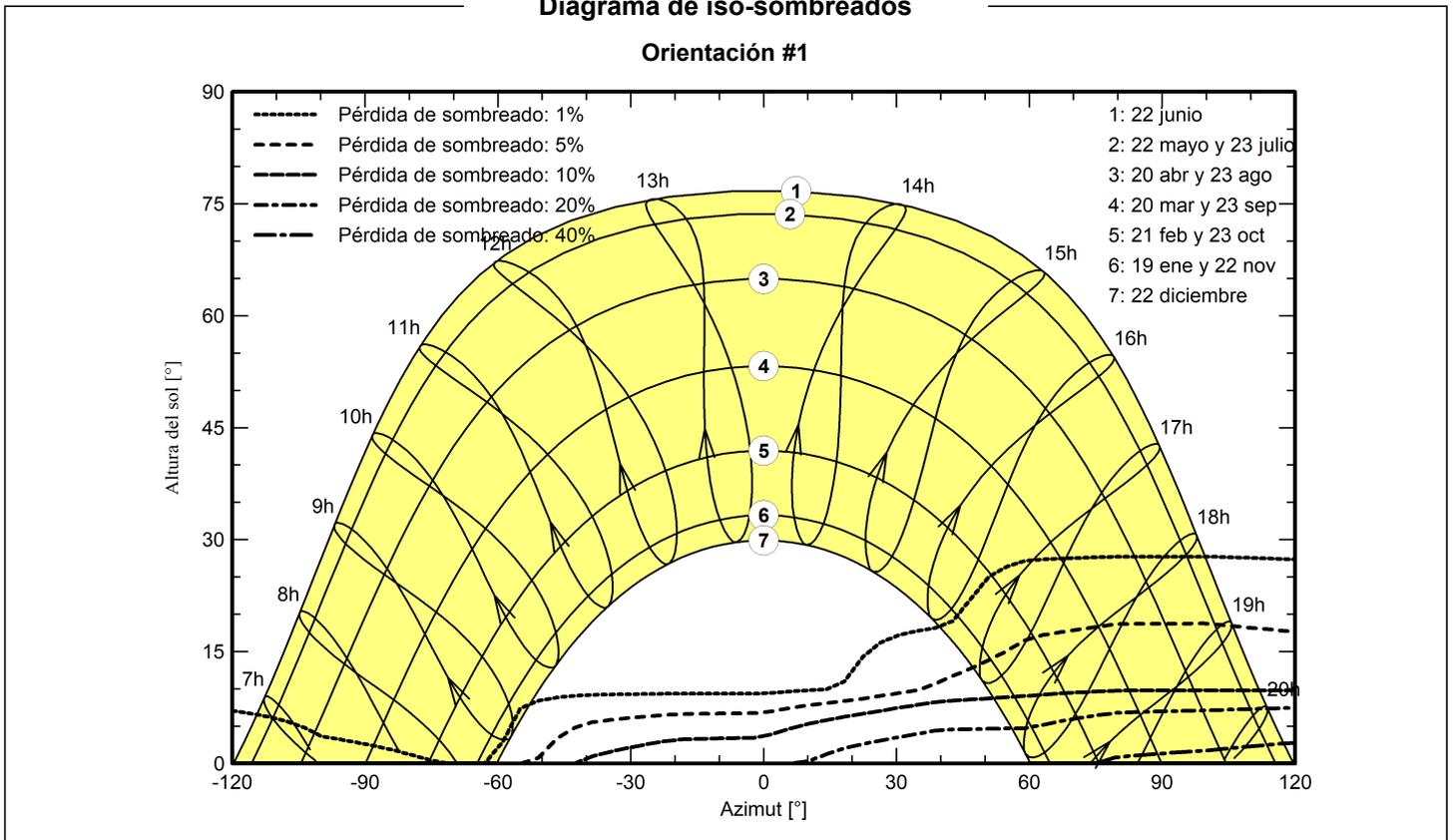
VC0, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Parámetro de sombreados cercanos**



**Diagrama de iso-sombreados**

**Orientación #1**





**PVsyst V7.3.1**

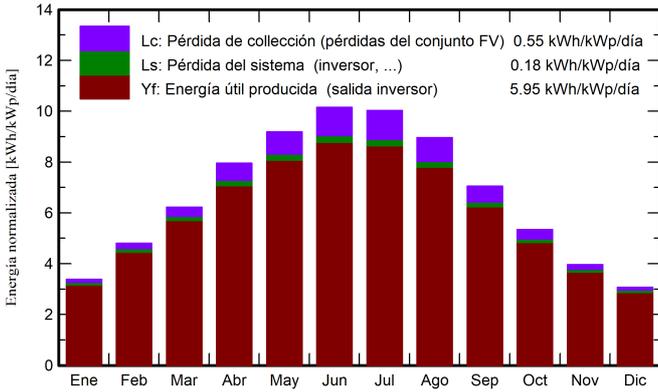
VCO, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Resultados principales**

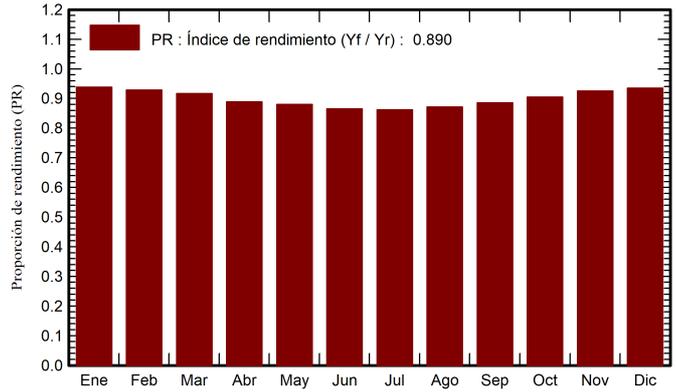
**Producción del sistema**

Energía producida **12844 MWh/año**      Producción específica **2173 kWh/kWp/año**  
 Proporción de rendimiento (PR) **89.02 %**

**Producciones normalizadas (por kWp instalado)**



**Proporción de rendimiento (PR)**



**Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> proporción
<b>Enero</b>	76.8	31.48	10.49	104.9	100.8	600	581	0.938
<b>Febrero</b>	99.4	35.73	11.38	134.6	129.6	761	738	0.928
<b>Marzo</b>	144.6	56.11	13.97	192.9	186.0	1077	1045	0.917
<b>Abril</b>	181.5	59.31	15.97	238.7	230.9	1293	1255	0.889
<b>Mayo</b>	218.2	74.82	19.39	284.7	275.2	1525	1480	0.880
<b>Junio</b>	231.5	68.38	22.50	304.5	294.6	1604	1557	0.865
<b>Julio</b>	235.0	71.56	24.80	311.1	300.8	1631	1585	0.862
<b>Agosto</b>	210.5	68.01	25.41	277.9	268.7	1473	1431	0.871
<b>Septiembre</b>	159.3	56.61	22.72	211.6	204.1	1141	1108	0.886
<b>Octubre</b>	124.0	47.20	19.66	165.7	159.7	913	886	0.905
<b>Noviembre</b>	87.6	33.23	14.15	119.0	114.5	672	651	0.926
<b>Diciembre</b>	69.4	28.74	11.61	95.2	91.4	543	526	0.934
<b>Año</b>	1837.7	631.19	17.71	2440.8	2356.4	13233	12844	0.890

**Leyendas**

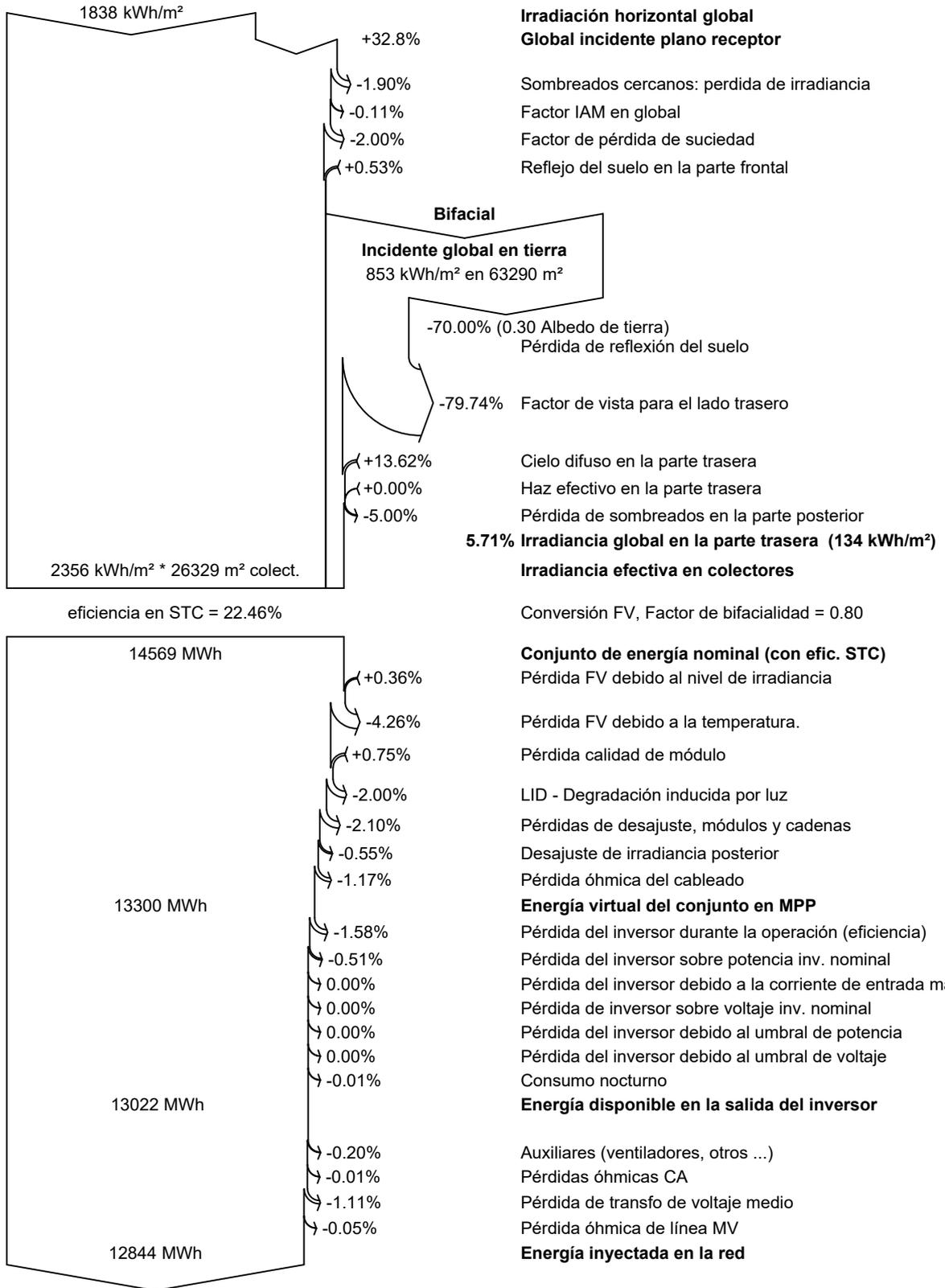
- GlobHor Irradiación horizontal global
- DiffHor Irradiación difusa horizontal
- T\_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Global incidente plano receptor
- GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
- E\_Grid Energía inyectada en la red
- PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

