



---

# PROYECTO

## PARQUE FOTOVOLTAICO FRAGA 2

### Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Término Municipal de Fraga (Huesca)

---



*En Zaragoza, abril 2021*

## ÍNDICE GENERAL

- DOCUMENTO N°1: MEMORIA
- DOCUMENTO N°2: ANEJOS
- DOCUMENTO N°3: PLANOS
- DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO
- DOCUMENTO N°5: PLIEGOS DE CONDICIONES
- DOCUMENTO N°6: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD



---

# PROYECTO

## PARQUE FOTOVOLTAICO FRAGA 2

### Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 1: MEMORIA

Término Municipal de Fraga (Huesca)

---



*En Zaragoza, abril 2021*

## ÍNDICE

TABLA RESUMEN .....	3
1. ANTECEDENTES .....	5
2. OBJETO Y ALCANCE .....	6
3. DATOS DEL PROMOTOR.....	7
4. NORMATIVA DE APLICACIÓN .....	8
4.1. INSTALACIONES ELÉCTRICAS .....	8
4.2. OBRA CIVIL.....	9
4.3. SEGURIDAD Y SALUD.....	10
4.4. NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO.....	11
4.5. EQUIPOS.....	12
5. CONEXIÓN A LA RED.....	13
6. UBICACIÓN Y ACCESO.....	14
6.1. UBICACIÓN.....	14
6.2. RUTA DE ACCESO .....	15
7. PFV FRAGA 2.....	17
7.1. DESCRIPCIÓN GENERAL .....	17
7.2. CRITERIOS DE DISEÑO DEL PFV .....	17
7.3. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....	19
7.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	19
7.4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	19
7.4.2. SEGUIDOR SOLAR A UN EJE .....	20
7.4.3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN .....	21
7.4.4. POWER STATION.....	22
7.4.5. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	26
7.4.6. SERVIDOR WEB.....	27
7.5. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA .....	28
7.5.1. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....	28
7.5.2. CIRCUITOS ELÉCTRICOS .....	30
7.5.3. CABLES DE FIBRA ÓPTICA.....	35
7.5.4. PUESTA A TIERRA.....	36
7.6. OBRA CIVIL.....	37
7.6.1. DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL .....	37
7.6.2. MOVIMIENTO DE TIERRAS .....	38
7.6.3. VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO .....	39
7.6.4. HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES.....	41
7.6.5. CIMENTACIÓN DE LAS POWER STATIONS.....	41
7.6.6. ZANJAS PARA EL CABLEADO.....	41
7.6.7. ARQUETAS.....	43
7.6.8. HITOS DE SEÑALIZACIÓN.....	43
7.7. INSTALACIONES AUXILIARES.....	43

7.7.1.	ZONA DE ACOPIO Y MAQUINARIA .....	44
7.7.2.	VALLADO PERIMETRAL .....	44
7.7.3.	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	44
7.7.4.	EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO.....	44
7.7.5.	PUNTO LIMPIO.....	45
7.7.6.	ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	45
8.	INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN .....	46
8.1.	CENTRO DE ENTREGA FRAGA 2.....	46
8.1.1.	EMPLAZAMIENTO.....	46
8.1.2.	CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA .....	46
8.1.3.	CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL.....	47
8.1.4.	CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE MEDIA TENSIÓN.....	47
8.2.	LÍNEA DE EVACUACIÓN CENTRO DE ENTREGA FRAGA 2 – SET FRAGA 25 kV.....	51
8.2.1.	CABLE AISLADO DE POTENCIA .....	51
8.2.2.	TERMINACIONES.....	52
8.2.3.	EMPALMES.....	52
8.2.4.	PARARRAYOS.....	52
8.2.5.	PUESTAS A TIERRA .....	52
8.2.6.	CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA.....	53
8.2.7.	CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN.....	53
9.	RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS.....	54
10.	FASES DEL PROYECTO .....	56
10.1.	ESTUDIO DEL PROYECTO .....	56
10.2.	CONSTRUCCIÓN.....	56
10.3.	FUNCIONAMIENTO .....	56
10.4.	DESMANTELAMIENTO .....	56
11.	PLANIFICACIÓN.....	58
12.	CONCLUSIÓN.....	59

## TABLA RESUMEN

Tabla 1: Resumen Parque Fotovoltaico

PARQUE FOTOVOLTAICO FRAGA 2	
<b>Datos generales</b>	
Promotor	RENOVABLES DEL RIGUEL SL B-99.524.084
Término municipal del PFV	Fraga (Huesca)
Capacidad de acceso	10 MW
Potencia inversores (a 40°C)	11,4 MVA
Potencia total módulos fotovoltaicos	13 MWp
Superficie de paneles instalada	67.331 m <sup>2</sup>
Superficie poligonal del PFV	63,81 ha
Superficie vallada del PFV	33,39 ha
Perímetro del vallado del PFV	5,44 km
Ratio ha/MWp	2,57
<b>Radiación</b>	
Índice de radiación MEDIO DIARIO del PFV	4,70 kWh/m <sup>2</sup> /día
Índice de radiación ANUAL de la planta en ( <i>dato medio diario x 365 días</i> )	1.715 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Producción energía</b>	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	25.879 MWh/año
Producción específica	1.991 kWh/kWp/año
Horas solares equivalentes	2.588 kWh/kW/año
Performance ratio	84,50 %
<b>Datos técnicos</b>	
Número de módulos 385 Wp	33.768
Seguidor solar 1 eje para 28 módulos (1V28)	1.206
Cajas de Seguridad y Protección (CSP)	51
Inversor 3.800 kVA (a 40°C)	3
Power Station 3,8 MVA	3

CENTRO DE ENTREGA PFV FRAGA 2 25 kV	
Tipo	Prefabricado en superficie con aparamenta GIS
Tensión nominal	25 kV <sub>ef</sub>
Tensión asignada	36 kV <sub>ef</sub>
Frecuencia nominal	50 Hz
Celdas	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 3 Celda de línea con interruptor-seccionador para llegada/salida de línea de cliente.</li> <li>- 1 Celda de medida y cuadro de medida.</li> <li>- 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.</li> </ul>	

LÍNEA SUBTERRÁNEA DE 25 kV CENTRO DE ENTREGA PFV FRAGA 2 – SET FRAGA	
Tensión nominal	25 kV
Tensión más elevada	36 kV
Factor de potencia (cos φ)	0,95
Categoría	Tercera
Frecuencia	50 Hz
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Cable	RHZ1 18/30 kV 3 x 1 x 400 Al
Longitud	5.330 m

## 1. ANTECEDENTES

La sociedad RENOVABLES DEL RIGUEL S.L. es la promotora del Parque Fotovoltaico (PFV) FRAGA 2.

La sociedad anteriormente mencionada solicitó punto de conexión para el PFV Fraga 2 obteniendo acceso favorable en barras de 25 kV de la SET Fraga por parte de E-Distribución Redes Digitales, S.L.U. con fecha 21 de agosto de 2018.

Posteriormente E-Distribución Redes Digitales, S.L.U. solicitó a Red Eléctrica de España aceptabilidad, desde la perspectiva de la red de transporte, para el Proyecto del PFV FRAGA 2, recibiendo respuesta favorable a la misma con fecha 14 de diciembre de 2018.

Con fecha 11 de marzo de 2019, se recibió por parte de E-Distribución Redes Digitales, S.L.U. las Condiciones Técnico – Económicas para la conexión del PFV Fraga 2 en la SET Fraga 25 kV.

Con fecha 13 de mayo de 2019, la sociedad RENOVABLES DEL RIGUEL solicitó la Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada del PFV Fraga 2 y sus infraestructuras de evacuación ante el INAGA mediante solicitud telemática, obteniendo el número de expediente INAGA/500201/01/2019/04387.

Con fecha 16 de noviembre de 2020, la sociedad RENOVABLES DEL RIGUEL S.L. presentó ante el Departamento de Industria, Competitividad y Desarrollo Empresarial el Anteproyecto del PFV Fraga 2 con número de visado VD03671-20A, con el objeto de obtener la Autorización Administrativa Previa y la admisión a trámite de la instalación (número de expediente AT-208/2020).

Con fecha 1 de marzo de 2021, se recibe la Resolución del INAGA en la que se adopta la decisión de someter al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria el Proyecto de planta solar fotovoltaica denominada “Fraga 2 y sus infraestructuras de evacuación”.

En base a lo anterior, se redacta el presente proyecto del Parque Fotovoltaico Fraga 2 y su infraestructura de evacuación, objeto de este documento.

## 2. OBJETO Y ALCANCE

El presente proyecto se redacta con objeto de describir la obra civil y las instalaciones eléctricas y de evacuación del Parque Fotovoltaico Fraga 2 para tramitar todos los permisos y autorizaciones legalmente necesarios para proceder a su construcción, montaje y puesta en servicio.

En la parte de obra civil se incluye el acondicionamiento del terreno, el hincado de los seguidores, zanjas eléctricas de baja y media tensión (BT y MT), las cimentaciones de los centros de transformación, los viales del parque fotovoltaico y las instalaciones auxiliares.

En la parte de infraestructura eléctrica se realizará el cálculo y dimensionado del generador fotovoltaico, así como el cálculo de los conductores de corriente continua que conectan los módulos fotovoltaicos con las cajas de seccionamiento y protección y llegan hasta los inversores.

Además también se dimensionarán los conductores de corriente alterna que componen la Red Subterránea de Media Tensión (RSMT) así como la Línea Subterránea de Media Tensión (LSMT). La RSMT transportará la energía generada desde las Power Station (estaciones de potencia que incluyen inversor y transformador) del PFV hasta el Centro de Entrega (CE) Fraga 2 de 25 kV. La LSMT conectará el CE con la Subestación Fraga 25 kV, punto de entrega de la energía generada.

### 3. DATOS DEL PROMOTOR

- Titular: **RENOVABLES DEL RIGUEL SL**
- CIF: B-99.524.084
- Domicilio a efectos de notificaciones: C/ Argualas nº40, 1ª planta, D, CP 50.012  
Zaragoza
- Teléfono: 876 712 891
- Correo electrónico: [info@atalaya.eu](mailto:info@atalaya.eu) y [tramitaciones@forestalia.com](mailto:tramitaciones@forestalia.com)

## 4. NORMATIVA DE APLICACIÓN

### 4.1. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- 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.
- Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema 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.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 (BOE 09.06.14)
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. (BOE 18.09.07)
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14))
- Real Decreto 1066/2001, del 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público

radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (BOE 29.09.01)

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27.12.00)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. (BOE 27.12.13)
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. (BOE 28.11.97)
- Normas Técnicas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
- Normas UNE y CEI aplicables.
- Recomendaciones UNESA aplicables.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

#### 4.2. 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.
- Instrucción de hormigón estructural, Real Decreto 1247/2008, de 18 de Julio (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de 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 1997 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.

#### 4.3. 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 disposiciones 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 manual 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 modifican 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 2177/2004, 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 de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

#### 4.4. NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OBLIGADO CUMPLIMIENTO

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-RAT 02 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. (BOE 09.06.14)
- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-LAT 02 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (BOE 19.03.08)
- Serán de obligado cumplimiento las normas de referencia detalladas en la ITC-BT 02 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas

complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre (BOE 31.12.14)).

#### 4.5. EQUIPOS

- Todos los equipos que se instalen deberán incorporar marcado CE.
- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas: UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales, UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento, y según la IEC 62116: *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters*.

## 5. CONEXIÓN A LA RED

El PFV FRAGA 2 ha obtenido acceso a la Red de Distribución en la Subestación FRAGA 25 kV, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN.

Evacuará su energía mediante una LSMT (25 kV), hasta la SET FRAGA compartiendo zanja con la LSMT del PFV FRAGA, instalación proyectada en las inmediaciones del PFV FRAGA 2.

Las infraestructuras de evacuación de la energía son las siguientes:

- CENTRO DE ENTREGA FRAGA 2 25 kV.
- LSMT CENTRO DE ENTREGA 25 kV – SET FRAGA 25 kV.
- SET FRAGA 25 kV (instalación existente).



- Instalaciones existentes
- Instalaciones en tramitación (presente proyecto)

*Ilustración 1: Infraestructuras de evacuación*

En cumplimiento de la disposición adicional primera del RD 1183/2020, el PFV dispondrá de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que éste pueda inyectar a la red supere su capacidad de acceso (10 MW). Este control se realizará mediante el Power Plant Controller (PPC), ubicado en el Centro de Entrega.

## 6. UBICACIÓN Y ACCESO

### 6.1. UBICACIÓN

El PFV FRAGA 2 está ubicado a 368 metros sobre el nivel del mar en el término municipal de Fraga, en la provincia de Huesca.