Diagrama de pérdida



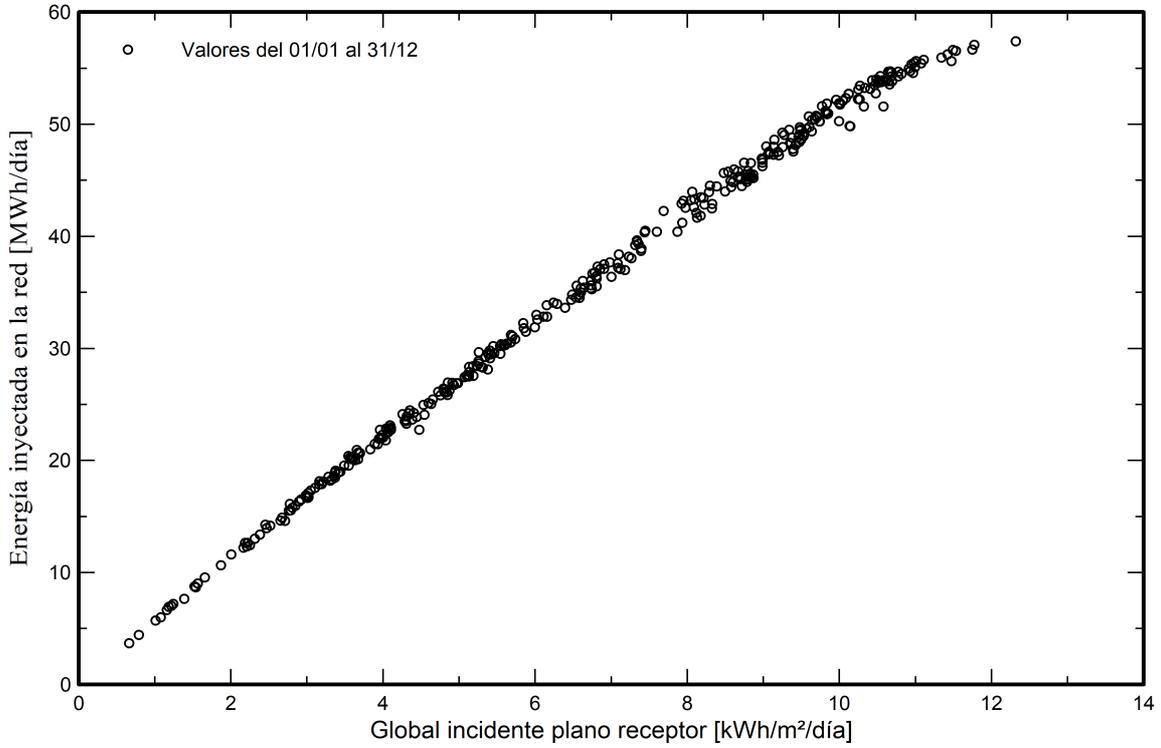


**PVsyst V7.3.1**

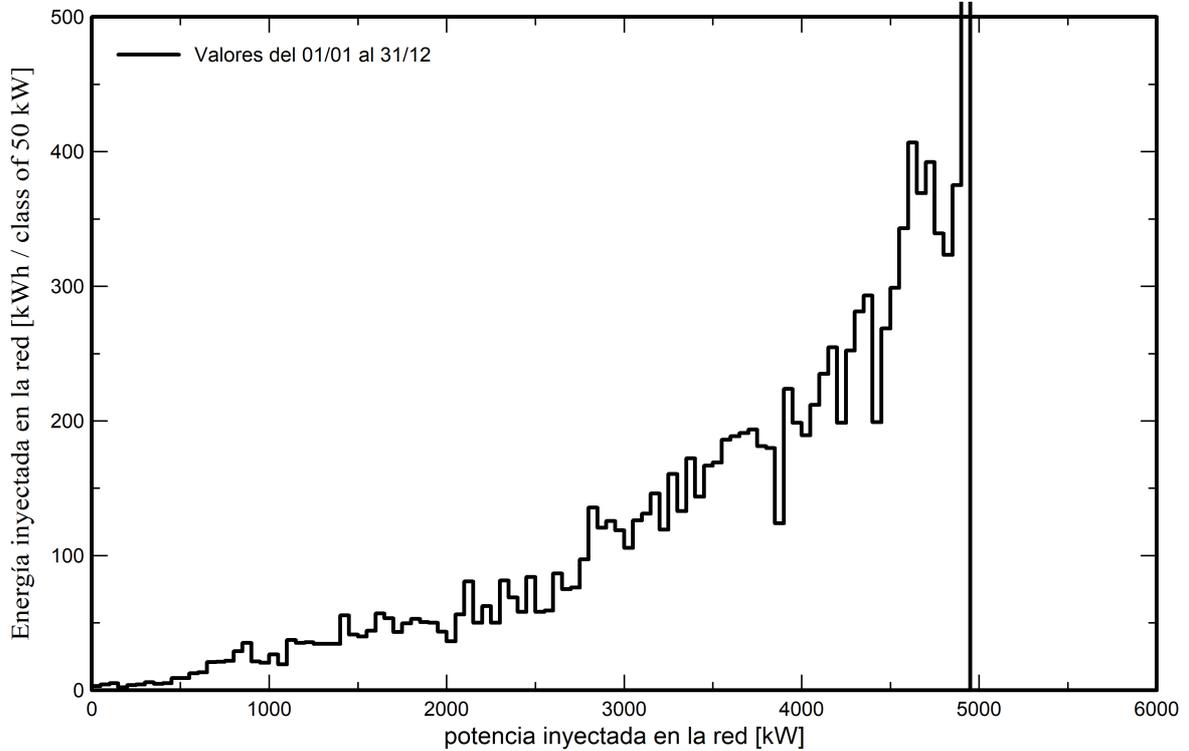
VC0, Fecha de simulación:  
29/03/23 10:00  
con v7.3.1

**Gráficos predefinidos**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



## **Anejo 2: Fichas técnicas equipos**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

**Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

**Ingeniería: Ingnova Proyectos**

**Marzo2023**

# Tiger Neo N-type

## 72HL4-BDV

### 560-580 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

#### N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

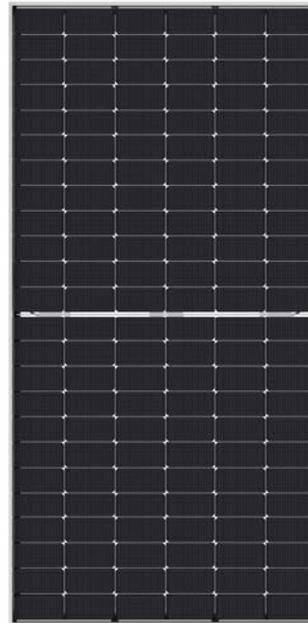
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

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.



#### PID Resistance

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



#### Higher Power Output

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



#### Hot 2.0 Technology

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

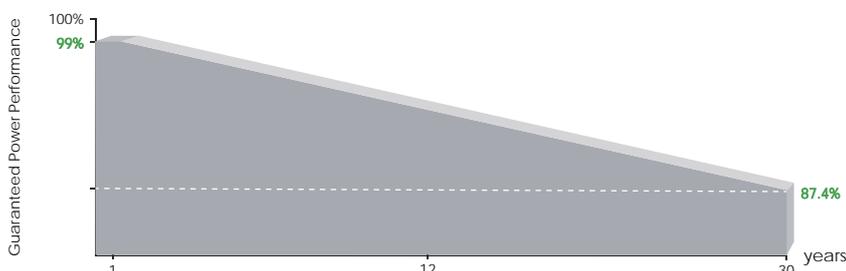


#### Enhanced Mechanical Load

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



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

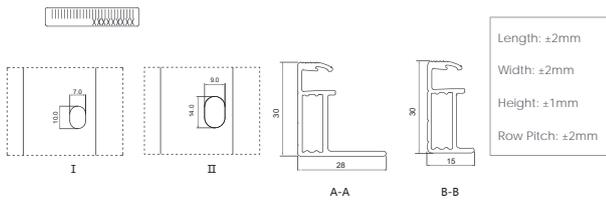
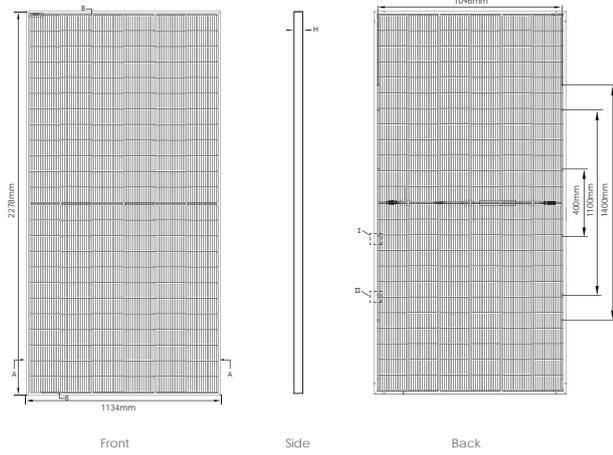


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings



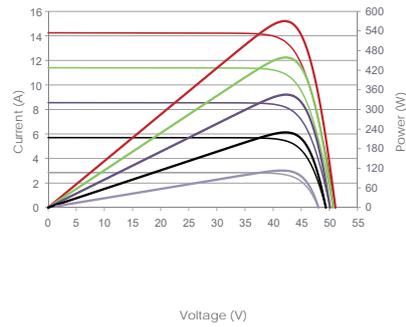
## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

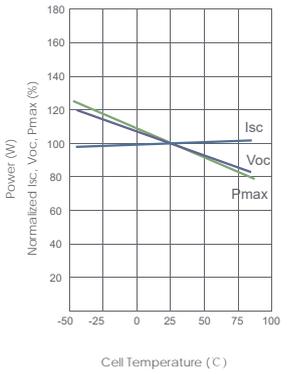
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (570W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



## Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
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 <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
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

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
		588Wp	22.76%	644Wp	24.93%	700Wp	27.10%
		593Wp	22.97%	650Wp	25.15%	706Wp	27.34%
		599Wp	23.17%	656Wp	25.37%	713Wp	27.58%
		604Wp	23.37%	661Wp	25.60%	719Wp	27.82%
		609Wp	23.57%	667Wp	25.82%	725Wp	28.07%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

## INVERSORES CENTRALES SIN TRANSFORMADOR CON UN ÚNICO BLOQUE DE POTENCIA

### Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

#### Máxima densidad de potencia

Estos inversores FV centrales despliegan mayor potencia por metro cúbico y, gracias al uso de componentes de alta calidad, rinden al más alto nivel posible.

#### Electrónica de última generación

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

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

#### Conexión AC mejorada

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

#### Protección máxima

Estos equipos trifásicos disponen de un seccionador DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor. Además, incorporan un seccionador magneto-térmico motorizado. Opcionalmente pueden incorporar fusibles, kit de puesta a tierra y monitorización de corrientes de entrada.

#### Máximos valores de eficiencia

El uso de novedosas topologías de conversión electrónica permite alcanzar valores de eficiencia de hasta el 98,9%. Gracias a un sofisticado algoritmo de control, este equipo puede garantizar la máxima eficiencia en función de la potencia FV disponible.

#### Prestaciones mejoradas

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



## Hasta 1800 kVA con tecnología de 1500 V

### Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una larga vida útil. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

### Soporte de red

La familia INGECON® SUN Power Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red. Además, pueden operar en redes débiles con un bajo SCR (short-circuit ratio).

### Fácil mantenimiento

Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

### Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN Power disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas.

Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

### Monitorización y comunicación

Comunicación Ethernet integrada de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smart-phone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.), así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.

#### PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo II.
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Seccionador magneto-térmico AC motorizado.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware vía firmware.
- Protección adicional para la electrónica de potencia, gracias a un circuito cerrado de ventilación.

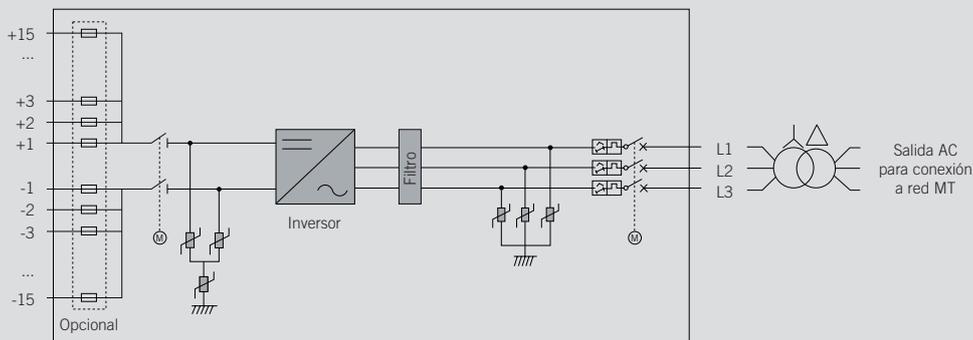
#### ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit para alimentar servicios auxiliares.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC, tipo I+II.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Vatímetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.
- Kit atrapa-arenas.
- Caja de agrupamiento DC integrada.

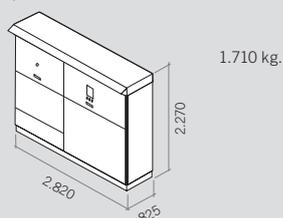
#### VENTAJAS DE LA SERIE B

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite aterrar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.

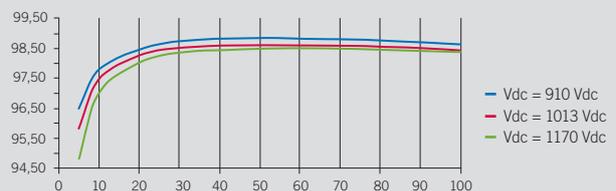
### Power B Series



### Dimensiones y peso (mm)



### Rendimiento INGECON® SUN 1640TL B630



	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
<b>Valores de Entrada (DC)</b>					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	1.157 - 1.520 kWp	1.389 - 1.824 kWp	1.487 - 1.952 kWp	1.543 - 2.026 kWp	1.582 - 2.077 kWp
Rango de tensión MPP <sup>(2)</sup>	645 - 1.300 V	769 - 1.300 V	822 - 1.300 V	853 - 1.300 V	873 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>(3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
<b>Protecciones de Entrada</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I-II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
<b>Valores de Salida (AC)</b>					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.169 kVA / 1.052 kVA	1.403 kVA / 1.263 kVA	1.502 kVA / 1.352 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.598 kVA / 1.438 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.403 kVA / 1.242 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.598 kVA / 1.415 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C <sup>(4)</sup>	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal <sup>(5)</sup>	450 V Sistema IT	540 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	615 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Sí, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>(6)</sup>	<3%				
<b>Protecciones de Salida</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
<b>Prestaciones</b>					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>(7)</sup>	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
<b>Datos Generales</b>					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h				
Caudal de aire promedio	4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) t 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

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

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
<b>Valores de Entrada (DC)</b>					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	1.620 - 2.128 kWp	1.659 - 2.179 kWp	1.698 - 2.229 kWp	1.723 - 2.280 kWp	1.775 - 2.331 kWp
Rango de tensión MPP <sup>(2)</sup>	894 - 1.300 V	915 - 1.300 V	935 - 1.300 V	957 - 1.300 V	978 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>(3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.870 A				
Nº entradas con porta-fusibles	Desde 6 hasta 15 (hasta 12 con la Combiner Box integrada)				
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V a 500 A / 1.500 V (opcional)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	1				
MPPT	1				
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 350 A, en los polos positivo y negativo				
<b>Protecciones de Entrada</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I-II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
<b>Valores de Salida (AC)</b>					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	1.637 kVA / 1.473 kVA	1.673 kVA / 1.508 kVA	1.715 kVA / 1.543 kVA	1.754 kVA / 1.578 kVA	1.793 kVA / 1.613 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A				
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1.637 kVA / 1.449 kVA	1.676 kVA / 1.484 kVA	1.715 kVA / 1.518 kVA	1.754 kVA / 1.552,6 kVA	1.793 kVA / 1.587 kVA
Corriente IP56 @ 27°C / @ 50°C <sup>(4)</sup>	1.500 A / 1.328 A				
Tensión nominal <sup>(5)</sup>	630 V Sistema IT	645 V Sistema IT	660 V Sistema IT	675 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>(6)</sup>	<3%				
<b>Protecciones de Salida</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado				
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
<b>Prestaciones</b>					
Eficiencia máxima	98,9%				
Euroeficiencia	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	4.700 W (25 A)				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>(7)</sup>	90 W				
Consumo medio diario	2.000 W				
<b>Datos Generales</b>					
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Protección contra la corrosión	Protegido contra la corrosión externa				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m <sup>3</sup> /h				
Caudal de aire promedio	4.200 m <sup>3</sup> /h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10m / <54.5 dB(A) a 10m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

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

**POWER STATION DE  
MEDIA TENSIÓN,  
PERSONALIZADA  
HASTA 7,2 MVA,  
CON TODOS LOS  
COMPONENTES  
SUMINISTRADOS  
SOBRE UNA BASE  
FULL SKID**

## Desde 1170 hasta 7200 kVA

Esta nueva solución de media tensión integra todos los elementos necesarios para desarrollar una planta solar multi-megavatio.