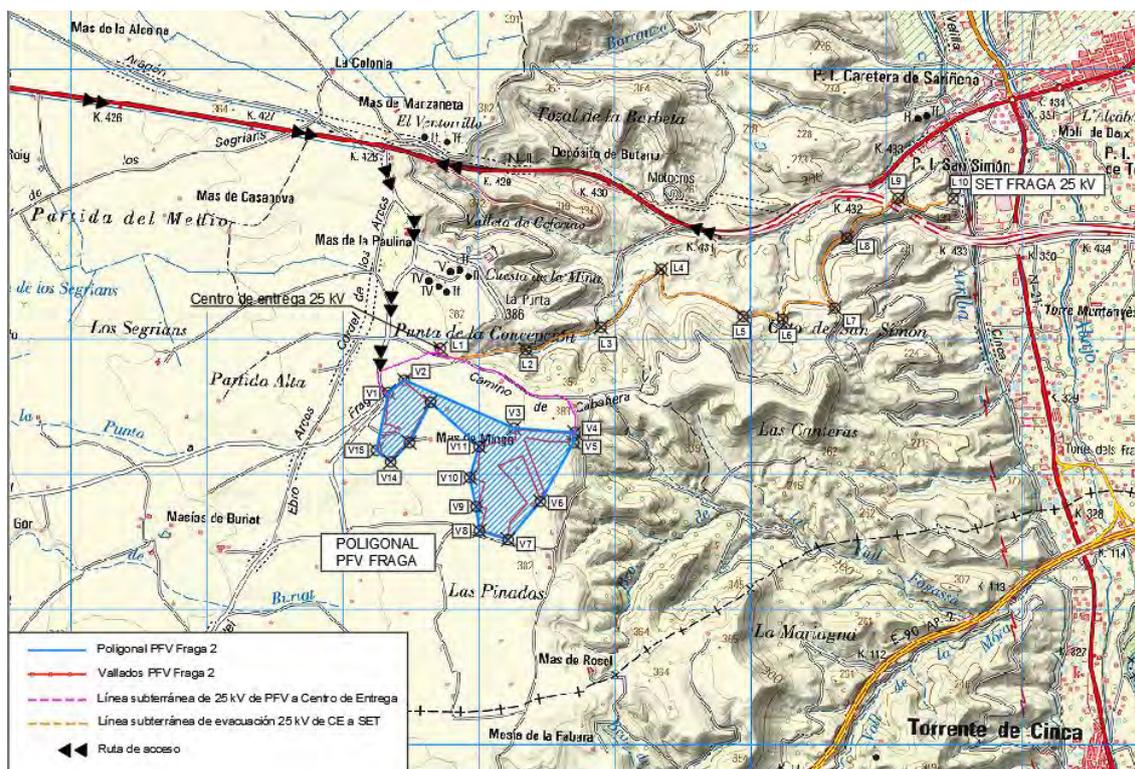


Ilustración 2: Poligonal y vallado del PFV

En la siguiente tabla se recogen las dimensiones generales del parque.

Tabla 2: Dimensiones PFV FRAGA 2

Dimensiones PFV	
Superficie poligonal del PFV	63,81 ha
Superficie vallada del PFV	33,39 ha
Perímetro del vallado del PFV	5,44 km

Las coordenadas geográficas ETRS89 UTM 31N de lugar se encuentran disponibles en el documento Anejos.

En cuanto a la ubicación elegida, los siguientes factores determinan la idoneidad del emplazamiento:

- Recurso solar: la provincia de Huesca presenta unas condiciones de irradiación solar muy favorables, presentándose valores de radiación relativamente altos (ver Ilustración 3).

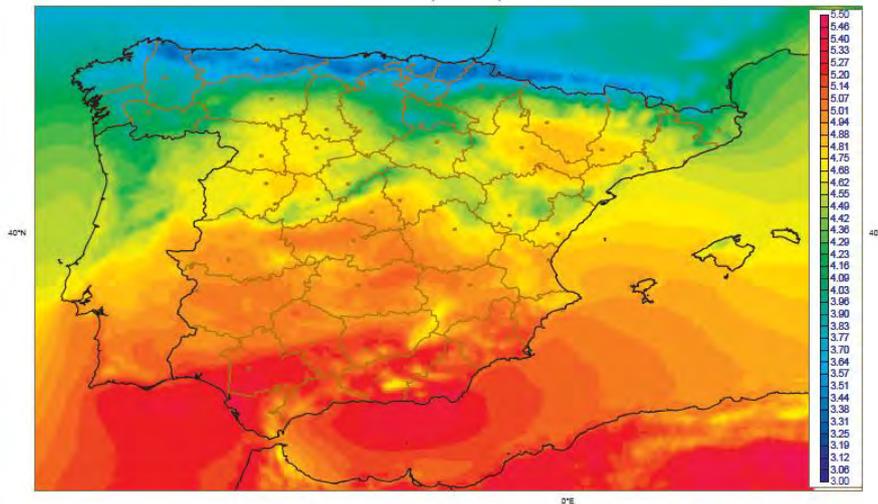


Ilustración 3 Radiación Global media [1983-2005] (kWh/m<sup>2</sup>-día) SIS (CM-SAF).

- Emplazamiento en Suelo Rústico: las instalaciones fotovoltaicas exigen una ocupación de terreno relativamente extensiva por unidad de potencia eléctrica instalada, por lo que es económicamente inviable su instalación en suelo industrial, su único emplazamiento posible es en suelo rústico de bajo valor económico.
- Idoneidad del terreno escogido:
  - El terreno escogido es tierra de labor o labradío seco, improductivo o pasto. No existe ningún tipo de protección sobre el mismo ni presenta valores medioambientales de interés.
  - Para la evacuación de la energía generada, se realizará una conexión con la subestación situada en las proximidades.

## 6.2. RUTA DE ACCESO

Los caminos para acceder al emplazamiento donde se va a construir el parque deberán ser adecuados para el transporte de toda la maquinaria, así como de todos los materiales e infraestructuras, garantizando la seguridad e integridad de personas e infraestructuras. En los casos necesarios, a lo largo del trazado se realizarán las modificaciones que sean necesarias.

A continuación, se resume la información del trazado para el transporte de la maquinaria y el transporte del material necesario para la construcción del parque.

Se utilizan los caminos existentes para minimizar el impacto en la zona. El acceso se realiza desde la carretera autonómica N-II Zaragoza dirección Fraga, pasado el PK-428 se gira hacia el sur y se entra en el Cordel de Los Arcos, camino que da acceso al PFV. Ver documento Planos para más detalle.

## 7. PFV FRAGA 2

### 7.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Las infraestructuras del sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica se componen de dos partes fundamentales: un generador fotovoltaico donde se recoge y se transforma la energía de la radiación solar en electricidad, mediante módulos fotovoltaicos, y una parte de transformación de esta energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna que se realiza en el inversor y en los transformadores, para su inyección a la red.

El conjunto está formado por 33.768 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 385 Wp, 1.206 seguidores fotovoltaicos a un eje de 28 módulos con pitch de 6,5 metros, 51 cajas de seccionamiento y protección (CSP) y 3 Power Station (PS) de 3,8 MVA, conectadas en dos circuitos eléctricos hasta el Centro de Entrega mediante una red subterránea de 25 kV. Desde allí, partirá la línea subterránea de evacuación, que comparte zanja con la línea de evacuación del PFV Fraga, hasta el punto de conexión en la SET FRAGA 25 kV, propiedad de E-DISTRIBUCIÓN.

### 7.2. CRITERIOS DE DISEÑO DEL PFV

Para el desarrollo del proyecto eléctrico del parque fotovoltaico se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones.

#### 1. La distancia entre módulos (pitch).

Se ha optimizado en función de:

- Minimizar las pérdidas por sombras entre los seguidores.
- Superficie de terreno disponible.

En este caso, se ha seleccionado un pitch de 6,5 metros.

#### 2. El número de módulos en serie de las ramas.

Este número está limitado por los siguientes valores:

- Voc: La tensión de circuito abierto a la temperatura máxima de la celda debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor:
- Vmpp:
  - o La tensión a la máxima potencia a la temperatura mínima de la celda debe de estar por debajo del límite superior de tensión a máxima potencia del inversor:

- o La tensión para la máxima potencia a la temperatura máxima de la celda debe ser mayor que la tensión mínima para la potencia nominal del inversor.

En este caso, se ha seleccionado 28 módulos en series por rama.

3. El número de ramas que entran a la CSP será menor que el número máximo de entradas que ésta permite:

El número de ramas que entran a las CSPs es de 24 o 18, escogiendo en este caso CSPs con 24 entradas.

4. El número de CSP que entran al inversor será menor que el número máximo de entradas que éste permite:

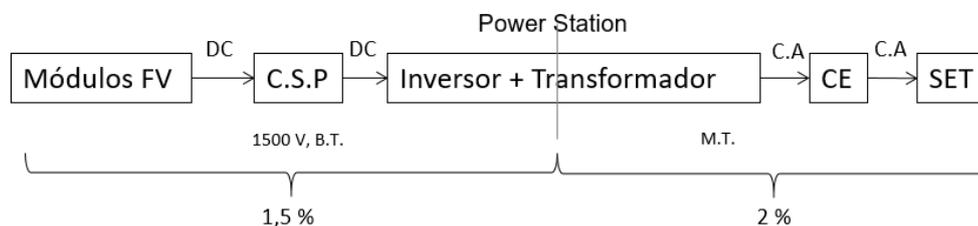
El número máximo de entradas que admiten los inversores es de 36. En este caso, el número de CSPs que entran a cada inversor es de 17, como máximo.

5. La óptima ubicación de las Power Station:

Se han tenido en cuenta los criterios de:

- Sombras: Para evitar provocar sombras en los módulos, se han ubicado al norte de los mismos. Cuando haya alguno ubicado al sur, se ha dejado siempre la separación del camino para evitar la sombra.
- Pérdidas eléctricas: Con objeto de reducir las pérdidas en BT, se busca la mínima distancia posible de cable entre los inversores y los módulos. Así, los inversores están colocados aproximadamente en el centro de los bloques.
- Zanjas y cableado: A fin de evitar costes elevados y labor de construcción, se busca la minimización de las longitudes de zanja y cableado eléctrico.

6. Pérdidas eléctricas:



En BT continua entre las ramas y los inversores:

- a. Caída tensión < 1,5 %

En MT entre los inversores y la Subestación:

- b. Caída tensión < 2 %
- c. Pérdidas potencia < 1 % de la potencia total instalada

### 7. Cumplimiento del Código de Red:

Para que la instalación sea capaz de aportar la energía reactiva marcada en el Código de Red (Orden TED/749/2020) y en la NTS v2 (para este PFV: 30 % de potencia reactiva inductiva y 30 % de potencia reactiva capacitiva), se instala un 14 % más de potencia en inversores (11,4 MVA) que la capacidad de acceso del PFV (10 MW). Ver anejo de Cálculos eléctricos para una explicación detallada.

### 8. Potencia instalada:

En la disposición final tercera del RD 1183/2020 se define la potencia instalada como la menor entre la potencia máxima unitaria de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación y la suma de las potencias máximas de los inversores. En este caso, la potencia en inversores (11,4 MVA) es menor que la potencia de los módulos fotovoltaicos (13 MWp).

## 7.3. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La simulación energética se ha realizado mediante el programa PVSYST. La metodología y los resultados completos del estudio de producción de energía se muestran en el documento Anejos.

## 7.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

En este apartado se van a describir los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica de generación: los módulos fotovoltaicos, los seguidores de un eje, las cajas de seccionamiento y protección, los inversores, los centros de transformación y el resto de infraestructura necesaria.

### 7.4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de la marca Risen modelo RSM144-6-385M cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 3 y en el documento Anejos.

Tabla 3: Características del módulo fotovoltaico

RSM144-6-385M				
Pmax	385	W	Vmpp (0°C)	44,06 V
Vmpp	40,15	V	Vmpp (55°C)	35,45 V
Impp	9,60	A	Voc (0°C)	51,64 V
Voc	48,15	V	Voc (55°C)	43,69 V
Isc	10,20	A	Isc (55°C)	10,35 A
Eficiencia	19,30	%	Impp (55°C)	9,74 A
V max sistema	1500	V		
Coeficiente de T para Pmpp	-0,390	%/°C		
Coeficiente de T para Voc	-0,290	%/°C		
Coeficiente de T para Isc	0,050	%/°C		
Largo	2010	mm		
Ancho	992	mm		
Alto	40	mm		
Área	1,994	m <sup>2</sup>		
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>		
Peso del módulo	23	kg		

El módulo cuenta con diodos by-pass para evitar problemas por sombreado parcial. Se colocan paralelo con las células fotovoltaicas para forzar a la corriente a circular por el diodo en caso de célula sombreada, por lo que se minimiza el recalentamiento del módulo y la pérdida de corriente de la matriz.

Como se muestra en la Ilustración 4, el fabricante de módulos fotovoltaicos asegura una vida útil de 25 años con una eficiencia del 80 % de su potencia nominal.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY 12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

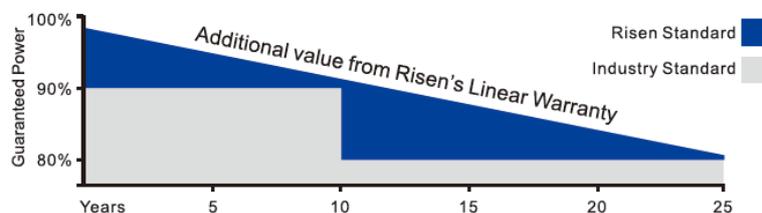


Ilustración 4. Vida útil módulo fotovoltaico. Fuente: Risen solar technology

#### 7.4.2. SEGUIDOR SOLAR A UN EJE

Para el máximo aprovechamiento de la radiación solar, y por tanto para la obtención del mayor rendimiento posible de la instalación, los módulos fotovoltaicos se montarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar

Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol.

La distribución de los seguidores se diseña de forma que el pitch (la distancia entre los ejes de dos filas paralelas de seguidores fotovoltaicos) permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la construcción de viales de paso.

Se propone utilizar el modelo de seguidor solar a un eje STI-H250 de STI Norland o similar, con una configuración de 28 (1V x 28) módulos por seguidor.

En las zonas en que se supere la pendiente máxima aceptada por el seguidor, se podrá realizar movimiento de tierras para adecuar el terreno a la pendiente permitida.

El control de la orientación de los módulos (rango +/- 55°) se realiza mediante una tarjeta electrónica con microprocesador y algoritmo con cálculos astronómicos con backtracking. Este control permite modificar la orientación de los módulos en caso de viento excesivo u horas de baja iluminación. El sistema de control de los seguidores es a través de Ethernet con transmisión inalámbrica Zigbee.

El seguidor cuenta con un sistema de almacenamiento de energía para el funcionamiento durante horas de baja producción fotovoltaica. La alimentación del sistema motriz se realizará por medio de placa fotovoltaica dedicada instalada en el mismo seguidor.

El seguidor permite cimentaciones de varios tipos como por hincado directo, pre-drilling + hincado, micropilote, pre-drilling + compactado + hincado que lo hacen apto para gran tipo de terrenos. El equipo contará con sensor de inclinación.

#### 7.4.3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

Para agrupar todos los circuitos de las ramas se han instalado adosadas a la estructura del seguidor las Cajas de Seccionamiento y Protección (CSP). Su función es adecuar el número de salidas de las ramas al número de entradas de los inversores y optimizar las secciones del cableado en la parte de corriente continua.

El número de CSP conectadas al inversor utilizado dependerá del máximo voltaje e intensidad de entrada admisibles por el mismo. El número máximo de ramas conectadas a cada CSP viene dado por el número de entradas del modelo utilizado, 16, 24 o 32, pudiéndose conectar menos ramas en algunas CSP en caso de que fuese necesario para poder adaptar la potencia requerida por el PFV.

Para la protección de cada una de las ramas de módulos fotovoltaicos se instalan fusibles de tipo gPV de 20 A / 1500V. Las cajas deben ser de tipo IP 65, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.

Para el parque proyectado se propone el modelo STRING-COMBINER de la marca SMA (ver Tabla 4). Toda la información se encuentra disponible en el documento Anejos.

Tabla 4: Especificaciones técnicas de la caja de seccionamiento y protección

Modelo: String combiner SMA		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	< 1.500 V DC
	Corriente de entrada nominal por entrada	13,75 A
	Número de entradas	16, 24, 32
Salida	Voltaje de salida nominal	<1.500 V DC
	Máxima corriente de salida	330 A
	Número de salidas	1/2
	Diámetro de cable de salida	De 70 a 400 mm <sup>2</sup>

#### 7.4.4. POWER STATION

Se propone utilizar una solución integrada que incluye el inversor y el centro de transformación en una misma estación denominada Power Station. La solución propuesta es la estación MV Skid de Power Electronics (o similar). Es una solución Plug & Play que funciona con voltajes de hasta 1.500 V<sub>DC</sub> y contiene todo el equipamiento necesario para la transformación de la energía generada.

Este tipo de estaciones han sido diseñadas para cumplir con los requisitos de plantas de energía fotovoltaica a gran escala. Son instalaciones compactas de exterior fabricadas en acero galvanizado de alta resistencia que contienen los inversores y la aparamenta de media tensión (celda de protección, transformador exterior, tanque de aceite y filtro).



Ilustración 5: Power Station MV Skid. Fuente: Power Electronics

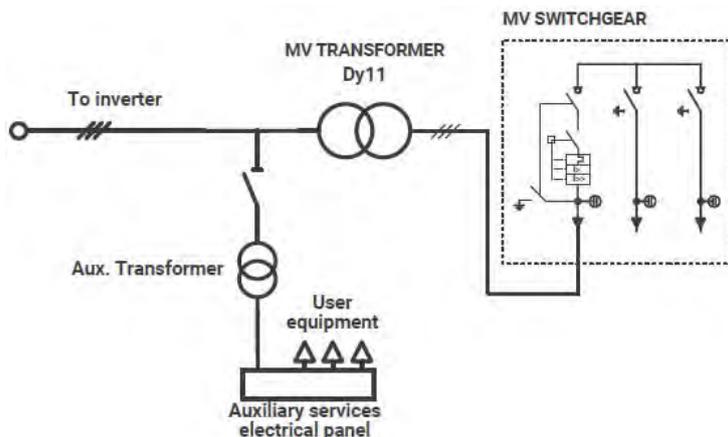


Ilustración 6: Esquema unifilar Power Station MV Skid. Fuente: Power Electronics

La Power Station que se propone utilizar para ajustarse en mejor medida a la potencia de la planta y para cumplir con el Código de Red es la MV Skid de 3.800 kVA, que consta de un inversor y un transformador.

Tabla 5: Descripción general de componentes de la Power Station

Designación	Descripción
<b>Inversor</b>	Inversor fotovoltaico que convierte la corriente directa generada en el campo de módulos FV a CA compatible con la red.
<b>Transformador de MT</b>	Convierte el voltaje de salida del inversor al nivel de voltaje de la red de MT.
<b>Compartimiento de MT</b>	Aparata de MT: Conecta y desconecta el transformador de MT a la red de MT.
	Transformador de BT: El transformador de BT provee el voltaje para los equipos auxiliares del CT.
<b>Plataforma de Servicio</b>	Estación sub-distribuidora: Contiene los fusibles e interruptores para el suministro de voltaje.
	Plataforma elevada que facilita la operación de los dispositivos.

#### 7.4.4.1. Inversores

Los inversores se encargan de transformar la tensión de corriente continua de los paneles fotovoltaicos en tensión de corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica.

Para el parque proyectado se utilizará el inversor trifásico modelo FS3670K HEMK de la marca Power Electronics (o similar), cuyas características técnicas se resumen en la Tabla 6. Este inversor permite hasta 36 entradas de corriente continua en paralelo a las que se conectan las salidas de las C.S.P. Los fabricantes dan varias potencias para diferentes temperaturas ambiente, siendo la máxima potencia del inversor aquella asociada a la menor temperatura ambiente, en este caso 40°C.

Tabla 6: Especificaciones técnicas de inversor

Modelo		FS3670K
Salida	Potencia Nominal a 50°C (kVA)	3.670
	Potencia Nominal a 40°C (kVA)	<b>3.800</b>
	Máxima corriente de salida a 40°C (A)	3.175
	Tensión (V <sub>ac</sub> )	690
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1
Entrada	Mínima Tensión M <sub>pp</sub> (V <sub>dc</sub> )	976
	Máxima Tensión M <sub>pp</sub> (V <sub>dc</sub> )	1.310
	Máxima tensión (V <sub>dc</sub> )	1.500
	Máxima corriente (A)	3.970

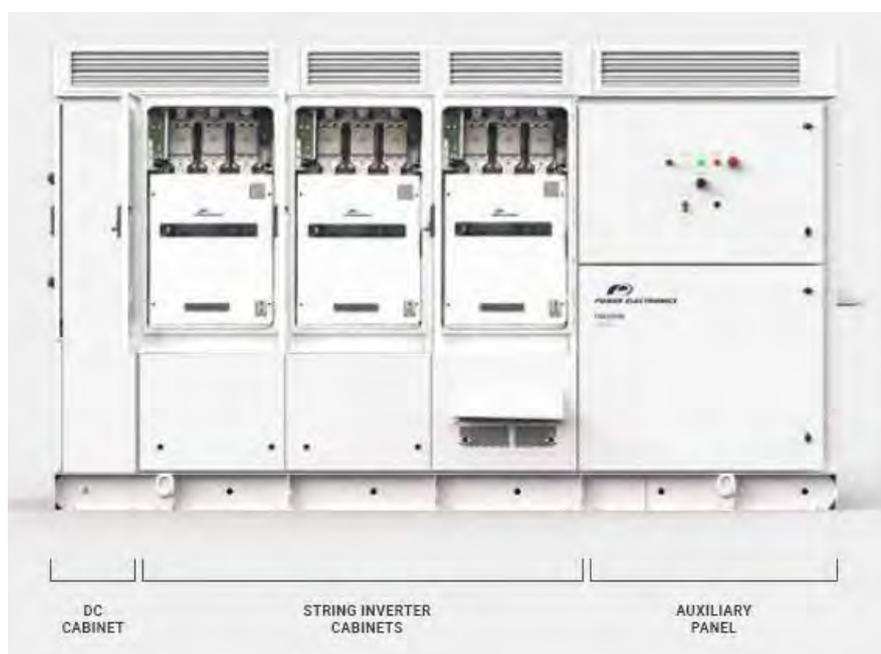


Ilustración 7: Vista General del Inversor. Fuente: Power Electronics

#### 7.4.4.2. Transformador

A la salida del inversor la tensión se elevará de 690 V a la tensión de los circuitos de media tensión de 25 kV mediante un transformador. El transformador es de tipo seco / aceite con conexión Dy11 con bajos requisitos de mantenimiento y está optimizado para el mejor funcionamiento durante toda la vida útil de la planta.

La conexión eléctrica entre las celdas de MT y el transformador será con cables de 18/30 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1 x 150 Al.

La conexión eléctrica en baja tensión entre los inversores y los transformadores de potencia se realizará mediante pletinas de Cu de sección adecuada a la corriente a transportar.

#### 7.4.4.3. Aparamenta

La aparamenta de media tensión incluye todo lo necesario para la conexión segura y automática a la red (interruptor, fusible, relés, protecciones, celdas...). Prácticamente no requiere de mantenimiento y permite una configuración versátil. Las celdas son de SF<sub>6</sub> aisladas herméticamente.

Cada centro de transformación tendrá:

- Una celda de salida con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Celda/s de entrada con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Una celda de transformador con interruptor-fusible combinado de salida y seccionador de puesta a tierra.

A continuación se detallan las características de las celdas:

#### **Celdas entrada/salida de línea con interruptor-seccionador**

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 500 mm de ancho x 2.100 mm de alto x 1.100 mm de fondo.

Tensión asignada: 36 kV

Intensidad asignada: 630 A

Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 20 kA

Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 50 kA

Nivel de aislamiento

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 170 kV

Capacidad de cierre: 50 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

### **Celda de transformador con interruptor-seccionador**

La celda está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Dimensiones: 500 mm de ancho x 2.100 mm de alto x 1.100 mm de fondo.

Tensión asignada:	36 kV
Intensidad asignada:	1.000 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	20 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	50 kA
Nivel de aislamiento	
- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	70 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	170 kV
Capacidad de cierre:	50 kA

Esta celda dispondrá de mecanismos motorizados para su telemando.

### **7.4.5. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA**

El controlador de planta fotovoltaica propuesto Free Sun PPC (de las siglas en inglés Power Plant Controller), se encuentra ubicado al lado de la celda de medida y permite:

- Gestionar la energía activa y reactiva para emparejar generación y consumo
- Regular el factor de potencia en el punto de acoplamiento común.
- Regular el voltaje en el punto de acoplamiento común.
- Inyección de corriente reactiva durante caídas de voltaje o inmediatamente después de éstos.

- Inyectar / absorber energía reactiva por la noche
- Controlar la potencia activa, regulación de frecuencia, control en rampa...
- Controlar ocasionalmente equipos adicionales como bancos de condensadores bobinas o baterías.



Ilustración 8: Diagrama conexionado del controlador de planta FV. Fuente: Power Electronics

#### 7.4.6. SERVIDOR WEB

Cada inversor es accesible a través de internet introduciendo su dirección IP. En el caso que no hubiera conexión a internet, se puede acceder a los datos del inversor mediante un cable de Ethernet.

El servidor web, permite tanto el control remoto como la monitorización del PFV.

- Control:
  - o Iniciar o parar el inversor
  - o Definir el factor de potencia
  - o Definir un máximo de potencia activa.
- Monitorización:
  - o Parámetros eléctricos
  - o Parámetros térmicos
  - o Avisos y alarmas
  - o Energía activa y reactiva generada

Toda esta información se puede enviar a un SCADA particular para su posterior análisis.

## 7.5. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

### 7.5.1. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

El esquema general de conexión de un parque fotovoltaico se puede observar en la Ilustración 9. Los módulos FV agrupados en ramas se conectan a las CSP, las cuales combinan este cableado adaptándolo para poder conectarse a los inversores.

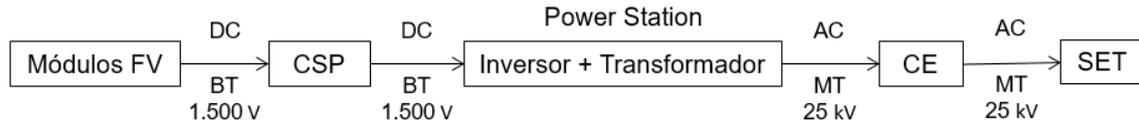


Ilustración 9: Esquema general de conexión de un parque fotovoltaico.

Para cumplir con los requisitos del Código de Red, se instala en este PFV un 14 % más de potencia en inversores que la capacidad de acceso del PFV.

El PFV FRAGA 2 está compuesto por tres bloques de potencia de 3,8 MVA, sumando un total de 11,4 MVA. La potencia total de módulos fotovoltaicos es de 13 MWp.

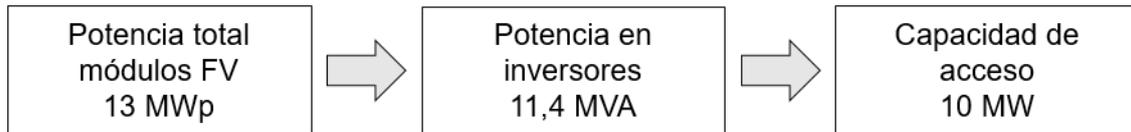


Ilustración 10: Diagrama de potencias del PFV

La potencia se limitará a la capacidad de acceso del PFV (10 MW) mediante el Power Plant Controller, ubicado en la sala de control del PFV dentro de la Subestación.

#### 7.5.1.1. Tramo ramas de módulos FV – CSP

Las ramas están formadas por 28 módulos fotovoltaicos conectados en serie. La configuración de los seguidores es de 1V x 28, por lo que cada seguidor contiene una única rama.

Los cables de baja tensión (BT) para la conexión entre las ramas y las CSP son de cobre de 2 x 1 x 6 y/o 10 mm<sup>2</sup> de sección de tipo ZZ-F con aislamiento 1,8 kV en continua. Van instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajan a tierra y se entierran en zanjas excepto en los cruces donde van entubados.