### **Maximice su inversión con el mínimo esfuerzo**

La Power Station de Ingeteam es una solución compacta, flexible y personalizable, que puede ser configurada para adaptarse a cualquier tipo de necesidad técnica. Se suministra con hasta cuatro inversores fotovoltaicos centrales (dos duales). Todos sus elementos están pensados para facilitar su inmediata instalación a la intemperie, gracias a lo cual se puede prescindir de envoltentes del tipo contenedor.

### **Mayor adaptabilidad y densidad de potencia**

Esta solución tipo power station es más versátil, ya que presenta una plataforma metálica o skid de media tensión que integra todos los componentes de BT y MT, incluidos los inversores FV. Además, presenta una de las mayores densidades de potencia del mercado: 317 kW/m<sup>3</sup>.

### **Tecnología Plug & Play**

Esta solución en media tensión integra los equipos de conversión de potencia (hasta 7,2 MVA), transformador de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV y toda la

aparataje de baja tensión. Una plataforma metálica o skid integra todos los elementos previamente ensamblados para una rápida conexión en campo, con hasta cuatro inversores centrales de la Serie B de Ingeteam.

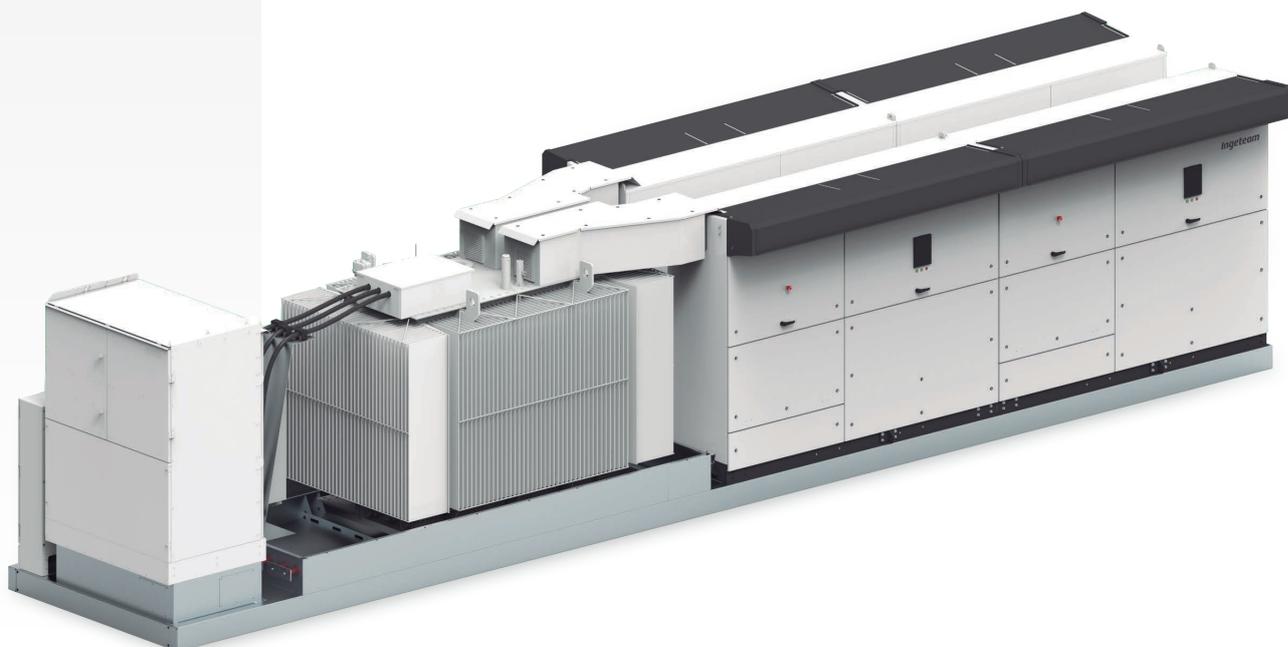
### **Accesibilidad total**

Gracias al uso de equipos de intemperie, el acceso a los inversores y al transformador se hace de forma directa. Además, el diseño de los inversores Power serie B ha sido pensado para facilitar las tareas de mantenimiento y reparación.

### **Protección máxima**

Los inversores serie B de Ingeteam integran una electrónica de potencia de última generación y una protección electrónica mucho más eficiente. Aparte de eso, presentan las principales protecciones eléctricas y despliegan funciones de soporte de red, como la inyección de potencia reactiva, soporte de huecos de tensión o el control de la potencia activa inyectada.

Además, la conexión eléctrica entre los inversores y el transformador está totalmente protegida del contacto directo.



CONSTRUCCIÓN

- Plataforma metálica.
- Apta para ser colocada sobre losa o pilares.
- Diseño compacto que minimiza los costes logísticos.

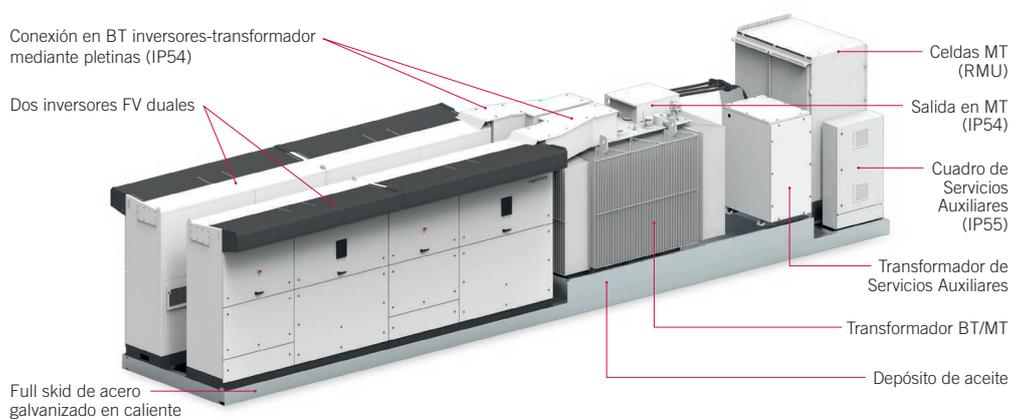
ACCESORIOS OPCIONALES

- Transformador de servicios auxiliares (hasta 50 kVA, Dyn11).
- UPS para monitorización (1,5 kVA, 30 min).
- Descargadores BT tipo I+II.
- Autoválvulas / descargadores de sobretensión en MT.
- Panel de distribución en baja tensión (IP55).
- Puesta en marcha de la planta.
- Sistema de comunicación de alta velocidad por Ethernet o fibra óptica, para una conexión Plug & Play con el SCADA o el control de planta.
- INGECON® SUN StringBox con 16, 24 o 32 strings de entrada. Cajas de strings inteligentes o pasivas.
- Medición de la energía consumida por los servicios auxiliares y de la energía producida.
- Relé de monitorización del aislamiento para sistemas IT.
- Regulación de la potencia reactiva cuando no hay potencia fotovoltaica.
- Puesta a tierra del campo FV.

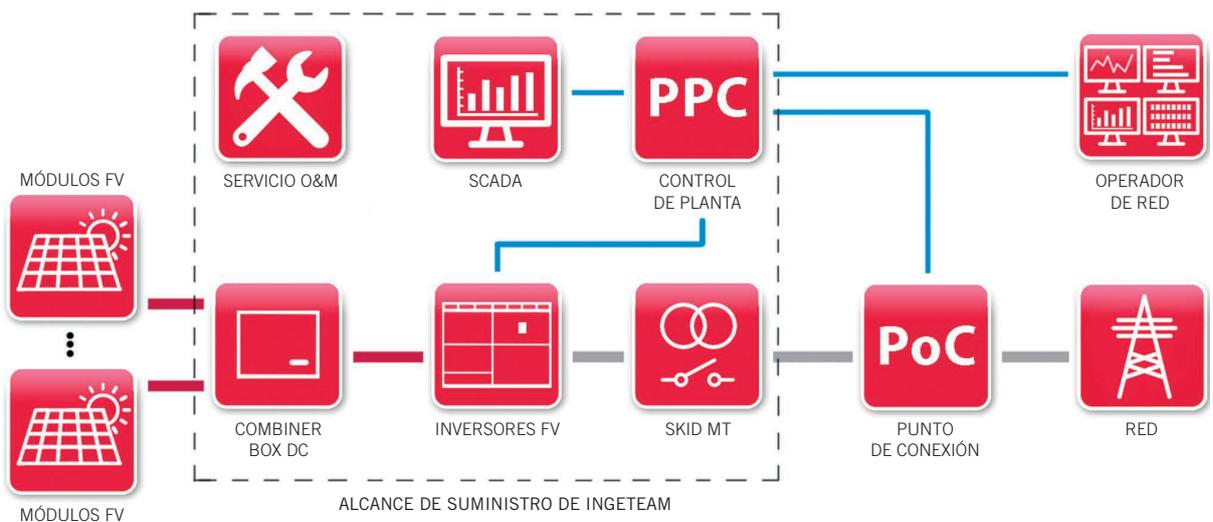
ELEMENTOS ESTÁNDAR

- Hasta cuatro inversores con una potencia de salida de 7,2 MVA.
- Transformador BT/MT de aceite herméticamente sellado hasta 36 kV.
- Celdas MT 1L1A (2L1A opcional).
- Depósito de aceite.
- Perfilería metálica para instalar equipos en BT.
- Mínimos trabajos de instalación en campo.

COMPONENTES



CONFIGURACIÓN DE PLANTA

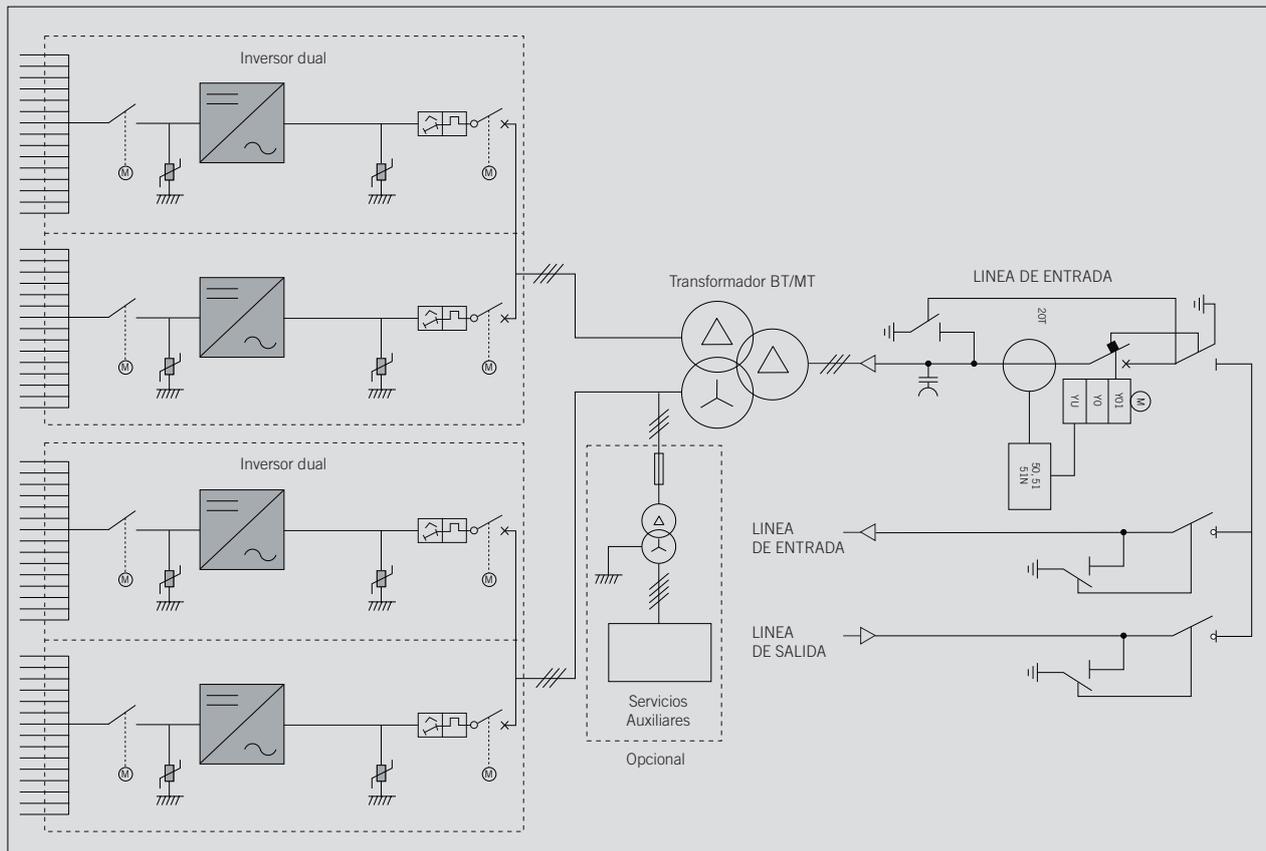


- Comunicación
- Potencia DC
- Potencia AC

	1800 FSK Serie B	3600 FSK Serie B	5400 FSK Serie B	7200 FSK Serie B
<b>Información general</b>				
Número de inversores	1	2	3	4
Potencia máx. @30 °C / 86 °F <sup>(1)</sup>	1.793 kVA	3.586 kVA	5.379 kVA	7.172 kVA
Rango de temperatura	desde -20 °C hasta +50 °C			
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%			
Altitud máxima	3.000 msnm (limitación de potencia a partir de 1.000 msnm)			
<b>Transformador BT / MT</b>				
Media tensión	Desde 20 kV hasta 35 kV, 50-60 Hz			
Sistema de refrigeración	ONAN			
Mínimo PEI (Peak Efficiency Index) <sup>(2)</sup>	99,40%			
Grado de protección	IP54			
<b>Celdas MT</b>				
Media tensión	24 kV / 36 kV / 40,5 kV			
Corriente nominal	630 A			
Sistema de refrigeración	Ventilación natural			
Grado de protección	IP54			
<b>Equipación</b>				
Cuadro de servicios auxiliares	Versión estándar (sistema de monitorización opcional)			
Transformador BT/MT	Transformador inmerso en aceite herméticamente sellado			
Celdas MT	Celdas 1L1A (2L1A opcional)			
<b>Información mecánica</b>				
Tipo de estructura	Skid de acero galvanizado			
Dimensiones Full Skid (largo x ancho x alto)	8.570 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm	11.390 x 2.100 x 2.460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Normativa	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

**Notas:** <sup>(1)</sup> Potencia máxima calculada con el modelo de inversor INGECON® SUN 1800TL B690. Para otros modelos de inversor, contacte con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam  
<sup>(2)</sup> Para instalaciones en Europa, diseño ECO según la norma EU 548/2014 y EU 2019/1783.

**Configuración con cuatro inversores FV Serie B**





# Ingeteam

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 Sarriguren (Navarra) - España  
Tel.: +34 948 288 000  
Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia  
Tel.: +39 0546 651 490  
Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze B - 140 rue Carmin  
31670 Labège - Francia  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00  
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingeteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
Milwaukee, WI 53208 - EEUU  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190  
Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingeteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 Ostrava - Pustkovec  
República Checa  
Tel.: +420 59 747 6800  
Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingeteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 Shanghai - China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36  
Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingeteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures  
11590 - Miguel Hidalgo  
Ciudad de México - México  
Tel.: +52 81 8311 4858  
Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingeteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Rua Estácio de Sá, 560  
Jd. Santa Genebra  
13080-010 Campinas/SP - Brasil  
Tel.: +55 19 3037 3773  
e-mail: brazil@ingeteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark  
Midrand 1682 - Sudáfrica  
Tel.: +2711 314 3190  
Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingeteam.com

**Ingeteam SpA**  
Los militares 5890, Torre A, oficina 401  
7560742 - Las Condes  
Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 29574531  
e-mail: chile@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6491-5  
Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingeteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Polonia  
Tel.: +48 22 821 9930  
Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingeteam.com

**Ingeteam Australia Pty Ltd.**  
iAccelerate Centre, Building 239  
Innovation Campus, Squires Way  
North Wollongong, NSW 2500 - Australia  
Tel.: +61 429 111 190  
e-mail: australia@ingeteam.com

**Ingeteam Panama S.A.**  
Av. Manuel Espinosa Batista,  
Ed. Torre Internacional  
Business Center, Apto./Local 407  
Urb.C45 Bella Vista  
Bella Vista - Panamá  
Tel.: +50 761 329 467

**Ingeteam Service S.R.L.**  
Bucuresti, Sector 2,  
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7  
Cladirea Hermes Business  
Campus 1, Birou 236, Etaj 2  
Rumania  
Tel.: +40 728 993 202

**Ingeteam Philippines Inc.**  
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.  
Amorsolo St. corner Rufino St.  
1230 Makati  
Gran Manila - Filipinas  
Tel.: +63 0917 677 6039

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah  
ADIB Building, Street 34  
PO BOX 30010 - Abu Dhabi  
Emiratos Árabes Unidos  
Tel.: +971 50 125 8244

**Ingeteam Vietnam Ltd.**  
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street  
Phan Chu Trinh Ward  
Hoan Kiem District  
Ha Noi City - Vietnam  
Tel.: +84 24 71014057  
e-mail: vietnam@ingeteam.com

**Ingeteam Uruguay, S.A.**  
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12  
11200, Montevideo - Uruguay  
Tel.: +598 934 92064



# TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

## DISEÑO

### Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)

según UNE-EN 60228  
e IEC 60228.

### Aislamiento

Goma libre de halógenos

### Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.



$D_{ca}$  - s2, d2, a2

## APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.





## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC



### Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



### Certificaciones

Certificados

CE  
TÜV  
EN  
RoHS



D<sub>ca</sub> - s2, d2, a2



### Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.  
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).  
Temp. mínima de servicio: -40°C



### Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.  
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.  
Reacción al fuego CPR: D<sub>ca</sub> - s2, d2, a2 según la norma EN 50575.



### Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.  
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.  
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



### Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



### Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



### Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



### Otros

Marcaje: metro a metro.



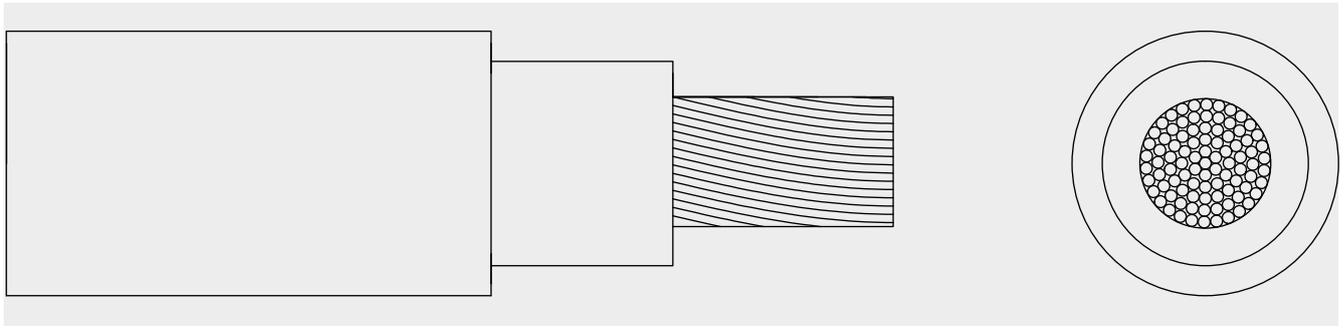
### Condiciones de instalación

Al aire.  
Enterrado.



### Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



## DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

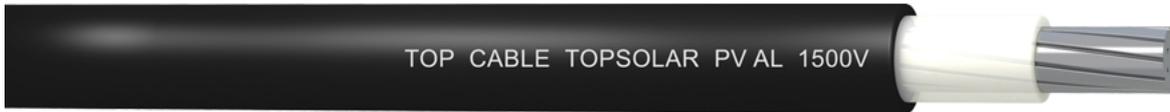
Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: [ventas@topcable.com](mailto:ventas@topcable.com)



E<sub>ca</sub>

## APPLICATION

TOPSOLAR<sup>®</sup> PV DC Feeder Aluminium cable is suitable for all types of underground and open air solar installations. This cable is recommended for connections between string boxes and photovoltaic inverters in large scale rooftops or ground farms.

- Solar PV installations.
- Heavy impact and armoured versions also available.

## CONSTRUCTION

### Conductor

Aluminium conductor, class 2 according to EN 60228 and IEC 60228.

### Insulation

Cross-linked polyethylene insulation, type XLPE according to IEC 60502-1. Natural colour.

### Outer sheath

Special UV resistant PVC, type ST2 according to IEC 60502-1. Black colour.

## CHARACTERISTICS

### ⚡ Electrical performance

Low voltage: 1,5/1,5 (1,8) kV DC according to EN 50618.  
1,8/3 (3,6) kV AC according to IEC 60502-1.

### 🌡 Thermal performance

Maximum service temperature: 90°C.  
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).  
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).  
Minimum installation and handling temperature: 0°C (on cable surface).

### 🔥 Fire performance

Flame non-propagation according to EN 60332-1 and IEC 60332-1.  
Reaction to fire CPR: E<sub>ca</sub>, according to EN 50575  
Reduced halogen emission. Chlorine <15%.

### ⤵ Mechanical performance

Minimum bending radius: 5x cable diameter.  
Impact resistance: AG2 Medium severity.

### 🌍 Environmental performance

Chemical resistance: Good.  
Grease & mineral oils resistance: Good.  
UV Resistant according to EN 50618 and HD 605/A1.  
Water resistance: AD8 Submersion.

## STANDARDS / COMPLIANCE

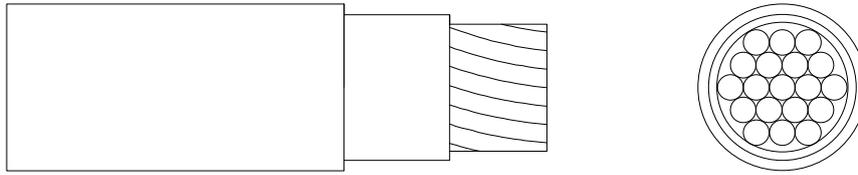
📄 According to  
IEC 60502-1

🌐 Standards and approvals  
CE / RoHS.

🏠 CPR (Construction Products Regulation)  
E<sub>ca</sub>



### DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R <sub>20</sub> °C (Ω/km)	Aire libre (A) <sup>1</sup>	Enterrado (A) <sup>2</sup>	Caída tensión (V/A · km)
1 x 16	11,1	140	1,910	87	76	4,894
1 x 25	12,2	175	1,200	121	98	3,075
1 x 35	13,4	215	0,868	150	117	2,225
1 x 50	14,5	255	0,641	184	139	1,643
1 x 70	16,6	340	0,443	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	0,320	289	204	0,820
1 x 120	19,3	520	0,253	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	0,206	389	261	0,528
1 x 185	22,5	740	0,164	447	296	0,420
1 x 240	24,9	930	0,125	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	0,100	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	0,0778	740	444	0,199
1 x 500	34,3	1.755	0,0605	856	510	0,155
1 x 630	38,4	2.225	0,0469	996	588	0,120
2 x 240	50,2	3.510	0,125	470	343	0,320
3 x 1 x 240	53,5	2.810	0,125	466	257	0,320
4 x 95	42,0	2.300	0,320	257	204	0,820
4 x 120	46,1	2.800	0,253	300	233	0,648
4 x 150	49,3	3.320	0,206	346	261	0,528
4 x 1 x 120	46,5	2.100	0,253	296	195	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	0,206	342	196	0,528
4 x 1 x 240	60,0	3.745	0,125	466	257	0,320

<sup>1</sup> Método de referencia F para cables unipolares y método E para cables multiconductores según IEC 60364-5-52 al aire libre a 30 °C de temperatura ambiente.

<sup>2</sup> Método de referencia D2 según IEC 60364-5-52. Directamente enterrados a 0,7 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 2,5 K-m/W y 20°C de temperatura del suelo.

<sup>3</sup> A temperatura máxima de servicio y  $\cos\phi=1$ .

Para todos los cables se supone un circuito monofásico.

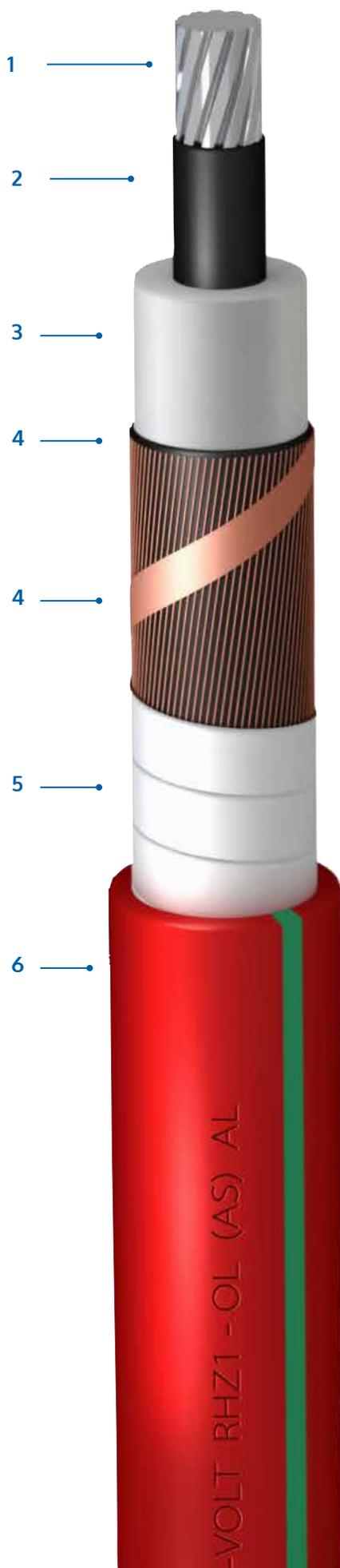


# X-VOLT RHZ1 (AS) AL/OL/2OL

Cable de Media Tensión de aluminio, con aislamiento de XLPE, libre de halógenos y no propagador del incendio.

Norma de referencia: UNE-HD 620-10E (tipo 10E-1) / IEC 60502-2.

## DISEÑO



### 1. Conductor

Conductor de aluminio, clase 2, según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Opcionalmente, con obturación longitudinal (cables tipo -2OL)."

### 2. Pantalla semiconductor interna

Material semiconductor termoestable aplicado sobre el conductor.

### 3. Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE), en catenaria de atmósfera seca, mediante proceso de triple extrusión.

### 4. Pantalla semiconductor externa

Material semiconductor aplicado sobre el aislamiento. Pelable.

### 4. Pantalla metálica

Corona de alambres de cobre y contraespira de cobre, con una sección mínima de 16 mm<sup>2</sup>.

### 5. Obturación longitudinal

Cinta higroscópica recubriendo totalmente la pantalla (cables tipo -OL y -2OL).

### (Capa adicional)

(Eventual, en función de las configuraciones.)

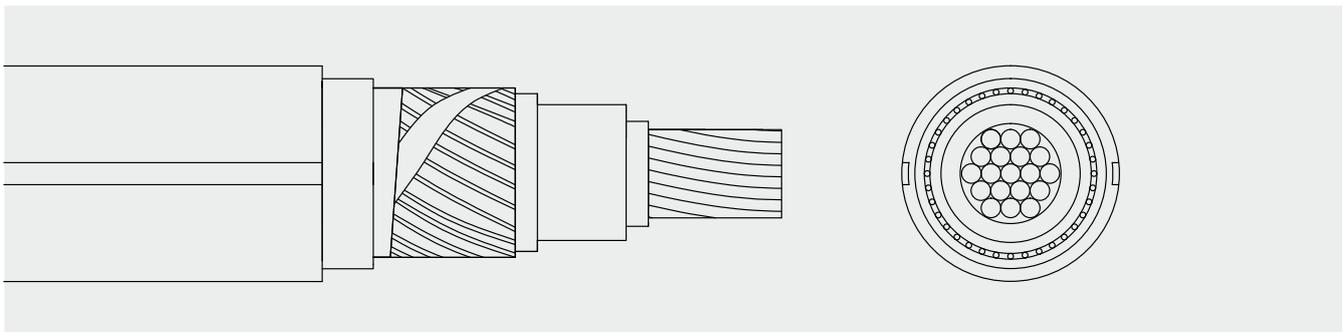
### 6. Cubierta exterior

Poliolefina ignifugada y libre de halógenos, de color rojo con dos franjas verdes.