### 7.5.1.2. Tramo CSP – Inversores

Para ajustar la potencia total de los módulos fotovoltaicos de la manera más precisa posible, se utilizan dos diferentes tipos de bloques ramas - CSP:

- Bloque ramas – CSP tipo A: 672 (28 x 24) módulos fotovoltaicos de 385 Wp
- Bloque ramas – CSP tipo B: 504 (28 x 18) módulos fotovoltaicos de 385 Wp

Los cables de BT para la conexión entre las CSP y los inversores serán de aluminio de 2 x 2 x 240 mm<sup>2</sup> y 2 x 2 x 300 mm<sup>2</sup> de sección, pudiendo llegar hasta 400 mm<sup>2</sup>, de tipo XZ1 con aislamiento 1,8 kV en continua e irán directamente enterrados en zanja excepto en los cruces donde irán entubados.

Tabla 7: Componentes básicos bloques tipo CSP

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	672	504
Módulos en serie	28	
Ramas en paralelo	24	18
Seguidor solar 1 eje para 28 módulos (1V28)	24	18
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 6 Cu	
Fusible protección ramas	24/18 x (20 A, 1.500 V)	
C.S.P	1	
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)	
Potencia pico (kWp)	258,72	194,04

### 7.5.1.3. Bloque de 3,8 MVA

Cada Power Station de 3,8 MVA consta de un centro de transformación 690/25.000 V, un inversor trifásico de 3.800 kVA y celdas de media tensión. A cada P.S. se conectan 16 CSPs de tipo A y 1 CSP de tipo B, que recogen la energía generada por 11.256 módulos fotovoltaicos de 385 Wp.

Tabla 8: Características Bloque 3,8 MVA

Características bloque 3,8 MVA	
Número de bloques en el PFV	3
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	11.256
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	402
Bloques C.S.P	16 CSP A + 1 CSP B
Seguidor a 1 eje 1V28	402
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)
Fusibles protección inversor	17 x (400 A, 1.500 V)
Potencia módulos fotovoltaicos (MWp)	4,28
Potencia inversores (MVA)	3,80

### 7.5.1.4. PFV Fraga 2 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp

El PFV está conectado en dos circuitos eléctricos con el Centro de Entrega Fraga 2:

- Circuito 1 de PS 1 al Centro de Entrega
- Circuito 2 de PS3 a PS2 y de PS2 al Centro de Entrega.

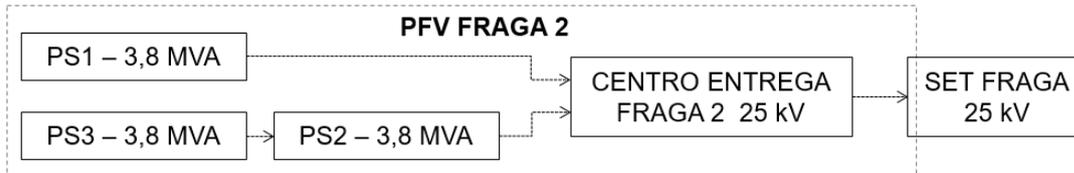


Ilustración 11: Esquema de conexión del PFV

Tabla 9: Componentes básicos para el PFV

Características PFV FRAGA 2	
Descripción	Cantidad
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	33.768
Seguidor solar 1 eje para 28 módulos	1.206
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 6 Cu
Fusible protección ramas	1.206 x (20 A, 1.500 V)
Bloques CSP	48 Tipo A + 3 Tipo B
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)
Fusibles protección inversor	51 x (400 A, 1.500 V)
Inversor 3.800 kVA	3
Power Station 3,8 MVA	3
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	13
Potencia en inversores (MVA)	11,4
Capacidad de acceso (MW)	10

## 7.5.2. CIRCUITOS ELÉCTRICOS

### 7.5.2.1. Circuitos de Baja Tensión

Los circuitos de energía eléctrica en BT corresponden a los circuitos de corriente continua desde las ramas de módulos fotovoltaicos hasta las CSP y a los circuitos de corriente continua desde las CSP hasta los inversores.

Los cables de las ramas serán de tipo solar e irán instalados bajo los seguidores fotovoltaicos hasta uno de los extremos donde bajarán a tierra e irán enterrados bajo tubo hasta las CSP. Serán necesarios para evacuar la energía generada cables de cobre (Cu) 2 x 1 x 6 y/o 10 mm<sup>2</sup> de sección tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K. Estos cables serán – según IEC 60228 - de cobre electrolítico estañado clase 5, finamente trenzado, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) HEPR 120°C y cubierta exterior de

elastómero termoestable libre de halógenos. El aislamiento y la cubierta están sólidamente unidos (aislamiento de dos capas). La tensión nominal del cable en CC es de 1,5 kV, siendo la máxima tensión de servicio admisible de 1,8 kV.

Los cables de BT para la conexión entre las CSP y el inversor central serán de aluminio (Al) de 2 x (2 x 240/300/400) de sección tipo XZ1. Según UNE-EN 60228, serán cables rígidos de clase 2, con aislamiento XLPE tipo DIX3 y cubierta tipo cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. El nivel de aislamiento del cable será de 0,6/1 kV en CA e irá directamente enterrado en zanja excepto en los cruces donde irá entubado.

La elección de estos conductores queda justificada en el Anejo de Cálculos Eléctricos.

#### 7.5.2.2. Circuitos de Media Tensión

La energía generada en el parque fotovoltaico se evacua hasta el Centro de Entrega de 25 kV a través de dos circuitos subterráneos de media tensión. Esta red subterránea será en régimen permanente, con corriente alterna trifásica, a 50 Hz de frecuencia y a la tensión nominal de 25 kV.

En el documento Anejos se detallan las características y cálculos justificativos de la red subterránea de MT y a modo de resumen, en la Tabla 10, se muestra la información relevante de cada tramo en dicho circuito.

Tabla 10: Red de media tensión de 25 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	Caída tensión %	Pérdida potencia %	Pérdida potencia kW
1	PS1-CE	3,80	89,55	1,13	1	150	245	0,20%	0,19%	7,18
TOTAL Circuito 1								0,20%	0,19%	7,18
2	PS3-PS2	3,80	89,55	0,50	1	240	345	0,06%	0,06%	1,92
	PS2-CE	7,60	179,10	2,00	1	400	415	0,30%	0,30%	19,25
TOTAL Circuito 2								0,35%	0,28%	21,16
TOTAL PFV		11,40							0,25%	28,34

Se puede ver que tanto las pérdidas de potencia como la máxima caída de tensión son inferiores a los límites establecidos.

#### Cable aislado de potencia

Los conductores a utilizar serán cables unipolares tipo RHZ1 18/30 kV de Aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Estarán debidamente apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instale o la producida por corrientes vagabundas, y tendrá suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que pueda ser sometido durante el tendido.

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

Se dispondrán directamente enterrados en terreno, formando una terna. El número de ternas, sección y longitud de los conductores varía según el tramo.

Las características principales de los cables serán:

- *Tipo de cable:*.....RHZ1
- *Tensión:* ..... 18/30 kV
- *Conductor:*..... Aluminio
- *Aislamiento:*.....Polietileno Reticulado (XLPE)
- *Pantalla:* ..... Corona de hilos de Cu

### Terminaciones

Las terminaciones se instalarán en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Las terminaciones limitarán la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Del mismo modo, las terminaciones admitirán las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

### Empalmes

Los empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos igualmente para la tensión de servicio.

Estos empalmes podrán ser enfilables, retráctiles en frío o con relleno de resina y no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado.

### Protecciones

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc.), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el conjunto de la instalación de la que forme parte la línea subterránea en proyecto.

#### 7.5.2.3. Cruzamientos, proximidades y paralelismos en la red subterránea de evacuación

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de MT.

Cuando no se puedan respetar aquellas distancias, deberán añadirse las protecciones mecánicas especificadas en el propio reglamento.

A continuación se resumen, las condiciones a que deben responder los cruzamientos, proximidades y paralelismos de cables subterráneos.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Profundidad	Observaciones
Carreteras	Entubada y hormigonada	$\geq 0,6$ m de vial	Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular al eje del vial
Ferrocarriles	Entubada y hormigonada	$\geq 1,1$ m de la cara inferior de la traviesa	La canalización entubada se rebasará 1,5 m por cada extremo. Siempre que sea posible, el cruce se realizará perpendicular a la vía
Depósitos de carburante	Entubada (*)	$\geq 1,2$ m	La canalización rebasará al depósito en 2 m por cada extremo
Conducciones de alcantarillado	Enterrada ó entubada	-	Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado (**)

(\*): Los cables se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

(\*\*): En el caso de que no sea posible, el cable se pasará por debajo y se dispondrán separados mediante tubos, conductos o divisorias, constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Cruzamiento	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	$\geq 25$ cm	Siempre que sea posible, los conductores de AT discurrirán por debajo de los de BT. Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	$\geq 20$ cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1 m del punto de cruce (*)
Acometidas o Conexiones de servicio a un edificio	-	$\geq 30$ cm a ambos lados	La entrada de las conexiones de servicio a los edificios, tanto de BT como de MT, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta (*)

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Cruzamiento	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	$\geq 40$ cm	$\geq 25$ cm
		En baja y media presión $\leq 4$ bar	$\geq 40$ cm	$\geq 25$ cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	$\geq 40$ cm	$\geq 25$ cm
		En baja y media presión $\leq 4$ bar	$\geq 20$ cm	$\geq 10$ cm

(\*): La protección complementaria estará constituida preferentemente por materiales cerámicos y garantizará una cobertura mínima de 0,45 m a ambos lados del cruce y 0,30 m de anchura centrada con la instalación que se pretende proteger. En el caso de líneas subterráneas de alta tensión entubadas, se considerará como protección suplementaria el propio tubo.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD			
Proximidad o paralelismo	Instalación	Distancia	Observaciones
Cables eléctricos	Enterrada ó entubada	≥ 25 cm	Los conductores de AT podrán instalarse paralelamente a conductores de BT o AT (*)
Cables telecomunicaciones	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	(*)
Canalizaciones de agua	Enterrada ó entubada	≥ 20 cm	Los empalmes de ambas instalaciones distarán al menos 1m del punto de cruce (*)

(\*): En el caso de que no sea posible cumplir con esta condición, será necesario separar ambos servicios mediante colocación bajo tubos de la nueva instalación, conductos o colocación de divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD				
Proximidad o paralelismo	Instalación	Presión de la instalación	Distancia sin protección adicional	Distancia con protección adicional (*)
Canalizaciones y acometidas de gas	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 25 cm	≥ 15 cm
Acometida interior de gas (**)	Enterrada ó entubada	En alta presión > 4 bar	≥ 40 cm	≥ 25 cm
		En baja y media presión ≤ 4 bar	≥ 20 cm	≥ 10 cm

(\*): La protección complementaria estará constituidos preferentemente por materiales cerámicos o por tubos de adecuada resistencia.

(\*\*): Se entenderá por acometida interior de gas el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento existente entre la regulación y medida.

### 7.5.3. CABLES DE FIBRA ÓPTICA

En caso de ser necesario, las comunicaciones a implementar en la línea subterránea se basarán siempre en fibra óptica tendida conjuntamente con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

El cable de fibra óptica estará formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90° C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

#### 7.5.4. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre los elementos eléctricos que componen el PFV y electrodos enterrados en el suelo con objeto de garantizar la seguridad de personas y equipos en caso de faltas o descargas a tierra.

La red de tierras se realizará siguiendo un esquema TT. De esta forma, se conectarán todas las masas del parque entre sí y por otro lado se realizará un mallazo de tierra independiente para cada transformador de servicios auxiliares de los inversores.

Todo el sistema estará interconectado en paralelo, y unirá también mediante un latiguillo de tierras toda la estructura metálica de la planta.

Alrededor de los centros de transformación e inversión se instalará un mallazo de tierra al cual se conectará todas las puestas a tierra previstas de los equipos, de forma que se forme un anillo entre los centros de transformación e inversión y el centro de control del parque. Este anillo será interconectado con la red de tierras de la planta.

Además de este mallazo, se realizará otro mallazo independiente cercano a cada inversor para conectar el neutro de los transformadores de servicios auxiliares de los inversores.

La instalación de puesta a tierra estará constituida por una red de tierra mallada, reforzada por electrodos de puesta a tierra (en caso de ser necesario) para asegurar un valor de resistencia de puesta a tierra acorde a las indicaciones de los estándares de aplicación. A la malla se conectarán alternativamente las armaduras metálicas de pilares de hormigón, así como las estructuras metálicas.

Las características principales de los componentes de la red de tierras serán:

- Cable de cobre desnudo
  - Alrededor de las Power Station.....50 mm<sup>2</sup>
  - Resto de zonas .....35 / 50 mm<sup>2</sup>
- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm<sup>2</sup>:
  - En cada CSP
  - En las esquinas del mallazo de cada Power Station
  - A lo largo del vallado perimetral, ubicadas en los puntos donde se hallan los báculos del sistema CCTV
  - En las esquinas del mallazo de cada transformador de servicios auxiliares

Los conductores de tierra se tenderán en la misma zanja que los circuitos de fuerza del parque directamente enterrados, y grapados a los postes de los seguidores hasta su canalización por zanja.

## 7.6. OBRA CIVIL

La instalación del PFV requiere una serie de actuaciones sobre el terreno para poder implantar todas las instalaciones necesarias para su construcción. Estas actuaciones comienzan con el desbroce y limpieza del terreno, y el movimiento de tierras necesario incluyendo accesos y viales interiores, así como las zanjas para el tendido de los diferentes circuitos de baja y media tensión.

Además se realizarán todas las catas del terreno necesarias para efectuar todos los trabajos objeto del presente documento.

### 7.6.1. DESBROCE, LIMPIEZA DEL TERRENO Y GESTIÓN DE LA TIERRA VEGETAL

Se trata de un terreno de tierra labrada sin vegetación, por lo tanto el desbroce se considerará casi nulo.

El desbroce y limpieza del terreno de la zona afectada se realizará mediante medios mecánicos. Comprenderá los trabajos necesarios para la retirada de maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente en la zona proyectada.

En el trazado de caminos y zanjas se retirará la capa de tierra vegetal hasta una profundidad media de 30 cm.

La tierra vegetal no se llevará a vertedero. En el caso de la zanja, se acopiará en un cordón lateral de no más de 1 metro de altura junto a la excavación de la misma para

su posterior extendido sobre ella, minimizando así el posible impacto visual que se podría generar. En el caso de caminos, se acopiará la tierra vegetal retirada para su posterior extendido en parcelas adyacentes.

### 7.6.2. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Dadas las características de la orografía del terreno, solo va a ser necesario realizar movimientos de tierra en algunas zonas de la explanada dónde se ubican los seguidores con el objeto de adecuar el terreno a la pendiente asumible por los mismos.

Otros movimientos de tierra a realizar en la construcción del parque son los asociados a la formación de la explanada donde se ubica el centro de transformación, al trazado de los caminos interiores y de acceso al parque, así como a la ejecución de las zanjas para el alojamiento de los cables de baja y media tensión.

El trazado en planta y alzado de los caminos se ha ajustado a la orografía del terreno con el fin de minimizar el movimiento de tierras y siempre atendiendo al criterio de menor afección al medio.

Para poder calcular el volumen de las tierras se ha descargado del Centro Nacional de Información Geográfica un modelo digital del terreno obtenido por interpolación a partir de la clase terreno de vuelos Lidar del Plan Nacional de Ortofotografía aérea PNOA obtenidas por estereocorrelación automática de vuelo fotogramétrico PNOA con resolución de 25 a 50 cm/pixel.

Se ha intentado compensar el volumen de desmonte y terraplenado para aprovechar al máximo las tierras, de forma que el transporte de tierras a vertedero se vea reducido al mínimo posible.

El cálculo de la cubicación se ha realizado con el programa MDT, obteniendo el siguiente resultado:

Tabla 11: Volumen de tierras y firmes de los ramales del PFV

EJE	Longitud (m)	Vol. Tierras			Vol. Firmes	
		Desmonte (m³)	Terraplen (m³)	T.Vegetal (m³)	Subbase (m³)	Base (m³)
ACCESO	1.527,36	1.832,84	1.221,90	1.527,37	1.221,90	610,95
CAMINOS INTERIORES	4.464,06	1.643,36	967,11	9.433,53	0,00	0,00
EXPLANADAS PS y CE	-	43,81	29,21	43,81	-	-
EXPLANADA PFV	-	1.647,47	2.921,94	3.466,20	-	-
<b>SUMA TOTAL</b>	<b>5.991,42</b>	<b>5.167,48</b>	<b>5.140,15</b>	<b>14.470,91</b>	<b>1.221,90</b>	<b>610,95</b>

- Volumen de desmonte = 5.167,48 m<sup>3</sup>
- Volumen de terraplén = 5.140,15 m<sup>3</sup>

De lo anterior se obtiene un balance de tierras de 27,33 m<sup>3</sup>, en este caso de tierras sobrantes. La gestión de las tierras consiste en reutilizarlas en la medida de lo posible en la propia obra, siendo el resto retirado prioritariamente a plantas de fabricación de áridos para su reciclaje o, si esto no es posible, a vertederos autorizados.

El movimiento de tierras calculado se ha realizado en base a cartografía básica, tal y como se ha indicado anteriormente, por lo que podrá sufrir variaciones con el estudio topográfico de detalle que se llevará a cabo antes de la ejecución del parque.

### 7.6.3. VIALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

La red de viales del parque fotovoltaico está constituida por el vial de acceso al parque y los caminos interiores para el montaje y mantenimiento de los diferentes componentes.

En el diseño de la red de viales, se procede a la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de los vehículos especiales, y en aquellos puntos donde no existan caminos se prevé la construcción de nuevos caminos.

Como características más importantes de los viales del parque hay que señalar el hecho de que se cumple con las especificaciones mínimas necesarias con un aprovechamiento máximo de los viales existentes, por lo que la afección resultante es la menor posible.

#### 7.6.3.1. Vial de acceso

El proyecto contempla la adecuación de los caminos existentes en los tramos en los que no tengan los requisitos mínimos necesarios para la circulación de vehículos de montaje y mantenimiento de los componentes fotovoltaicos.

Los caminos tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 5 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 20 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 10 m.

- Talud de desmante 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).
- Espesor de excavación de tierra vegetal de 30 cm.

#### 7.6.3.2. Viales interiores

Los viales interiores del parque fotovoltaico partirán desde los puntos de acceso al recinto. Se construirán caminos principales que llegarán a los Centros de Transformación así como viales perimetrales que se conectarán con los caminos principales.

Tendrán las siguientes características:

- Anchura del vial: 4 m
- Sección de firme formada por dos capas: 10 cm de espesor de base y 20 cm de espesor de sub-base de zahorra, compactada al 98 % P.M.
- Pendiente longitudinal máxima del 8 %.
- Radio mínimo de curvatura en el eje de 10 m.
- Talud de desmante 1/1.
- Talud de terraplén 3/2.
- Talud de firme 3/2.
- Cunetas de 80 cm de anchura y 40 cm de profundidad (para la evacuación de las aguas de escorrentía).

#### 7.6.3.3. Drenaje

Para la evacuación de las aguas de escorrentía se dispone de dos tipos de drenaje: drenaje longitudinal y drenaje transversal.

Para el tipo de drenaje longitudinal, se han previsto cunetas laterales de tipo "V" a ambos márgenes de los viales con la sección y dimensiones adecuadas.

El tipo de drenaje transversal se utilizará en los puntos bajos de los viales interiores en los que se puedan producir acumulaciones de agua, instalando en esos puntos obras de fábrica y/o vados hormigonados que faciliten la evacuación del agua.

#### 7.6.4. HINCADO DE LOS SEGUIDORES SOLARES

El método principal de instalación de seguidores fotovoltaicos en este parque es el hincado, ya que es el más apropiado debido a las características geológicas del terreno. Esta tecnología permite minimizar la afección sobre el terreno ya que no requiere cimentaciones.

Este sistema permite fijar cada pilote al terreno ajustando la profundidad del hincado mediante la utilización de una máquina hidráulica. Para ello, se fija el pilote a la parte superior de la máquina y mediante un control electrónico, se regula la velocidad, orientación y fuerza de hincado. Este proceso resulta ágil y económico.

Durante la fase de construcción del parque se llevará a cabo un estudio geotécnico del terreno, así como el test de hincado. Si en alguna de las zonas, el terreno no fuese apropiado para este método, se estudiará otro tipo de anclaje de la estructura, como podría ser mediante tornillo o zapata de hormigón.

#### 7.6.5. CIMENTACIÓN DE LAS POWER STATIONS

Las Power Station (estaciones que incluyen inversor y centro de transformación) se ubicarán sobre plataforma de hormigón cubierta de cama de arena y con un acerado perimetral que evite la entrada de humedad, tanto si es un contenedor metálico o un prefabricado de hormigón.

La cimentación se realizará con base de zapatas de hormigón y muros de ladrillo de fábrica para el apoyo del contenedor y elevarlo sobre el nivel del terreno para facilitar la ventilación y el acceso al montaje y mantenimiento del cableado.

#### 7.6.6. ZANJAS PARA EL CABLEADO

Las zanjas tendrán por objeto alojar las líneas subterráneas de baja y media tensión, el conductor de puesta a tierra, el cableado de vigilancia y la red de comunicaciones.

El trazado de las zanjas se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones principales se dispondrán junto a los caminos de servicio, tratando de minimizar el número de cruces así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

En el parque nos encontraremos con dos tipos de zanjas:

- Zanja en tierra
- Zanja para cruces

Para ver las diferentes zanjas tipo consultar el documento Planos.

#### 7.6.6.1. Zanja en tierra

La zanja en tierra se caracteriza porque los cables se disponen enterrados directamente en el terreno, sobre un lecho de arena lavada de río. Las dimensiones de la zanja atenderán al número de cables a instalar.

Los cables se tienden sobre una capa base de unos 10 cm de espesor, y encima de ellos irá otra capa de arena hasta completar un mínimo de 30 cm. Sobre ésta se coloca transversalmente una protección mecánica (ladrillos, rasillas, cerámicas de PPC, etc.).

Posteriormente se rellenará la zanja con una capa de espesor variable de material seleccionado y se terminará de rellenar con tierras procedentes de la excavación, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

#### 7.6.6.2. Zanjas para cruces

Las canalizaciones en cruces serán entubadas y estarán constituidas por tubos de material sintético y amagnético, hormigonados, de suficiente resistencia mecánica y debidamente enterrados en la zanja.

El diámetro interior de los tubos para el tendido de los cables será de 160 ó 200 mm en función de la sección de conductor, debiendo permitir la sustitución del cable averiado.

Estas canalizaciones deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

Las zanjas se excavarán según las dimensiones indicadas en planos, atendiendo al número de cables a instalar. Sus paredes serán verticales, proveyéndose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga necesario. Los cables entubados irán protegidos por una capa de hormigón de HM-20 de espesor variable en función de los conductores tendidos.

El resto de la zanja se rellenara con tierras procedentes de la excavación, con el mismo material que existía en ella antes de su apertura, colocando a 25-35 cm de la superficie la cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos.

En los casos de cruces de cauces subterráneos mediante tuberías, la generatriz superior de ésta deberá quedar al menos 1,5 m por debajo del lecho del cauce en barrancos y cauces de pequeña entidad.

#### 7.6.7. ARQUETAS

Las arquetas serán prefabricadas o de ladrillo sin fondo para favorecer la filtración de agua. En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

En todos los casos, deberá estudiarse por el proyectista el número de arquetas y su distribución, en base a las características del cable y, sobre todo, al trazado, cruces, obstáculos, cambios de dirección, etc., que serán realmente los que determinarán las necesidades para hacer posible el adecuado tendido del cable.

#### 7.6.8. HITOS DE SEÑALIZACIÓN

Para identificar el trazado de la red subterránea de media tensión fuera del parque fotovoltaico se colocarán hitos de señalización de hormigón prefabricados cada 50 m y en los cambios de dirección.

En estos hitos de señalización se indicará en la parte superior una referencia que advierta de la existencia de cables eléctricos.

#### 7.7. INSTALACIONES AUXILIARES

Se construirán instalaciones auxiliares para mantener la seguridad y el correcto funcionamiento del parque. Durante la fase de construcción se habilitará una zona de acopio que permita el desarrollo de la obra. El resto de instalaciones descritas a continuación serán de carácter permanente.

### 7.7.1. ZONA DE ACOPIO Y MAQUINARIA

Para facilitar las labores de construcción del PFV se dispondrán de varias zonas de acopio para depositar el material y maquinaria necesarios. Ver Documento Planos.

### 7.7.2. VALLADO PERIMETRAL

Para disminuir el efecto barrera debido a la instalación de la planta fotovoltaica, y para permitir el paso de fauna, el vallado perimetral de la planta se ejecutará dejando un espacio libre desde el suelo de 15 cm y con malla cinegética. El vallado perimetral tendrá una altura de 2 m y carecerá de elementos cortantes o punzantes como alambres de espino o similar. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones. Las puertas de acceso a la planta solar serán de dos hojas. El documento Planos recoge los detalles constructivos de vallado y puerta.

### 7.7.3. SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Para la protección del perímetro se utilizara un sistema de vídeo vigilancia con cámaras térmicas motorizadas. Las cámaras se distribuirán por todo el perímetro de la instalación alimentándose mediante un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI), los cables para esta alimentación se llevarán enterrados en zanjas que discurren por todo el perímetro del vallado.

El sistema analiza las imágenes de las cámaras detectando los objetos móviles e identifica personas o el tipo de objetos indicados. El sistema descarta objetos como bolsas, sombras, reflejos, pequeños animales, etc... Cuando una persona accede al área que se ha señalado como protegida, un vídeo con la alarma es enviado a la central de monitorización, que chequea la alarma en cuestión. No es imprescindible que el centro de control se sitúe dentro del parque fotovoltaico, ya que el sistema de vigilancia es accesible desde cualquier lugar vía internet.

### 7.7.4. EDIFICIO DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

El edificio de control y mantenimiento del PFV se encuentra junto a una de las puertas de acceso del PFV. El edificio integrará el control operativo y de seguridad del parque fotovoltaico e incluirá un área de almacenamiento donde se conservarán algunos repuestos y herramientas para el mantenimiento de la instalación. El edificio incluirá todas las instalaciones auxiliares necesarias para su correcto uso.

### 7.7.5. PUNTO LIMPIO

El PFV contará con un Punto Limpio instalado en módulo de residuos tipo ARC RES 1A, que quedará ubicado próximo a una de las entradas y junto al camino principal.

### 7.7.6. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Para el correcto funcionamiento del PFV es necesario conocer las condiciones ambientales en tiempo real. Para ello, se propone la inclusión de varias estaciones meteorológicas. Las estaciones meteorológicas deberán medir las siguientes variables: irradiación, precipitaciones, temperatura, velocidad y dirección del viento.

## 8. INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

### 8.1. CENTRO DE ENTREGA FRAGA 2

El presente proyecto contempla la construcción de un Centro de Entrega (CE) que recoja la energía generada en el PFV, la cuantifique y la evacue a través de la línea de 25 kV.