## APLICACIONES

Cable de aluminio para el transporte y distribución de energía en redes de media tensión. Libre de halógenos. Cable de alta seguridad (AS) no propagador del incendio.





## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

MEDIA TENSIÓN 6/10 kV, 8,7/15 kV, 12/20 kV y 18/30 kV.



### Norma de referencia

UNE-HD 620-10E (tipo 10E-1) / IEC 60502-2.



### Normas y certificaciones

Certificados  
AENOR



### Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 90°C.  
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).  
Temp. mínima de servicio: -15 °C



### Características frente al fuego

No propagación de la llama: según UNE-EN 60332-1.  
No propagación del incendio:  
según UNE-EN 60332-3-23 (cat.B)  
Libre de halógenos: según UNE-EN 60754.  
Baja emisión de humos: según UNE-EN 61034.



### Características mecánicas

Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior.  
Resistencia a abrasión  
Resistencia al desgarro



### Características químicas

Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.



### Otros

Marcaje: metro a metro.



### Condiciones de instalación

Al aire  
Enterrado  
Entubado  
En galerías



### Aplicaciones

Redes de distribución.



Intensidades máximas admisibles según UNE 211 435.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en la Norma UNE 211 435.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: [ventas@topcable.com](mailto:ventas@topcable.com)

## DIMENSIONES

6 / 10 kV

Sección (mm <sup>2</sup> )	DIMENSIONES				DATOS ELÉCTRICOS		INTENSIDADES MÁXIMAS	
	Ø Cond. (mm)	Ø Ais. (mm)	Ø Ext. (mm)	Peso (Kg/Km)	X (Ω/km a 50 Hz)	C (μF/km)	Al aire (40°C) (A)	Enterrados (25°C) (A)
1x50	8,3	16,5	30,6	967	0,141	0,245	170	140
1x70	9,8	18,0	32,1	1071	0,134	0,275	210	170
1x95	11,3	19,5	33,6	1183	0,128	0,304	255	205
1x120	12,6	20,8	34,9	1301	0,123	0,329	295	235
1x150	14,0	22,2	36,3	1407	0,119	0,357	335	260
1x185	15,6	23,8	38,9	1635	0,117	0,388	385	295
1x240	18,0	26,2	41,3	1859	0,111	0,434	455	345
1x300	20,3	28,5	43,6	2106	0,107	0,478	520	390
1x400	23,4	31,6	46,7	2436	0,103	0,538	610	445
1x500	27,0	35,2	50,3	2836	0,098	0,608	720	510
1x630	32,0	40,2	55,3	3449	0,094	0,704	840	580
1x800	34,0	42,2	57,3	3920	0,092	0,742	975	665
1x1000	39,0	47,2	62,3	4724	0,089	0,838	1130	755

8,7 / 15 kV

1x50	8,3	18,7	32,8	1070	0,145	0,199	170	140
1x70	9,8	20,2	34,3	1179	0,138	0,221	210	170
1x95	11,3	21,7	35,8	1295	0,132	0,243	255	205
1x120	12,6	23,0	37,5	1444	0,128	0,263	295	235
1x150	14,0	24,4	38,9	1555	0,123	0,283	335	260
1x185	15,6	26,0	41,1	1765	0,120	0,307	385	295
1x240	18,0	28,4	43,5	1997	0,115	0,342	455	345
1x300	20,3	30,7	45,8	2251	0,110	0,376	520	390
1x400	23,4	33,8	48,9	2590	0,105	0,421	610	445
1x500	27,0	37,4	52,5	3003	0,101	0,474	720	510
1x630	32,0	42,4	57,5	3631	0,096	0,547	840	580
1x800	34,0	44,4	59,5	4109	0,094	0,576	975	665
1x1000	39,0	49,4	64,5	4929	0,091	0,648	1130	755

12 / 20 kV

1x50	8,3	20,7	34,8	1169	0,149	0,172	170	140
1x70	9,8	22,2	36,7	1308	0,142	0,191	210	170
1x95	11,3	23,7	38,2	1431	0,136	0,209	255	205
1x120	12,6	25,0	40,1	1599	0,132	0,225	295	235
1x150	14,0	26,4	41,5	1716	0,127	0,242	335	260
1x185	15,6	28,0	43,1	1890	0,123	0,261	385	295
1x240	18,0	30,4	45,5	2128	0,117	0,290	455	345
1x300	20,3	32,7	47,8	2389	0,113	0,318	520	390
1x400	23,4	35,8	50,9	2737	0,108	0,355	610	445
1x500	27,0	39,4	54,5	3160	0,103	0,398	720	510
1x630	32,0	44,4	59,5	3803	0,098	0,458	840	580
1x800	34,0	46,4	61,5	4287	0,096	0,482	975	665
1x1000	39,0	51,4	66,5	5121	0,093	0,542	1130	755

18 / 30 kV

1x50	8,3	25,7	40,2	1472	0,158	0,134	170	140
1x70	9,8	27,2	42,3	1642	0,151	0,147	210	170
1x95	11,3	28,7	43,8	1776	0,145	0,160	255	205
1x120	12,6	30,0	45,1	1914	0,139	0,171	295	235
1x150	14,0	31,4	46,5	2041	0,135	0,183	335	260
1x185	15,6	33,0	48,1	2226	0,130	0,197	385	295
1x240	18,0	35,4	50,5	2482	0,124	0,217	455	345
1x300	20,3	37,7	52,8	2759	0,119	0,236	520	390
1x400	23,4	40,8	55,9	3130	0,114	0,262	610	445
1x500	27,0	44,4	59,5	3579	0,109	0,292	720	510
1x630	32,0	49,4	64,5	4257	0,103	0,333	840	580
1x800	34,0	51,4	66,5	4756	0,101	0,350	975	665
1x1000	39,0	56,4	71,5	5626	0,097	0,391	1130	755

## **Anejo 3: Cronograma**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

**Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

**Ingeniería: Ingnova Proyectos**

**Marzo2023**

ÍNDICE

1. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN .....3

1. Cronograma de ejecución

#	SEMANA	MES																															
		1				2				3				4				5				6				7				8			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
<b>1</b>	<b>Trabajos Previos</b>	█	█	█	█	█	█																										
1.1	Ingeniería de detalle	█	█	█	█																												
1.2	Desbroce					█	█																										
1.3	Vallado perimetral					█	█																										
<b>2</b>	<b>Obra Civil</b>					█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																
2.1	Acceso principal					█	█	█	█																								
2.2	Viales internos									█	█	█	█																				
2.3	Sistema de drenaje									█	█	█	█																				
2.4	Zanjas MT y BT									█	█	█	█	█	█	█	█																
<b>3</b>	<b>Instalación Mecánica y Eléctrica</b>									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█								
3.1	Montaje de seguidores									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█												
3.2	Montaje de módulos FV																	█	█	█	█	█	█	█	█								
3.3	Instalación eléctrica de BT																					█	█	█	█								
3.4	Centros de transformación e inversores																					█	█	█	█								
3.5	Instalación eléctrica de MT																					█	█	█	█								
3.6	Centro de seccionamiento																					█	█	█	█								
3.7	Sistema de monitorización y control																					█	█	█	█								
3.8	Sistema de seguridad y videovigilancia																					█	█	█	█								
<b>4</b>	<b>Puesta en Marcha</b>																									█	█	█	█	█	█	█	█
4.1	Pruebas en frío																									█	█	█	█				
4.2	Puesta en marcha																													█	█	█	█
4.3	Pruebas en caliente																													█	█	█	█

## **Anejo 4: RBDA**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

**Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

**Ingeniería: Ingnova Proyectos**

**Marzo2023**

ÍNDICE

**1. PARCELA AFECTADA POR LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .....3**

## 1. Parcela afectada por la Planta Solar Fotovoltaica

La parcela catastral en la que se ubicará la instalación fotovoltaica es la siguiente:

Municipio	Polígono	Parcela	Referencia catastral
El Puerto de Santa María	7	20	11027A007000200000FQ

*Tabla 1. Parcela afectada planta solar fotovoltaica*

## **Documento nº 2: Planos**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.

Ingeniería: Ingnova Proyectos

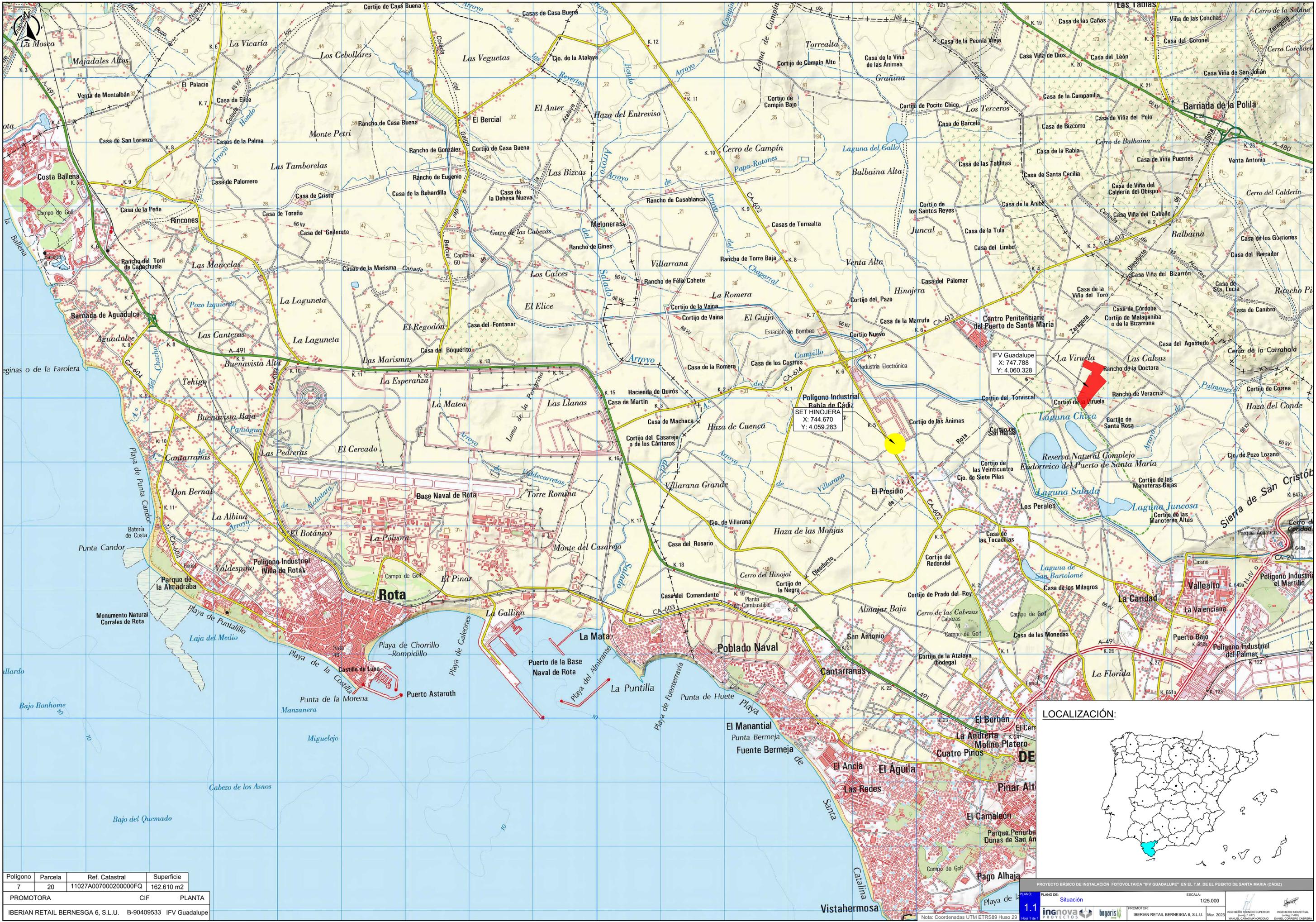
Marzo2023

## **LISTADO DE PLANOS**

- 1.1. Situación
- 1.2. Emplazamiento
- 1.3. Implantación
- 1.4. Afecciones
- 1.5. Accesos
- 1.6. Coordenadas de vallado
- 1.7. Detalle de vallado
- 1.8. Detalle de seguidor solar
- 1.9. Esquema unifilar BT
- 1.10. Esquema unifilar MT
- 1.11. Trazado línea MT

# Planos Planta Fotovoltaica

PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)			
PLANO:	PLANO DE:	ESCALA:	
1.0	Portada	S/E	
Hoja 1 de 1			PROMOTOR: IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.
		Mar. 2023	 INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO
			 INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.:7.426) DANIEL CORRERO CABRERA



Polígono	Parcela	Ref. Catastral	Superficie
7	20	11027A00700020000FQ	162.610 m2
PROMOTORA		CIF	PLANTA
IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.		B-90409533	IFV Guadalupe

PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARÍA (CÁDIZ)