El CE es una caseta prefabricada que incluye toda la aparamenta necesaria, se ubica en el exterior del recinto vallado siendo accesible y encontrándose debidamente señalizado. Se facilitará el acceso libre, directo y permanente a dicho CE a E-DISTRIBUCIÓN, como empresa propietaria de la distribución de energía de la zona.

#### 8.1.1. EMPLAZAMIENTO

El Centro de Entrega estará situado en el término municipal de Fraga, Huesca, en la parcela 53-12, fuera del vallado del PFV y cercano al camino existente.

Tabla 12. Coordenadas UTM ETRS 89 31N del Centro de Entrega FRAGA 2

Coordenadas UTM ETRS 89 31N	
X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
272.725	4.597.928
272.731	4.597.928
272.731	4.597.925
272.725	4.597.925

#### 8.1.2. CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE ENTREGA

El Centro de Entrega objeto de este proyecto consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos.

El Centro de Entrega albergará la siguiente equipación:

- 3 Celdas de línea con interruptor-seccionador (2 de entrada y 1 de salida).
- 1 Celda de medida y cuadro de medida.
- 1 Celda de protección con interruptor automático y protecciones.

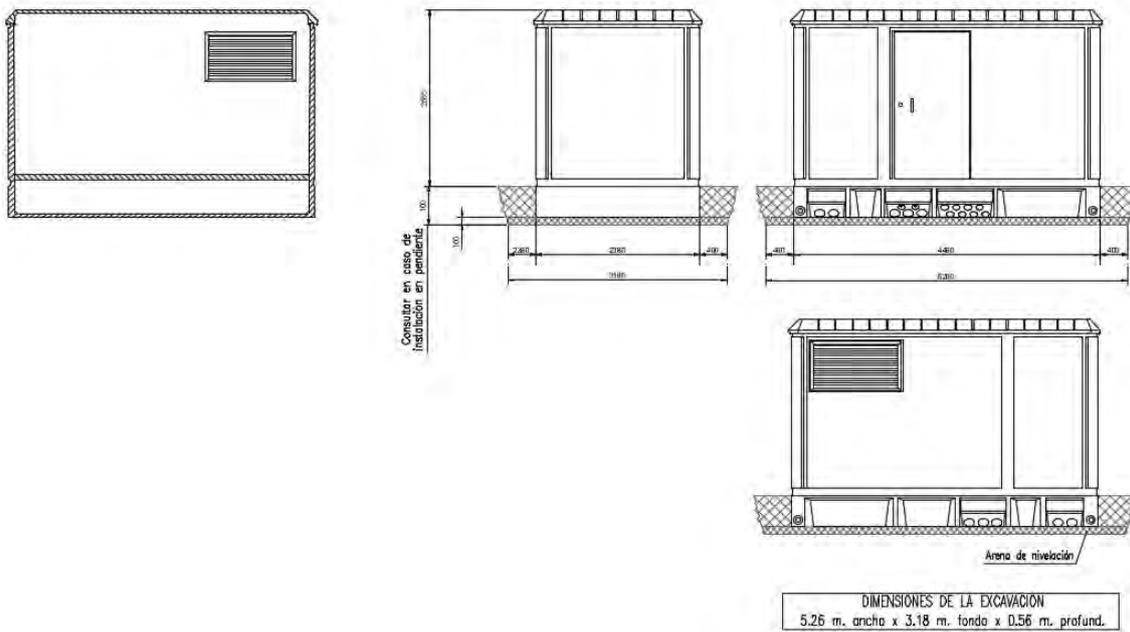


Ilustración 12. Centro de Entrega PFV

### 8.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA CIVIL

El Centro de Entrega, consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, y demás equipos.

Se construirá una solera de hormigón capaz de soportar los esfuerzos verticales previstos con las siguientes características:

- Estará construida en hormigón armado de 15 cm de grosor con varillas de 4 mm y cuadro 20 x 20 cm.
- Tendrá unas dimensiones tales que abarquen la totalidad de la superficie del Centro de Medida, sobresaliendo 25 cm por cada lado.
- Incorporará la instalación de tubos de paso para las puestas a tierra.
- Sobre la solera, y para que el edificio se asiente correctamente, se dispondrá una capa de arena de 10 cm de grosor.

### 8.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE MEDIA TENSIÓN

#### 8.1.4.1. CELDAS

Las celdas forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para MT, con aislamiento y corte en gas SF<sub>6</sub>, cuyos embarrados se conectan consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.).

Las partes que componen estas celdas son:

### Base y frente

La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa y su galvanizado garantizan la indeformabilidad y resistencia a la corrosión de esta base. La altura y diseño de esta base permite el paso de cables entre celdas sin necesidad de foso (para la altura de 1.740 mm), y facilita la conexión de los cables frontales de acometida.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda, los accesos a los accionamientos del mando y el sistema de alarma sonora de puesta a tierra. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

Lleva además un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

### Cuba

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles, y el gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,15 bar (salvo para celdas especiales). El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante más de 30 años, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de entrega.

En su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor-seccionador, puesta a tierra, tubos portafusible).

## Interruptor/Seccionador/Seccionador de puesta a tierra

El interruptor disponible tiene tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.

La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

## Mando

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual.

## Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

## Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas son que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

### 8.1.4.2. CELDAS DE DISTRIBUCIÓN

Las características generales de las celdas serán las siguientes:

- Tensión nominal 25 kV
- Tensión asignada 36 kV
- Nivel de aislamiento
  - o Frecuencia industrial (1 min) 70 kV
  - o Impulso tipo rayo 70 kV

### Celda de línea

Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. Asimismo, dispondrá de pasatapas y de detectores de tensión que sirvan para comprobar la correspondencia entre fases y la presencia de tensión.

La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

### Celda de medida

Estará provista de transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los apartados de medida, control y contadores de medida de energía.

### Celda de interruptor automático de protección

Estará provista de un interruptor automático de corte en vacío y un seccionador de tres posiciones en serie con él. La celda estará dotada con las siguientes protecciones:

- Relé de mínima tensión instantánea entre fases (27)
- Relé de máxima tensión (59)
- Relé de máxima y mínima frecuencia (81)
- Relé de máxima intensidad en fases, neutro, en el caso de red con neutro aislado la protección debe ser direccional. (50/51, 50N/51N, 67N)

## 8.2. LÍNEA DE EVACUACIÓN CENTRO DE ENTREGA FRAGA 2 – SET FRAGA 25 kV

Desde el Centro de Entrega del PFV FRAGA 2 se evacúa la energía generada en el PFV Fraga 2 mediante una Línea Subterránea de Media Tensión (LSMT) de 25 kV hasta la SET FRAGA de E-DISTRIBUCIÓN. Esta LSMT comparte zanja y trazado con la LSMT del PFV Fraga, instalación ubicada en las cercanías.

La instalación proyectada se trata de una línea de tercera categoría, en la que el suministro se realizará bajo tensión alterna trifásica de 25 kV de tensión nominal a una frecuencia de 50 Hz.

La longitud aproximada desde el Centro de Entrega hasta la SET FRAGA es de 5.330 metros, ocupando caminos públicos existentes y lindes de parcelas.

Los conductores a utilizar serán de aluminio del tipo Al RH5Z1 18 / 30 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo, entubados en el terreno.

Tabla 13. Cálculos de media tensión de CE a SET

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	Caída tensión %	Pérdida potencia %	kW
LSMT PFV FRAGA 2	CE-SET	11,60	273,4	5,58	1	400	344,5	1,26%	1,08%	124,98

Se puede ver que tanto las pérdidas de potencia como la máxima caída de tensión son inferiores a los límites establecidos.

### 8.2.1. CABLE AISLADO DE POTENCIA

Los cables a utilizar en la red subterránea de media tensión serán cables subterráneos unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductor sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Se ajustarán a lo indicado en las normas UNE-HD 620-10E, UNE 211620 y en la ITC-LAT 06 del RLAT.

El circuito de la línea subterránea de media tensión se compondrá de dos ternas de tres conductores unipolares y de las características que se indican en la siguiente tabla:

Características	Valores
Nivel de aislamiento	18/30 (kV)
Naturaleza del conductor	Aluminio
Sección del conductor	400 mm <sup>2</sup>

### 8.2.2. 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 o enfilables 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-HD629-1 y UNE-EN 61442.

### 8.2.3. 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.

En aquellos casos en los que requiera el uso de otro tipo de empalmes (cables de distintas tecnologías, etc.) será necesario el acuerdo previo con la compañía distribuidora.

### 8.2.4. PARARRAYOS

Los pararrayos se ajustarán a la norma UNE-EN 60099.

### 8.2.5. PUESTAS A TIERRA

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

### 8.2.6. CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA

Las zanjas tendrán por objeto alojar la línea subterránea de media tensión, el conductor de puesta a tierra y la red de comunicaciones.

El trazado de la zanja se ha diseñado tratando que sea lo más rectilíneo posible y respetando los radios de curvatura mínimos de cada uno de los cables utilizados.

Las canalizaciones principales se dispondrán junto a los caminos de servicio, tratando de minimizar el número de cruces, así como la afección al medio ambiente y a los propietarios de las fincas por las que trascurren.

Las zanjas tipo han quedado descritas en el apartado 7.6.6 del presente documento.

### 8.2.7. CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN

Los cables subterráneos deberán cumplir los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del RLAT, las correspondientes Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora aprobadas por la Administración y las condiciones que pudieran imponer otros órganos competentes de la Administración o empresas de servicios, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de MT.

## 9. RELACIÓN DE ORGANISMOS AFECTADOS

Las administraciones o empresas cuyas propiedades se ven afectadas por las instalaciones del parque fotovoltaico son:

- Ayuntamiento de Fraga
- Confederación Hidrográfica del Ebro: Barrancos: afección con la LSMT
- DGA:
  - o Vertebración del territorio, movilidad y vivienda (sendero GR 261): afección con la LSMT.
  - o Departamento de Desarrollo Rural: Subdirección de Agricultura y Ganadería del Servicio Provincial de Huesca: ubicación PFV.
- INAGA:
  - o Cordel de los Arcos: cruzamiento con vial existente utilizado como acceso
  - o Monte de Utilidad Pública HU0429: Partidas Alta, Baja y de en Medio: afección con la LSMT
  - o Monte de Utilidad Pública HU3138: San Simón: afección con la LSMT
- Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana: cruzamiento Carretera Nacional A-2 con la LSMT
- Comunidad de regantes del regadío social de Les Puentes: ubicación PFV.

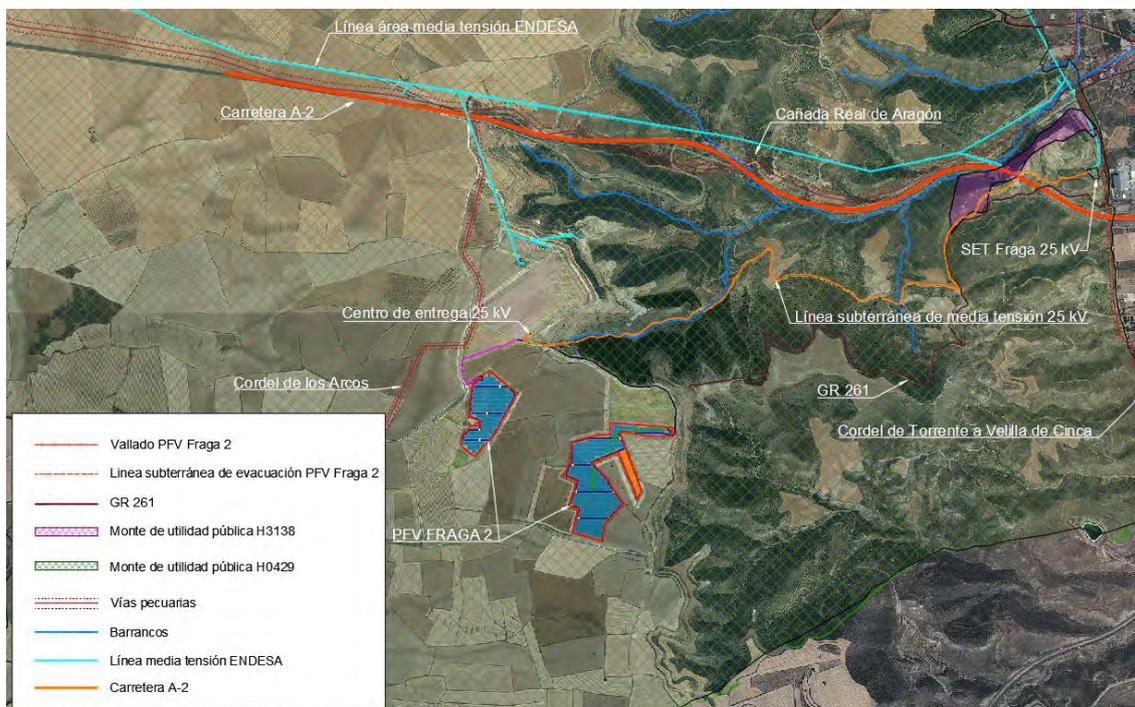


Ilustración 13: Afecciones del PFV sobre distintos organismos

No se conoce ninguna otra posible afección sobre bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones Públicas, Organismos, Corporaciones, o Departamentos del Gobierno de Aragón, que no sean las anteriormente señaladas.

## 10. FASES DEL PROYECTO

### 10.1. ESTUDIO DEL PROYECTO

El desarrollo de un proyecto de energías renovables comienza con el estudio y el análisis de su viabilidad técnica y financiera.

Una vez se haya identificado una oportunidad de desarrollo, se estudiará su ubicación y se analizará la disponibilidad de recursos naturales de la zona. En el caso que estos valores sean atractivos, comienza el proceso de la obtención de los permisos necesarios para la construcción de un proyecto de energías renovables.

### 10.2. CONSTRUCCIÓN

El trabajo de construcción comprende toda la obra civil para acondicionar el terreno y hacer las canalizaciones, obra civil de la interconexión de la planta con las redes eléctricas de distribución o transporte, llevar a cabo el resto de la obra civil necesaria, y la recepción y montaje de todos los equipos. Una vez se finalizan todos estos trabajos, se certifica que la planta ha sido ejecutada conforme a lo previsto. En caso contrario, se deben justificar y documentar las modificaciones.

### 10.3. FUNCIONAMIENTO

Una vez construido el parque, las operaciones necesarias para su funcionamiento son mínimas puesto que los módulos fotovoltaicos e inversores están monitorizados y automatizados para su óptimo funcionamiento.

Se realizará mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de los elementos que forman el parque, teniendo en cuenta que los módulos fotovoltaicos no requieren prácticamente de mantenimiento más allá de la limpieza, que se realizará anualmente con agua a presión. Esta limpieza la realizará la empresa que realice el mantenimiento. Se dispondrá de un centro de control para la monitorización y control, así como para la videovigilancia y seguridad de la planta fotovoltaica.

### 10.4. DESMANTELAMIENTO

Una vez finalizada la vida útil del parque fotovoltaico, que se estima en 25 – 30 años, se procederá al desmantelamiento de todas las instalaciones e infraestructuras creadas, realizando un proyecto de desmantelamiento y restauración de las zonas afectadas, con el objetivo de devolver al terreno las condiciones anteriores a la ejecución de las obras de instalación del parque fotovoltaico. El tratamiento de los

materiales excedentarios se realizará conforme a la legislación vigente en materia de residuos.

Para ejecutar el desmantelamiento del parque fotovoltaico, se ha de ejecutar las siguientes obras:

1. Desconexión eléctrica
2. Desmontaje y retirada de los módulos fotovoltaicos.
3. Desmontaje y retirada de los seguidores.
4. Retirada de circuitos eléctricos
5. Desmontaje de inversores y centros de transformación
6. Desinstalación de los sistemas de seguridad, comunicaciones y vigilancia.
7. Demolición de las cimentaciones de los apoyos y subestación.
8. Retirada del vallado perimetral.
9. Restauración final, vegetal y paisajística.

## 11. PLANIFICACIÓN

Descripción	MES 1		MES 2		MES 3		MES 4		MES 5		MES 6	
	SEMANA 1-2	SEMANA 3-4	SEMANA 5-6	SEMANA 7-8	SEMANA 9-10	SEMANA 11-12	SEMANA 13-14	SEMANA 15-16	SEMANA 17-18	SEMANA 19-20	SEMANA 21-22	SEMANA 23-24
<b>INICIO DE OBRAS</b>												
<b>OBRA CIVIL</b>												
Repintados												
Caminos												
Hincado de placas												
Apertura zanjas												
Acondicionamiento zanjas												
Cierre de zanjas												
Restauración												
<b>OBRA ELÉCTRICA</b>												
Acopio												
Tendido												
Conexonado												
<b>MONTAJE PARQUE</b>												
Montaje												
Conexonado eléctrico												
Acabado final												
<b>SUBESTACIÓN / CENTRO DE ENTREGA</b>												
Obra civil												
Acopio de materiales												
Montaje eléctrico mecánico												
Puesta en marcha												
<b>LINEA DE EVACUACIÓN</b>												
Obra civil												
Tendido de conductores												
Conexonado												
Puesta en marcha												
<b>TENSIÓN DISPONIBLE</b>												
<b>PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS</b>												
Puesta en marcha												
Fase de pruebas												
<b>FUNCIONAMIENTO COMERCIAL DEL PARQUE</b>												

## 12. CONCLUSIÓN

Con el presente proyecto, se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes instalaciones del Parque Fotovoltaico Fraga 2 y su infraestructura de evacuación, sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.



Zaragoza, abril 2021  
Fdo. Pedro Machín Iturria  
Ingeniero Industrial  
Colegiado Nº 2.474  
COIAR



---

# PROYECTO

## PARQUE FOTOVOLTAICO FRAGA 2

### Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

DOCUMENTO 2: ANEJOS

Término Municipal de Fraga (Huesca)

---



*En Zaragoza, abril 2021*

## ÍNDICE ANEJOS

- ANEJO 1: Coordenadas de los límites del parque fotovoltaico
- ANEJO 2: Relación de bienes y derechos afectados
- ANEJO 3: Cálculos de producción de energía
- ANEJO 4: Cálculos eléctricos PFV
- ANEJO 5: Cálculo de sombras
- ANEJO 6: Gestión de residuos
- ANEJO 7: Hojas de características



# **ANEJO 1**

## **Coordenadas de los límites del parque fotovoltaico**



PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación  
Anejo 1



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº.Colegiado: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA  
VISADO Nº : VD01650-21A  
DE FECHA : 21/5/21  
**E-VISADO**

## ÍNDICE

POLIGONAL PFV .....	2
VALLADOS PFV .....	3
CENTRO DE ENTREGA .....	4
LINEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN 25 kV .....	4

## POLIGONAL PFV

Coordenadas UTM ETRS 89 31N		
Vértices poligonal PFV Fraga 2		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	272.336	4.597.595
2	272.455	4.597.687
3	273.261	4.597.330
4	273.708	4.597.298
5	273.699	4.597.223
6	273.456	4.596.788
7	273.217	4.596.505
8	273.007	4.596.571
9	272.982	4.596.750
10	272.935	4.596.965
11	273.003	4.597.195
12	272.647	4.597.523
13	272.492	4.597.223
14	272.353	4.597.081
15	272.249	4.597.166

## VALLADOS PFV

Coordenadas UTM ETRS 89 31N	
Vallado PFV Fraga 2 oeste	
X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
272.494	4.597.256
272.448	4.597.191
272.414	4.597.164
272.379	4.597.120
272.353	4.597.092
272.261	4.597.167
272.274	4.597.248
272.288	4.597.259
272.308	4.597.263
272.322	4.597.300
272.389	4.597.300
272.389	4.597.333
272.361	4.597.349
272.340	4.597.358
272.310	4.597.358
272.319	4.597.385
272.330	4.597.513
272.337	4.597.556
272.345	4.597.582
272.364	4.597.608
272.454	4.597.677
272.637	4.597.521
272.534	4.597.329
272.517	4.597.293

Coordenadas UTM ETRS 89 31N	
Vallado PFV Fraga 2 este	
X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
273.338	4.597.260
273.339	4.597.242
273.482	4.596.859
273.455	4.596.805
273.323	4.597.125
273.146	4.597.050
273.261	4.596.928
273.262	4.596.913
273.307	4.596.844
273.359	4.596.774
273.234	4.596.635
273.211	4.596.515
273.017	4.596.576
273.058	4.596.737
272.992	4.596.755
273.048	4.596.925
272.947	4.596.968
272.990	4.597.020
273.000	4.597.041
273.006	4.597.149
273.011	4.597.191
273.015	4.597.194
273.186	4.597.238
273.257	4.597.242
273.270	4.597.246
273.273	4.597.264
273.268	4.597.321
273.695	4.597.290
273.692	4.597.229
273.518	4.597.231
273.360	4.597.259
273.338	4.597.260

## CENTRO DE ENTREGA

Coordenadas UTM ETRS 89 31N Centro de Entrega Fraga 2	
X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
272.725	4.597.928
272.731	4.597.928
272.731	4.597.925
272.725	4.597.925

## LINEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN 25 kV

Coordenadas UTM ETRS 89 31N LSMT 25 kV		
Vértice	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	272.719	4.597.922
2	273.349	4.597.912
3	273.902	4.598.078
4	274.344	4.598.508
5	274.947	4.598.157
6	275.188	4.598.189
7	275.622	4.598.221
8	275.711	4.598.741
9	276.037	4.599.085
10	276.493	4.599.030



## **ANEJO 2**

### **Relación de bienes y derechos afectados**

TM	Polígono	Parcela	Referencia Catastral	Sup. CE	Sup. PFV	Sup. vial	Línea subterránea de MT			
				(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	Long.	Sup. ocupac.	Serv. paso	Ocup. temp.
				(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m)	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )	(m <sup>2</sup> )
FRAGA	53	1	22155A05300001	-	-	-	-	17,41	822,19	795,61
	53	4	22155A05300004	-	-	-	-	2,29	65,87	31,96
	53	12	22155A05300012	18,00	-	-	145,05	87,03	379,16	207,21
	53	35	22155A05300035	-	-	-	175,23	105,12	493,86	190,66
	53	9001	22155A05309001	-	-	400,93	1.142,68	554,57	1.561,26	170,23
	54	3	22155A05400003	-	-	-	198,06	118,84	569,14	175,66
	54	18	22155A05400018	-	-	-	209,28	125,57	644,55	412,47
	54	24	22155A05400024	-	-	-	58,97	35,38	176,90	86,48
	54	32	22155A05400032	-	-	-	6,20	3,72	18,59	8,58
	54	44	22155A05400044	-	-	73,30	-	0,03	53,86	201,93
	54	45	22155A05400045	-	-	-	399,53	240,89	1.622,57	1.053,86
	54	46	22155A05400046	-	-	-	2.285,64	1.371,38	6.941,56	3.212,92
	54	211	22155A05400211	-	-	-	94,90	56,94	284,69	121,94
	54	212	22155A05400212	-	-	-	327,84	196,70	983,52	467,75
	54	9002	22155A05409002	-	-	2.938,78	755,77	-	248,84	719,30
	54	9005	22155A05409005	-	-	-	388,54	233,12	1.090,00	553,27
	55	5	22155A05500005	-	-	-	389,28	233,61	1.169,30	546,47
	55	33	22155A05500033	-	83.071,00	28,93	7,63	4,66	25,96	14,36
	55	34	22155A05500034	-	28.801,60	-	-	-	-	-
	55	52	22155A05500052	-	85.034,40	-	-	-	-	-
	55	65	22155A05500065	-	57.259,40	-	-	-	-	-
	55	77	22155A05500077	-	-	798,87	197,92	-	38,47	265,17
	55	78	22155A05500078	-	-	1.031,44	218,00	-	90,18	309,45
	55	81	22155A05500081	-	52.334,40	-	-	-	-	-
	55	163	22155A05500163	-	27.353,70	51,84	8,08	4,82	24,10	11,29
	55	9001	22155A05509001	-	-	0,46	183,06	109,78	547,28	254,87
	55	9003	22155A05509003	-	-	408,10	66,37	0,01	0,33	0,11
	55	9006	22155A05509006	-	-	373,90	6,70	4,02	21,70	9,40



**PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación  
Anejo 2**



PFV: Parque Fotovoltaico

LSMT: Línea Subterránea de Evacuación

CE: Centro de Entrega

VIAL: Vial de acceso y/o modificación de camino catastral.



# ANEJO 3

## Cálculos de producción de energía



## ÍNDICE

1.	RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN .....	2
2.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA .....	2
2.1.	PÉRDIDAS .....	2
2.1.1.	Parámetros térmicos.....	2
2.1.2.	Pérdidas Óhmicas .....	3
2.1.3.	Calidad de módulos – LID – Desajustes .....	3
2.1.4.	Pérdidas por polvo y suciedad .....	4
2.1.5.	Resumen de pérdidas.....	5
2.2.	RESUMEN RESULTADOS.....	5
3.	ENERGÍA PRODUCIDA PFV (ESTUDIO PVSYST).....	6



## 1. RADIACIÓN SOLAR DE LA UBICACIÓN

Los datos de radiación solar de la ubicación donde se encuentra el parque fotovoltaico fueron obtenidos mediante la base de datos PFV GIS [1] se muestran en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1: Datos radiación solar PFV Fraga 2 (41,50°N, 0,27° E, 365 m s.n.m)

Mes	$H_h$	D/G	$T_{24h}$
Enero	1970	0.46	5.2
Febrero	3160	0.36	5.5
Marzo	4830	0.37	9.9
Abril	5510	0.36	13.6
Mayo	6700	0.33	17.2
Junio	7390	0.30	21.8
Julio	7560	0.26	24.8
Agosto	6490	0.30	24.2
Septiembre	5070	0.33	20.2
Octubre	3600	0.40	15.6
Noviembre	2310	0.43	9.6
Diciembre	1680	0.48	5.4
Año	4700	0.34	14.4

GlobHor: Irradiación global horizontal

DiffHor: Irradiación difusa horizontal

T\_Amb: Temperatura ambiente

## 2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA

Mediante el software PVSyst y los datos de radiación solar en el emplazamiento del proyecto obtenidos de la base de datos PVGIS se ha calculado la producción del parque.

### 2.1. PÉRDIDAS

Para calcular el rendimiento de la instalación se tienen en cuenta las siguientes pérdidas:

#### 2.1.1. Parámetros térmicos

Cuando se da el valor de potencia nominal de un panel, este se refiere a las condiciones estándar de medida CEM, en las que la temperatura de la célula es 25°C. Pero la temperatura de operación de los módulos depende de los factores ambientales de irradiación, temperatura ambiente, el tipo de célula y encapsulado, velocidad del viento y de la refrigeración (aireación) de los módulos por la parte posterior. Las pérdidas por



temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25°C de las CEM, y del viento. El módulo presenta una potencia menor cuanto mayor es la temperatura de operación.

El comportamiento térmico de las cadenas de módulos se calcula mediante un balance térmico. Éste establece la temperatura de funcionamiento instantánea, que será utilizada por el modelado de módulos fotovoltaicos. El balance térmico involucra dos términos: el “factor de pérdida constante:  $U_c$ ” y el “Factor de pérdida del viento:  $U_v$ ”.

El factor de pérdidas térmicas será: " $U = U_c + U_v$ ".