PLANO DE Situación

ESCALA 1/25.000

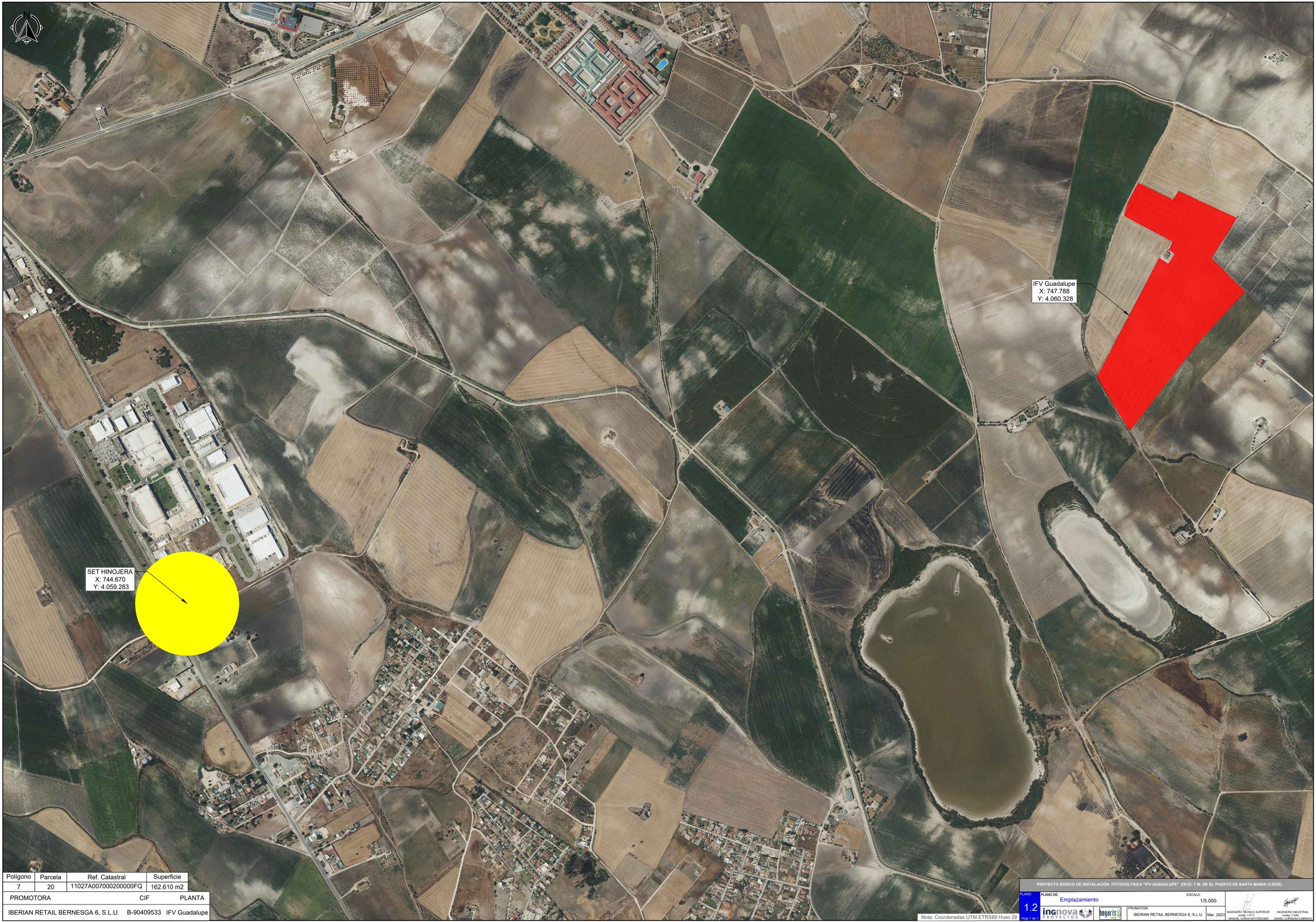
INGNOVA PROYECTOS

PROMOTORA IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U. Mar 2023

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (BOM 7/03) MANUEL CASAS MADRUGADO

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (BOM 7/03) DANIEL CORREDO CARREIRA

Nota: Coordenadas UTM ETRS89 Huso 29



IFV Guadalupe  
 X: 747.788  
 Y: 4.060.328

SET HINOJERA  
 X: 744.670  
 Y: 4.059.283

Polygono	Parcela	Ref. Catastral	Superficie
7	20	11027A007000200000FQ	162.610 m2
PROMOTORA		CIF	PLANTA
IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.		B-90409533	IFV Guadalupe



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

- PARCELA CATASTRAL
- VALLADO PERIMETRAL
- PUERTA DE ACCESO
- ACCESO
- CAMINO INTERNO
- SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
- ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
- CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
- ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
- FLUJO PREFERENTE
- DPH
- SERVIDUMBRE
- T 500



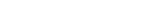
**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

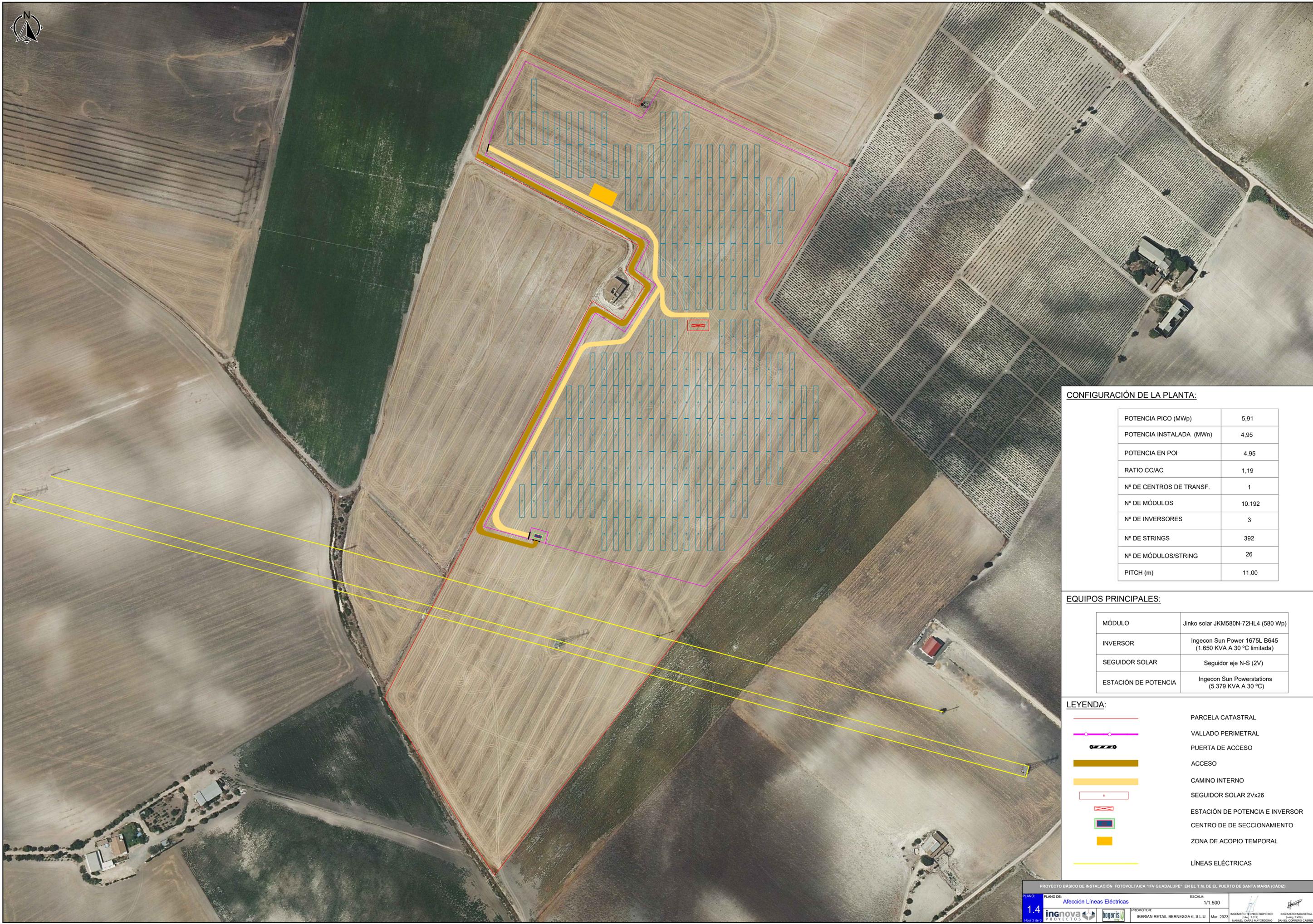
POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
-  RED NATURA 2000



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
-  LÍNEAS ELÉCTRICAS



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
-  GASODUCTO



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
-  CAMINOS



Vereda del Conejo

**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
-  VÍA PECUARIA



Camino de acceso

Acceso principal  
X: 747.617  
Y: 4.060.505

Acceso CS  
X: 747.662  
Y: 4.060.138

**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

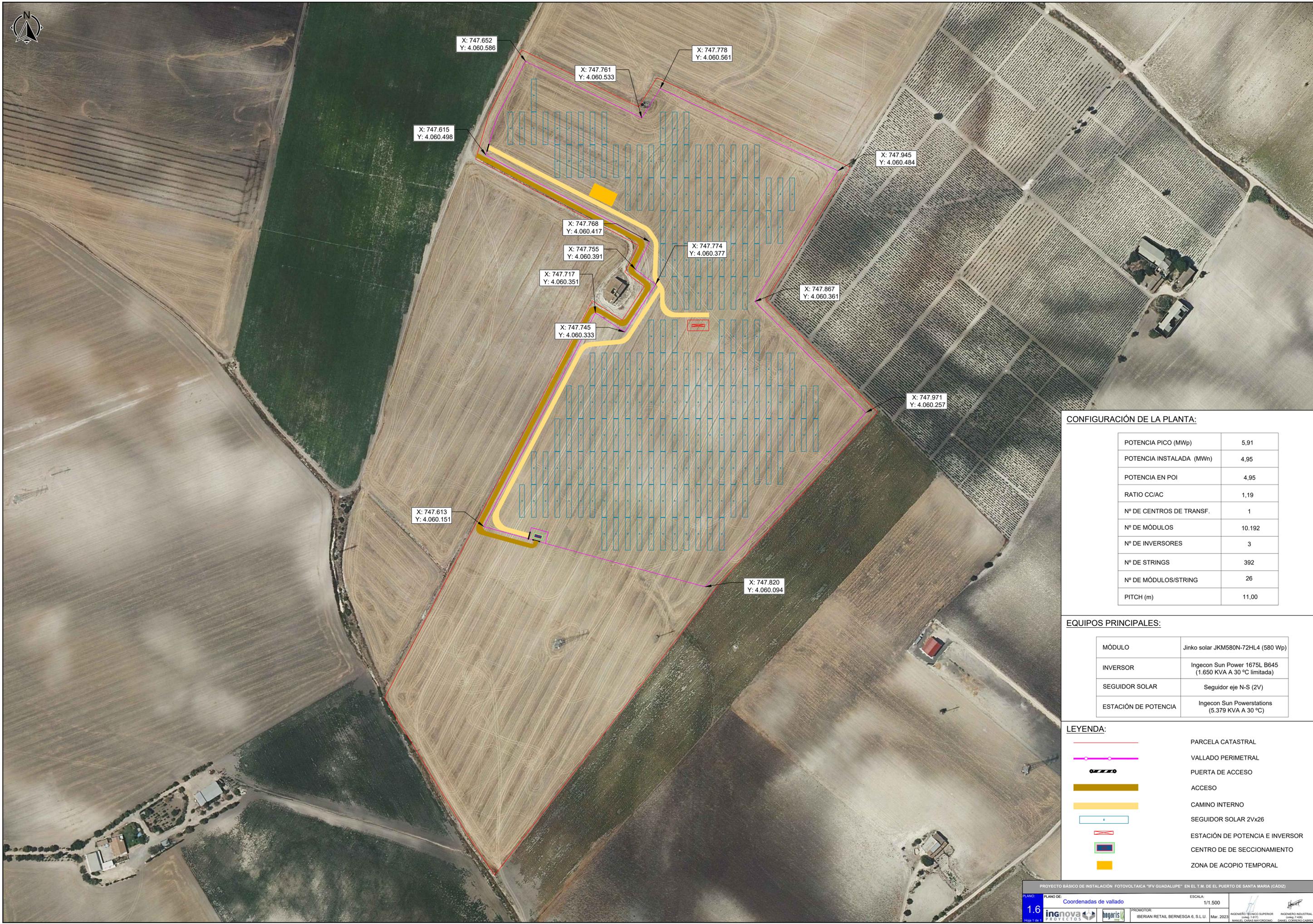
POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL



X: 747.652  
Y: 4.060.586

X: 747.778  
Y: 4.060.561

X: 747.761  
Y: 4.060.533

X: 747.615  
Y: 4.060.498

X: 747.945  
Y: 4.060.484

X: 747.768  
Y: 4.060.417

X: 747.774  
Y: 4.060.377

X: 747.755  
Y: 4.060.391

X: 747.717  
Y: 4.060.351

X: 747.867  
Y: 4.060.361

X: 747.745  
Y: 4.060.333

X: 747.971  
Y: 4.060.257

X: 747.613  
Y: 4.060.151

X: 747.820  
Y: 4.060.094

**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

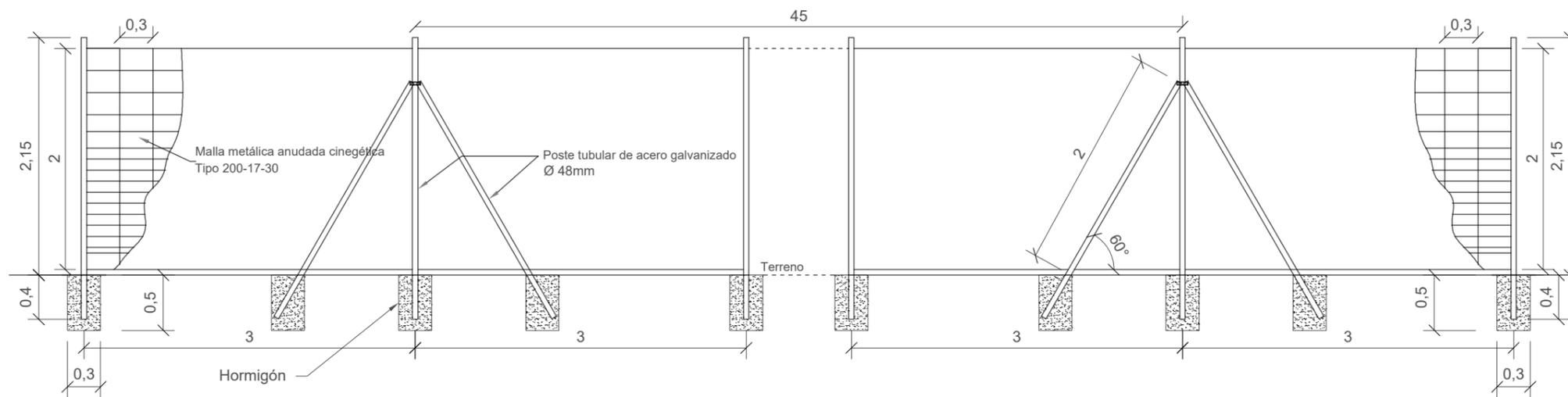
MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

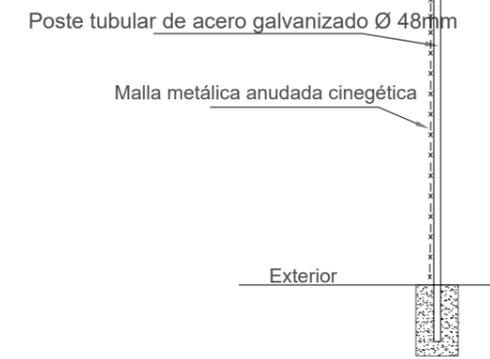
-  PARCELA CATASTRAL
-  VALLADO PERIMETRAL
-  PUERTA DE ACCESO
-  ACCESO
-  CAMINO INTERNO
-  SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
-  ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
-  CENTRO DE SECCIONAMIENTO
-  ZONA DE ACOPIO TEMPORAL

VALLADO

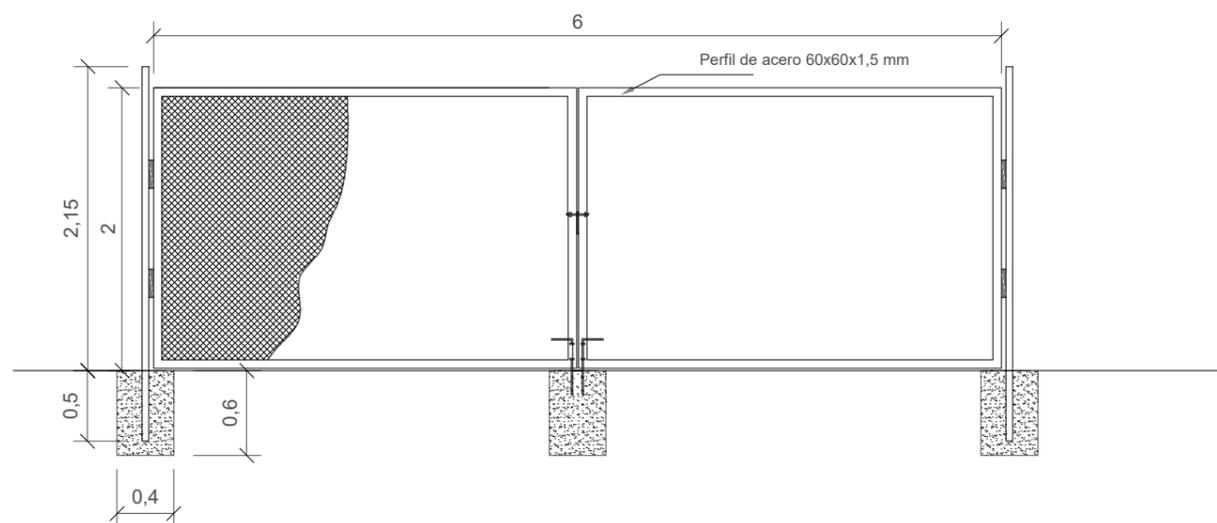
Alzado



Perfil



PUERTA DE ACCESO



PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)

PLANO: 1.7  
Hoja 1 de 1

PLANO DE: Detalle de vallado  
ingnova PROYECTOS



PROMOTOR: IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.

ESCALA: 1/50

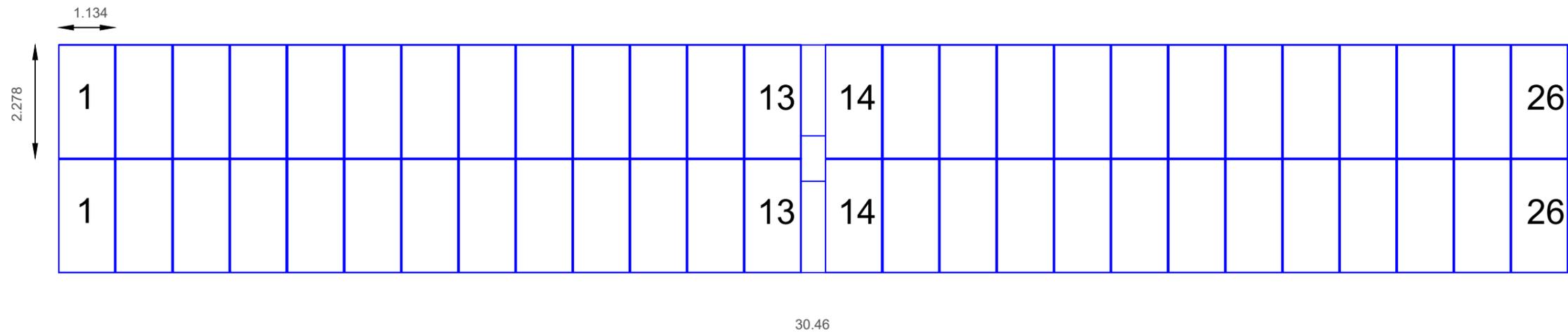
Mar. 2023

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.:1.617)  
MANUEL CAÑAS MAYORDOMO

INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.:7.426)  
DANIEL CORRERO CABRERA

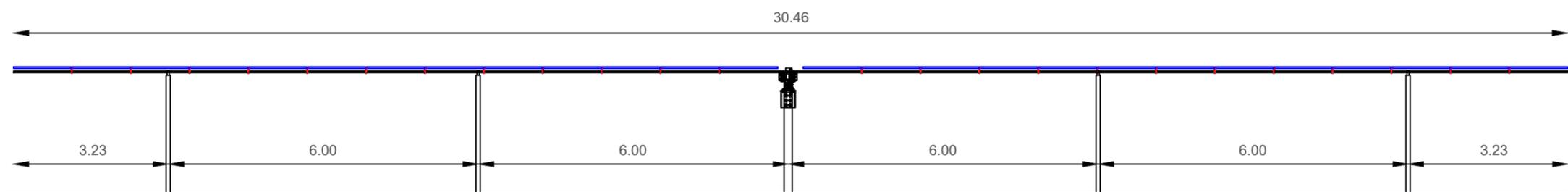
Planta

Escala 1:100



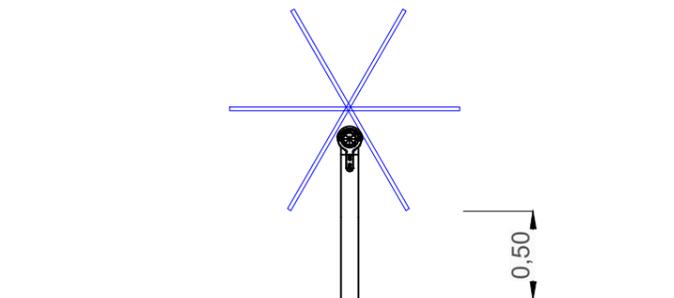
Alzado

Escala 1:100



Posición máxima inclinación

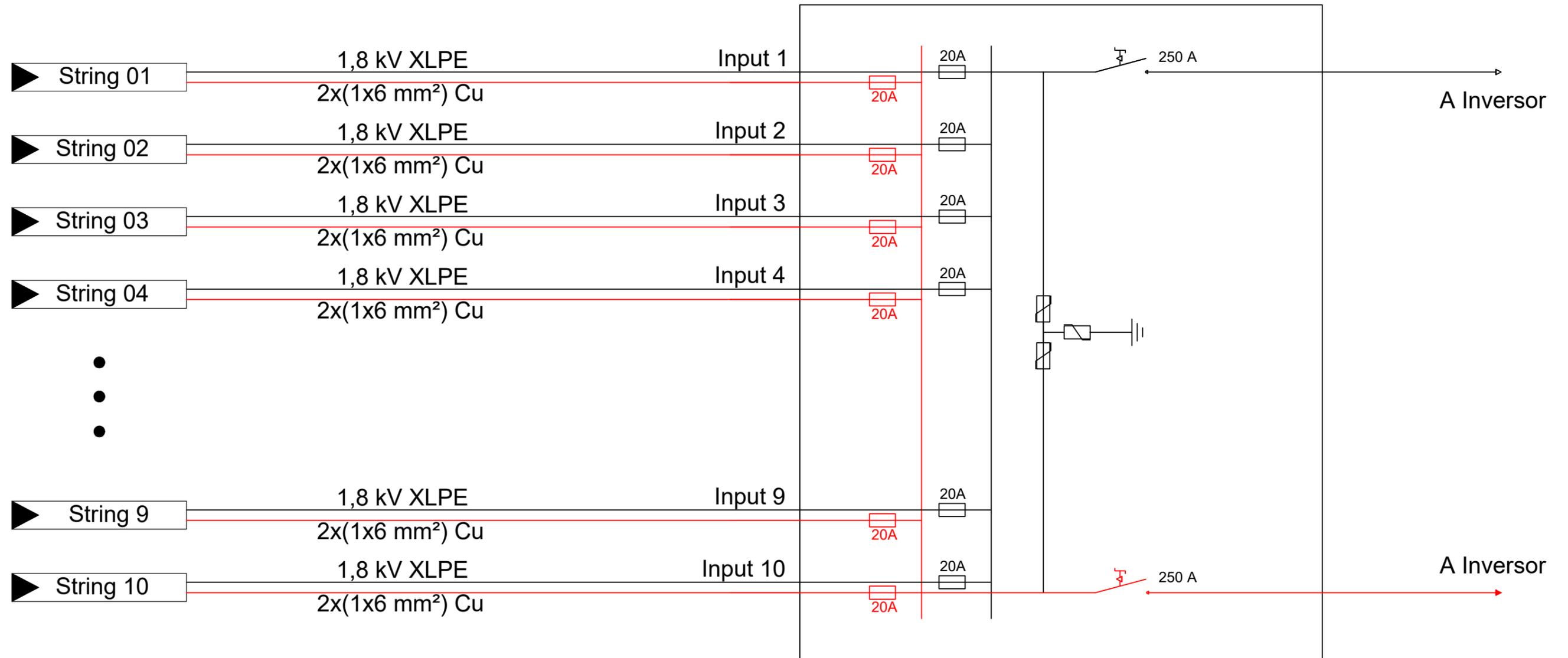
Escala 1:40



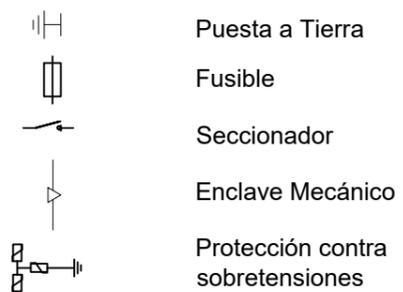
PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)

PLANO: 1.8	PLANO DE: Detalle de seguidor solar	ESCALA: Varias	
Hoja 1 de 1	ingnova PROYECTOS	bogaris	PROMOTOR: IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U. Mar. 2023
			INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.: 1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO
			INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.: 7.426) DANIEL CORRERO CABRERA

## COMBINER BOX AGRUPACIÓN 10 SERIES



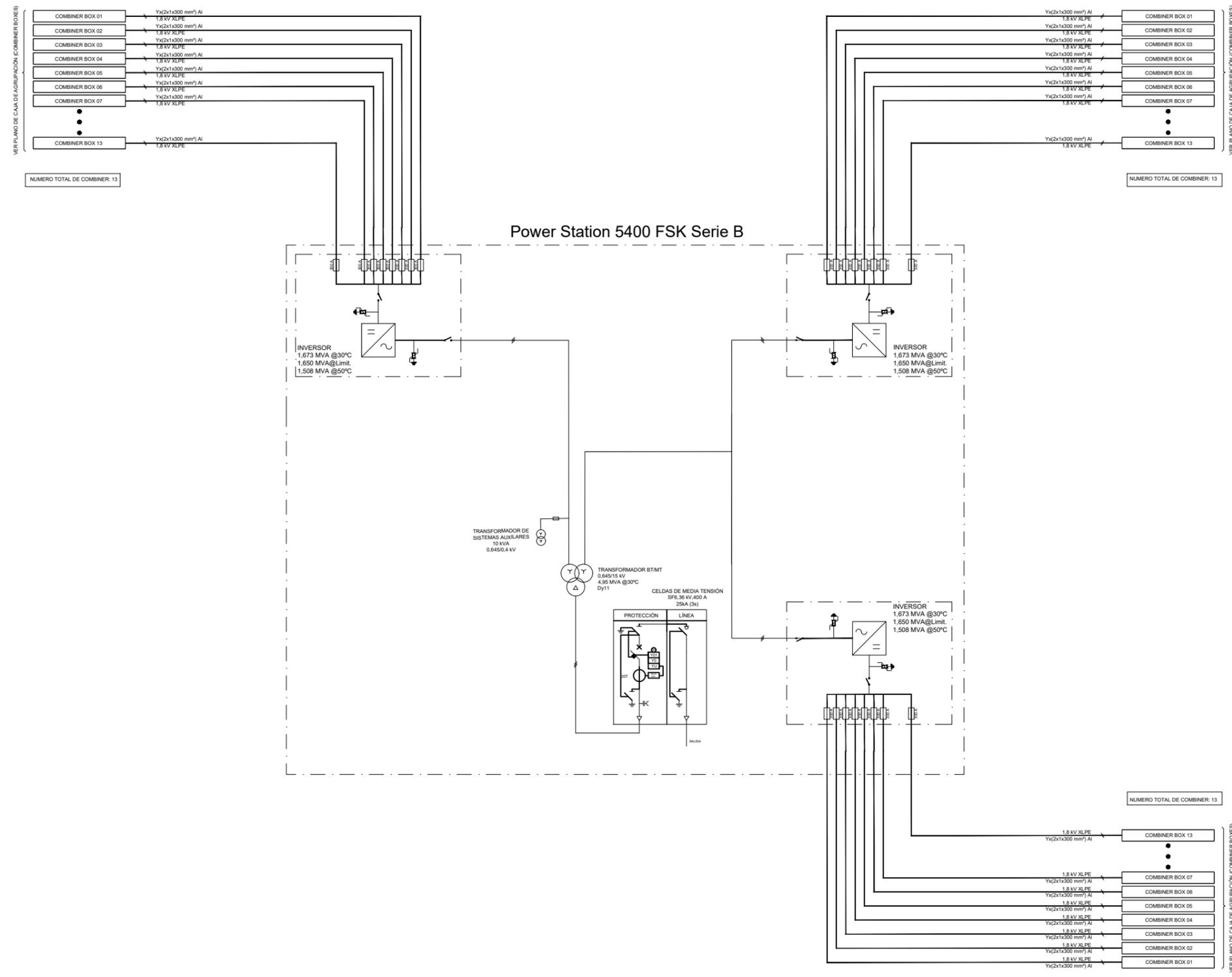
### Leyenda



Nota: Se representa la configuración típica del string - box que cuenta con 10 strings. Aunque también puede haber configuraciones de 11 strings.

PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)

<b>PLANO:</b>	<b>PLANO DE:</b> Esquema unifilar BT	<b>ESCALA:</b>	S/E
<b>1.9</b>	<b>ingnova</b> PROYECTOS	<b>bogaris</b> Energy	<b>PROMOTOR:</b> IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U. Mar. 2023
Hoja 1 de 2	INGENIE (coleg.:1.617) SUPERIOR MANUEL CAÑAS MAYORDOMO	INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.:7.426) DANIEL CORRERO CABRERA	



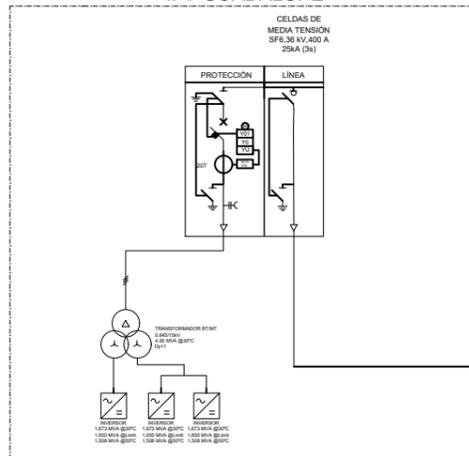
**Leyenda**

	Puesta a Tierra
	Fusible
	Interruptor - Seccionador
	Seccionador
	Protección sobretensiones
	Interruptor automático con relé de protección de sobrecorriente 50, 51, 51N
	Indicador de tensión capacitivo

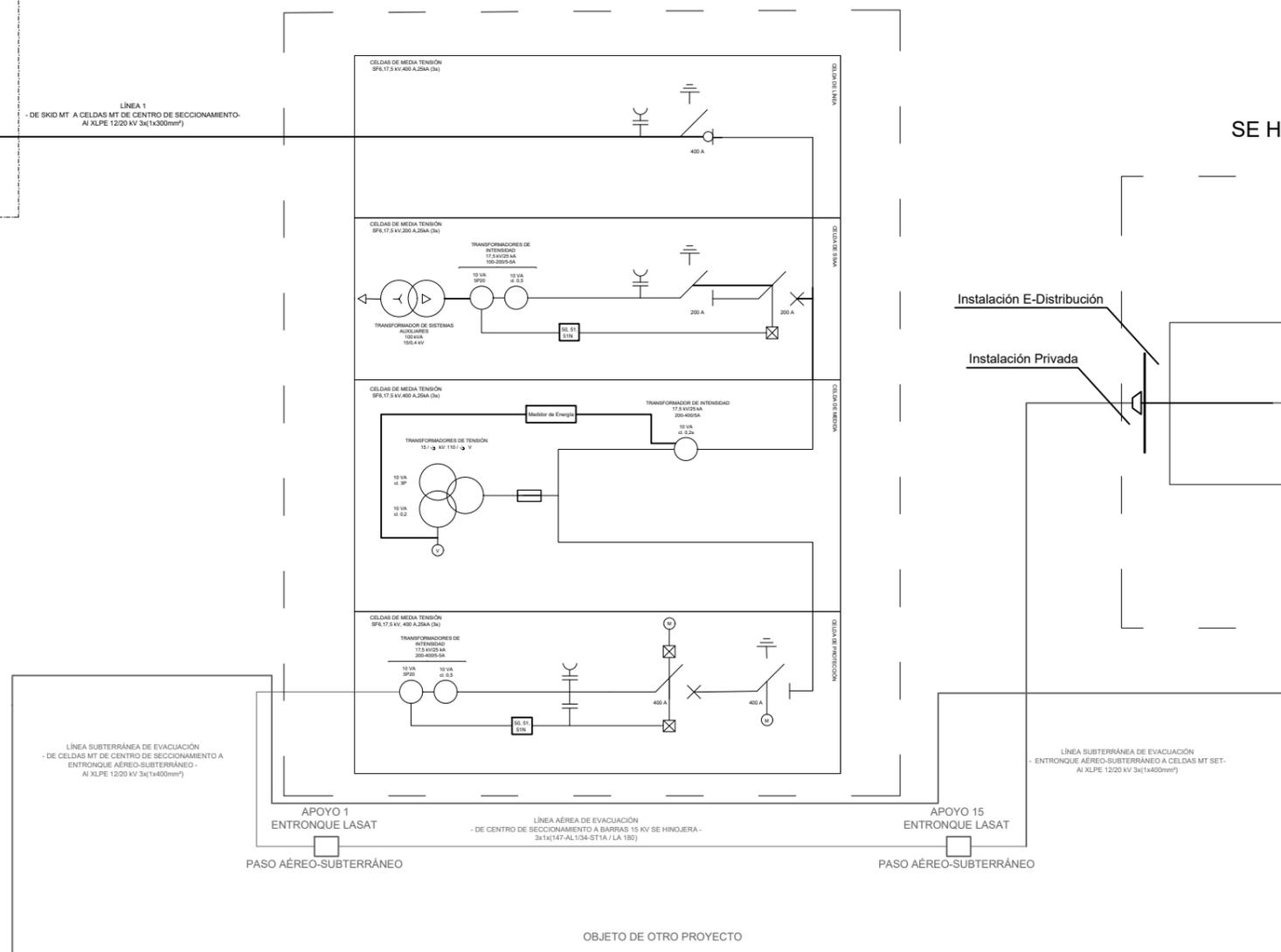
PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)

PLANO: <b>1.9</b> Hoja 2 de 2	PLANO DE: <b>Esquema unifilar BT</b>	ESCALA: <b>S/E</b>	PROMOTOR: <b>IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.</b>	Mar. 2023	INGENIERO SUPERIOR (coleg.:1.617) <b>MANUEL CAÑAS MAYORDOMO</b>	INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.:7.426) <b>DANIEL CORRERO CABRERA</b>
----------------------------------	--------------------------------------	--------------------	--	-----------	---	---

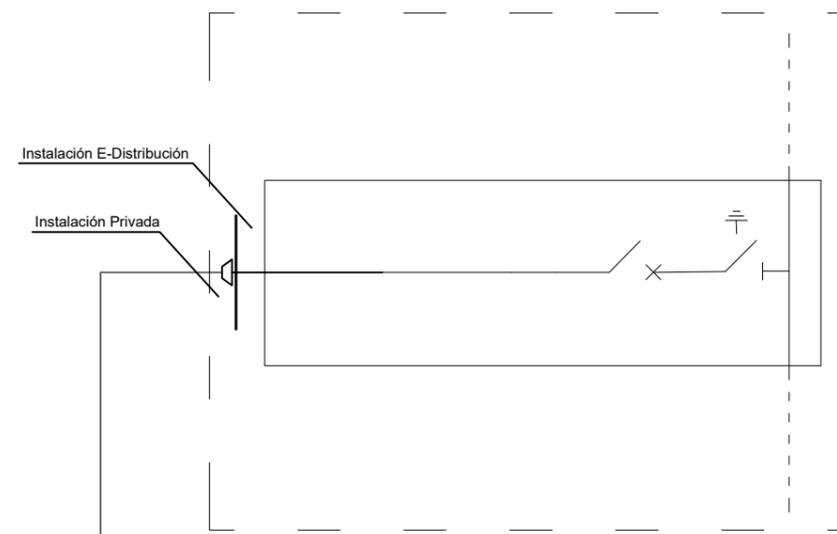
**IFV GUADALUPE**



**CENTRO DE SECCIONAMIENTO**



**SE HINOJERA (Endesa Distribución)**



**Leyenda**

- Puesta a Tierra
- Fusible
- Interruptor - Seccionador
- Seccionador
- Protección sobretensiones
- Interruptor automático con relé de protección de sobrecorriente 50, 51, 51N
- Indicador de tensión capacitivo

PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA "IFV GUADALUPE" EN EL T.M. DE EL PUERTO DE SANTA MARIA (CÁDIZ)

PLANO DE:	Esquema unifilar MT	ESCALA:	S/E
PLANO:	1.10	PROMOTOR:	IBERIAN RETAIL BERNESGA 6, S.L.U.
Hoja 1 de 1	ingnova PROYECTOS	boqaris	Mar. 2023

INGENIERO TÉCNICO SUPERIOR (coleg.: 1.617) MANUEL CAÑAS MAYORDOMO  
 INGENIERO INDUSTRIAL (coleg.: 7.426) DANIEL CORRERO CABRERA



**CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA:**

POTENCIA PICO (MWp)	5,91
POTENCIA INSTALADA (MWn)	4,95
POTENCIA EN POI	4,95
RATIO CC/AC	1,19
Nº DE CENTROS DE TRANSF.	1
Nº DE MÓDULOS	10.192
Nº DE INVERSORES	3
Nº DE STRINGS	392
Nº DE MÓDULOS/STRING	26
PITCH (m)	11,00

**EQUIPOS PRINCIPALES:**

MÓDULO	Jinko solar JKM580N-72HL4 (580 Wp)
INVERSOR	Ingecon Sun Power 1675L B645 (1.650 KVA A 30 °C limitada)
SEGUIDOR SOLAR	Seguidor eje N-S (2V)
ESTACIÓN DE POTENCIA	Ingecon Sun Powerstations (5.379 KVA A 30 °C)

**LEYENDA:**

- PARCELA CATASTRAL
- VALLADO PERIMETRAL
- PUERTA DE ACCESO
- ACCESO
- CAMINO INTERNO
- SEGUIDOR SOLAR 2Vx26
- ESTACIÓN DE POTENCIA E INVERSOR
- CENTRO DE DE SECCIONAMIENTO
- ZONA DE ACOPIO TEMPORAL
- TRAZADO LÍNEA MT (3X1X300 mm2)

## **Documento nº 3: Presupuesto**

# **Proyecto Básico de Instalación Fotovoltaica “IFV Guadalupe” en el T.M. de El Puerto de Santa María(Cádiz)**

**Potencia instalada: 4,95 MW**  
**Capacidad de acceso: 4,95 MW**

**Promotor: Iberian Retail Bernesga 6, S.L.U.**

**Ingeniería: Ingnova Proyectos**

**Marzo2023**

ÍNDICE

1. PRESUPUESTO PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .....3

2. PRESUPUESTO TOTAL.....4

## 1. Presupuesto Planta Solar Fotovoltaica

El Presupuesto Material de Ejecución de la presente planta fotovoltaica asciende a la cantidad de DOS MILLONES SEISCIENTOS OCHENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS SESENTA Y NUEVE EUROS CON OCHENTA CÉNTIMOS, I.V.A. no incluido.

A continuación, se presenta un resumen de las diferentes partidas:

<b>Código</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Importe</b>
<b>1</b>	<b>Estudios e ingenierías</b>	<b>50.000,00 €</b>
<b>2</b>	<b>Suministro de Equipos principales</b>	<b>1.584.000,00 €</b>
2.1	Módulos	990.000,00 €
2.2	Inversores	198.000,00 €
2.3	Seguidores	396.000,00 €
<b>3</b>	<b>Obra Civil</b>	<b>470.393,00 €</b>
3.1	Acondicionamiento del terreno y/o movimientos de tierra	162.706,92 €
3.2	Viales	113.894,85 €
3.3	Zanjas	95.438,54 €
3.4	Cimentaciones CTs	50.463,43 €
3.5	Sistema de Drenaje	47.889,26 €
<b>4</b>	<b>Suministro y Montaje Mecánico</b>	<b>214.137,00 €</b>
4.1	Hincas seguidores	34.184,70 €
4.2	Montaje seguidores	103.851,00 €
4.3	Montaje módulos	55.935,00 €
4.4	Montaje inversores	11.256,30 €
4.5	Vallado y puertas de acceso	8.910,00 €
<b>5</b>	<b>Suministro y Montaje Eléctrico</b>	<b>190.911,60 €</b>
5.1	Cableado BT	140.085,00 €
5.2	Cableado MT	37.273,50 €
5.3	Sistema Puesta a Tierra	13.553,10 €
<b>6</b>	<b>Control y Comunicaciones</b>	<b>40.218,75 €</b>
<b>7</b>	<b>Centro de seccionamiento</b>	<b>42.500,00 €</b>
<b>8</b>	<b>Sistema de Seguridad</b>	<b>31.303,80 €</b>
<b>9</b>	<b>Varios</b>	<b>62.305,65 €</b>
	<b>Total Presupuesto de Ejecución Material Planta FV</b>	<b>2.685.769,80 €</b>

## 2. Presupuesto total

El total del Presupuesto de Ejecución por Contrata asciende a la cantidad de TRES MILLONES OCHOCIENTOS SESENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS TREINTA Y NUEVE EUROS CON NOVENTA Y TRES CÉNTIMOS, I.V.A. incluido.

Capítulo	Importe
<b>Total Presupuesto de Ejecución Material</b>	<b>2.685.769,80 €</b>
<b>Gastos generales (13%)</b>	349.150,07 €
<b>Beneficio industrial (6%)</b>	161.146,18 €
<b>IVA (21%)</b>	671.173,87 €
<b>Total Presupuesto Ejecución</b>	<b>3.867.239,93 €</b>

El Puerto de Santa María, Marzo de 2023

El Ingeniero Técnico Superior



Fdo. Manuel Cañas Mayordomo  
Colegiado 1.617

El Ingeniero Industrial



Fdo. Daniel Corroero Cabrera  
Colegiado 7.426