### 2.1.2. Pérdidas Óhmicas

Tanto en la parte continua como en la parte de alterna de una instalación fotovoltaica se producen pérdidas energéticas originadas por el denominado efecto Joule que se produce siempre que circula corriente por un conductor de un material y sección determinados y son proporcionales al cuadrado de la intensidad.

Las pérdidas propias del transformador de media tensión son: pérdidas del hierro (debidas a la histéresis y a las corrientes de Foucault) y pérdidas óhmicas.

### 2.1.3. Calidad de módulos – LID – Desajustes

#### 2.1.3.1. Calidad de módulos

Es un valor que define el comportamiento del módulo comparado con las especificaciones del fabricante.

#### 2.1.3.2. LID

LID (Light Induced Degradation) es la pérdida de rendimiento de los módulos cristalinos asociada a las primeras horas de exposición al sol.

#### 2.1.3.3. Pérdidas por sombreado

En muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador fotovoltaico, esto conduce a unas determinadas pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.



#### 2.1.3.4. Pérdidas por desajuste (mismatch)

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. Resultando la potencia de un generador fotovoltaico menor a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que la componen, estas pérdidas se reducirán mediante una instalación ordenada en potencia (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de bypass.

#### 2.1.4. Pérdidas por polvo y suciedad

Tiene su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el módulo, y por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

### 2.1.5. Resumen de pérdidas

En la tabla siguiente se cuantifican todas las pérdidas anteriormente mencionadas.

Coeficientes de pérdidas	
<b>Parámetros térmicos</b>	
Factor de pérdida constante	29 W/m <sup>2</sup> k
Factor de pérdida del viento	0 W/m <sup>2</sup> k / m/s
<b>Pérdida óhmica</b>	
<u>Circuito CC</u>	
Fracción en pérdidas en STC	1,5 %
Caída de voltaje a través del diodo	0,7 %
<u>Pérdidas AC tras el inversor</u>	
Circuito CA: Fracción de pérdidas en STC	1,6 %
Transformador externo:	
Pérdidas fierro	0,10 %
Pérdidas resistivas/ inductivas	1 %
<b>Calidad módulos – LID - Desajuste</b>	
Pérdida eficiencia módulo	-0,8 %
LID	2 %
Pérdidas de desajuste de módulos	1 %
String voltaje mismatch	0,3 %
<b>Pérdidas por suciedad</b>	
Factor de pérdida anual	2 %

## 2.2. RESUMEN RESULTADOS

La energía total producida es de **25.879 MWh/año**. El Performance Ratio (P.R) del parque fotovoltaico es **84,50 %**. Éstos y otros datos relacionados con la producción del parque fotovoltaico se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2: Energía generada por el PFV

Energía generada PFV	
Estimación de la energía eléctrica producida anual	25.879 MWh/año
Producción específica	1.991 kWh/kWp/año
Performance ratio	84,50 %



### 3. ENERGÍA PRODUCIDA PFV (ESTUDIO PVSYST)



Versión 7.1.8

## PVsynt - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 13.00 MWp

FRAGA 2 - Spain

**Autor(a)**

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)  
Calle Argualas 40, 1ª Derecha  
Zaragoza / 50012  
España



Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

PVsyst V7.1.8

VC8, Fecha de simulación:  
08/04/21 12:45  
con v7.1.8

Resumen del proyecto

<b>Sitio geográfico</b> FRAGA 2 España	<b>Situación</b> Latitud 41.50 °N Longitud 0.27 °E Altitud 365 m Zona horaria UTC	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> FRAGA 2 PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011 - Sintético		

Resumen del sistema

<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año n° 1	<b>Sistema de rastreo, con retroceso</b>	
<b>Orientación campo FV</b> Plano de rastreo, eje horizontal N-S Azimut del eje 0 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Carga ilimitada (red)
<b>Información del sistema</b> Conjunto FV	<b>Inversores</b>	
Núm. de módulos 33768 unidades	Núm. de unidades 3 unidades	
Pnom total 13.00 MWp	Pnom total 11.40 MWca	
	Límite de potencia de red 10000 kWca	
	Proporción de red lím. Pnom 1.300	

Resumen de resultados

Energía producida 25879 MWh/año	Producción específica 1991 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 84.50 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Balace de emisiones de CO <sub>2</sub>	9



Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

PVsyst V7.1.8

VC8, Fecha de simulación:  
08/04/21 12:45  
con v7.1.8

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Parámetros generales

<b>Sistema conectado a la red</b>	<b>Sistema de rastreo, con retroceso</b>	
<b>Orientación campo FV</b>	<b>Estrategia de retroceso</b>	<b>Modelos usados</b>
Orientación	Núm. de rastreadores 1208 unidades	Transposición Perez
Plano de rastreo, eje horizontal N-S	<b>Tamaños</b>	Difuso Perez, Meteororm
Azimut del eje 0 °	Espaciado de rastreador 19.5 m	Circunsolar separado
	Ancho de colector 2.01 m	
	Proporc. cob. suelo (GCR) 10.3 %	
	Phi min / max +/- 55.0 °	
	<b>Ángulo límite del retroceso</b>	
	Límites de phi +/- 79.9 °	
<b>Horizonte</b>	<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>
Horizonte libre	Sombreados lineales	Carga ilimitada (red)
<b>Limitación de potencia de red</b>		
Potencia activa 10000 kWca		
Proporción Pnom 1.300		

Características del conjunto FV

<b>Módulo FV</b>	<b>Inversor</b>
Fabricante Risen Energy Co., Ltd	Fabricante Power Electronics
Modelo RSM144-8-385M	Modelo FS3670K_690V_20190719
(Definición de parámetros personalizados)	(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 385 Wp	Unidad Nom. Potencia 3800 kWca
Número de módulos FV 33768 unidades	Número de inversores 3 unidades
Nominal (STC) 13.00 MWp	Potencia total 11400 kWca
Módulos 1208 Cadenas x 28 En series	Voltaje de funcionamiento 976-1310 V
En cond. de funcionam. (50°C)	Proporción Pnom (CC:CA) 1.14
Pmpp 11.74 MWp	
U mpp 1003 V	
I mpp 11707 A	
<b>Potencia FV total</b>	<b>Potencia total del inversor</b>
Nominal (STC) 13001 kWp	Potencia total 11400 kWca
Total 33768 módulos	Núm. de inversores 3 unidades
Área del módulo 67331 m²	Proporción Pnom 1.14
Área celular 59421 m²	

Pérdidas del conjunto

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>	<b>Factor de pérdida térmica</b>	<b>Pérdidas de cableado CC</b>
Fracción de pérdida 2.0 %	Temperatura módulo según irradiancia	Res. conjunto global 1.4 mΩ
	Uc (const) 29.0 W/m²K	Fracción de pérdida 1.5 % en STC
	Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s	
<b>Pérdida diodos serie</b>	<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>	<b>Pérdida de calidad módulo</b>
Caída de voltaje 0.7 V	Fracción de pérdida 2.0 %	Fracción de pérdida -0.8 %
Fracción de pérdida 0.1 % en STC		



**PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación**  
**ANEJO 3**



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 N.º Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº : VD01650-21A  
 DE FECHA : 21/5/21  
**E-VISADO**



**Proyecto: FRAGA 2**

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**PVsyst V7.1.8**  
 VC6, Fecha de simulación:  
 08/04/21 12:45  
 con v7.1.8

**Pérdidas del conjunto**

Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media				
Fración de pérdida	1.0 % en MPP	Fración de pérdida	0.3 %	Año n°	1			
				Factor de pérdida	0.4 %/año			
				Desajuste debido a la degradación				
				Dispersión Imp RMS	0.4 %/año			
				Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año			
<b>Factor de pérdida IAM</b>								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.988	0.925	0.733	0.000



Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

PVsyst V7.1.8

VC6. Fecha de simulación:  
08/04/21 12:45  
con v7.1.8

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Pérdidas del sistema.

**Pérdidas auxiliares**

Proporcional a la potencia 2.0 W/kW  
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

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

Voltaje inversor 690 Vca tri  
Fracción de pérdida 0.0 % en STC  
Inversor: FS3670K\_690V\_20190719  
Sección cables (3 Inv.) Cobre 3 x 3 x 2500 mm<sup>2</sup>  
Longitud media de los cables 2 m

**Línea MV hasta inyección**

Voltaje MV 25 kV  
Cables Alu 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Longitud 5990 m  
Fracción de pérdida 1.8 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

**Transfo MV**

Voltaje de Red 25 kV  
Pérdidas operativas en STC  
Potencia nominal en STC (PNomac) 12810 kVA  
Pérdida de hierro (desconexión nocturna) 12.81 kW  
Fracción de pérdida 0.1 % en STC  
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.37 mΩ  
Fracción de pérdida 1.0 % en STC

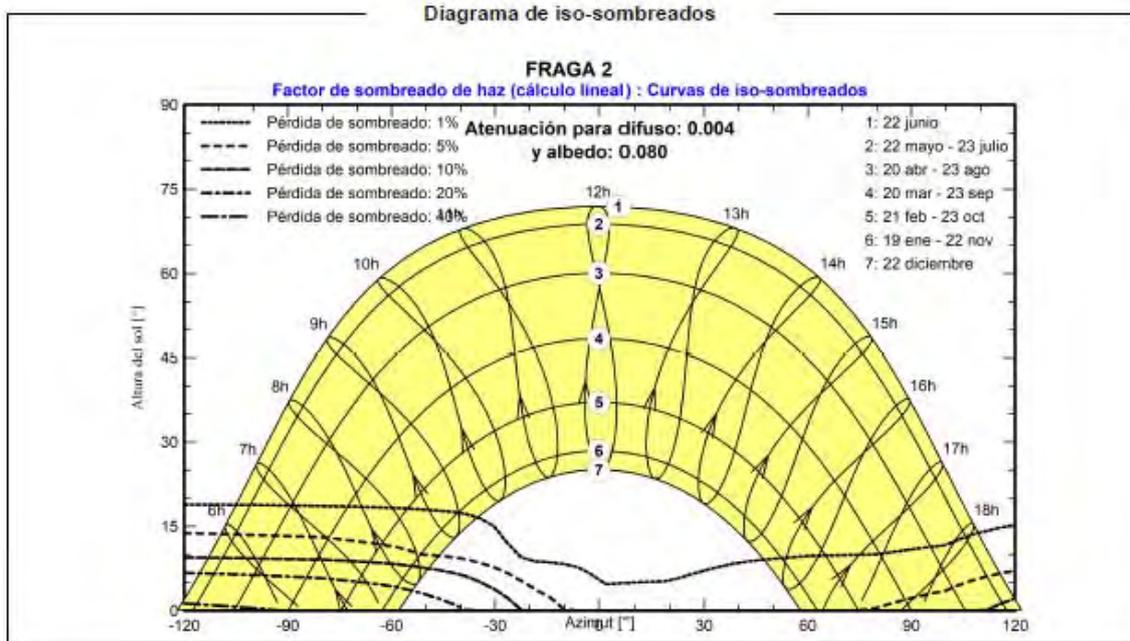


Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

PVsyst V7.1.8  
VC6, Fecha de simulación:  
08/04/21 12:45  
con v7.1.8





Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

PVsyst V7.1.8

VC8, Fecha de simulación:  
08/04/21 12:46  
con v7.1.8

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

Resultados principales

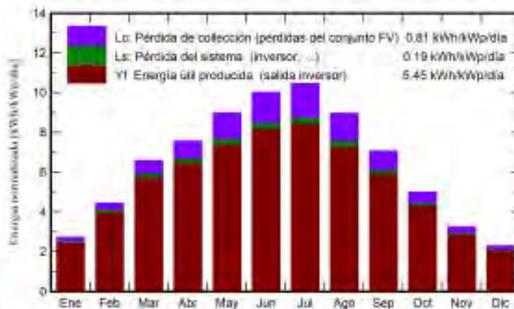
Producción del sistema  
Energía producida

25879 MWh/año

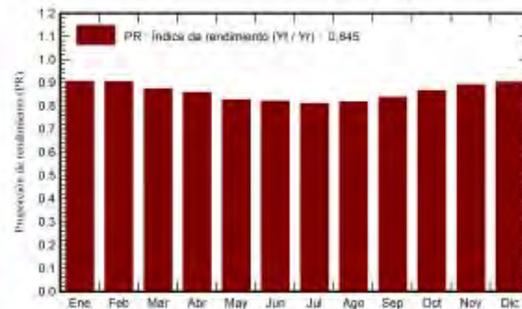
Producción específica  
Proporción de rendimiento (PR)

1991 kWh/kWp/año  
84.50 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	81.1	28.09	5.20	84.3	80.3	1023	993	0.906
Febrero	88.5	31.85	5.50	124.3	119.3	1509	1462	0.905
Marzo	149.7	55.40	9.90	204.1	196.5	2400	2318	0.874
Abril	185.3	59.51	13.60	227.0	218.8	2620	2530	0.857
Mayo	207.7	68.54	17.20	278.6	268.4	3104	2993	0.826
Junio	221.7	66.51	21.80	300.4	290.3	3320	3204	0.820
Julio	234.4	60.93	24.80	324.0	312.9	3536	3413	0.810
Agosto	201.2	60.36	24.20	277.9	268.3	3059	2954	0.818
Septiembre	152.1	50.19	20.20	212.1	204.2	2389	2309	0.837
Octubre	111.8	44.64	15.80	154.7	148.6	1798	1743	0.867
Noviembre	89.3	29.80	9.60	97.3	92.7	1160	1127	0.890
Diciembre	52.1	25.00	5.39	71.0	67.4	858	833	0.903
<b>Año</b>	<b>1714.6</b>	<b>580.82</b>	<b>14.47</b>	<b>2355.7</b>	<b>2267.6</b>	<b>26778</b>	<b>25879</b>	<b>0.845</b>

Leyendas

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



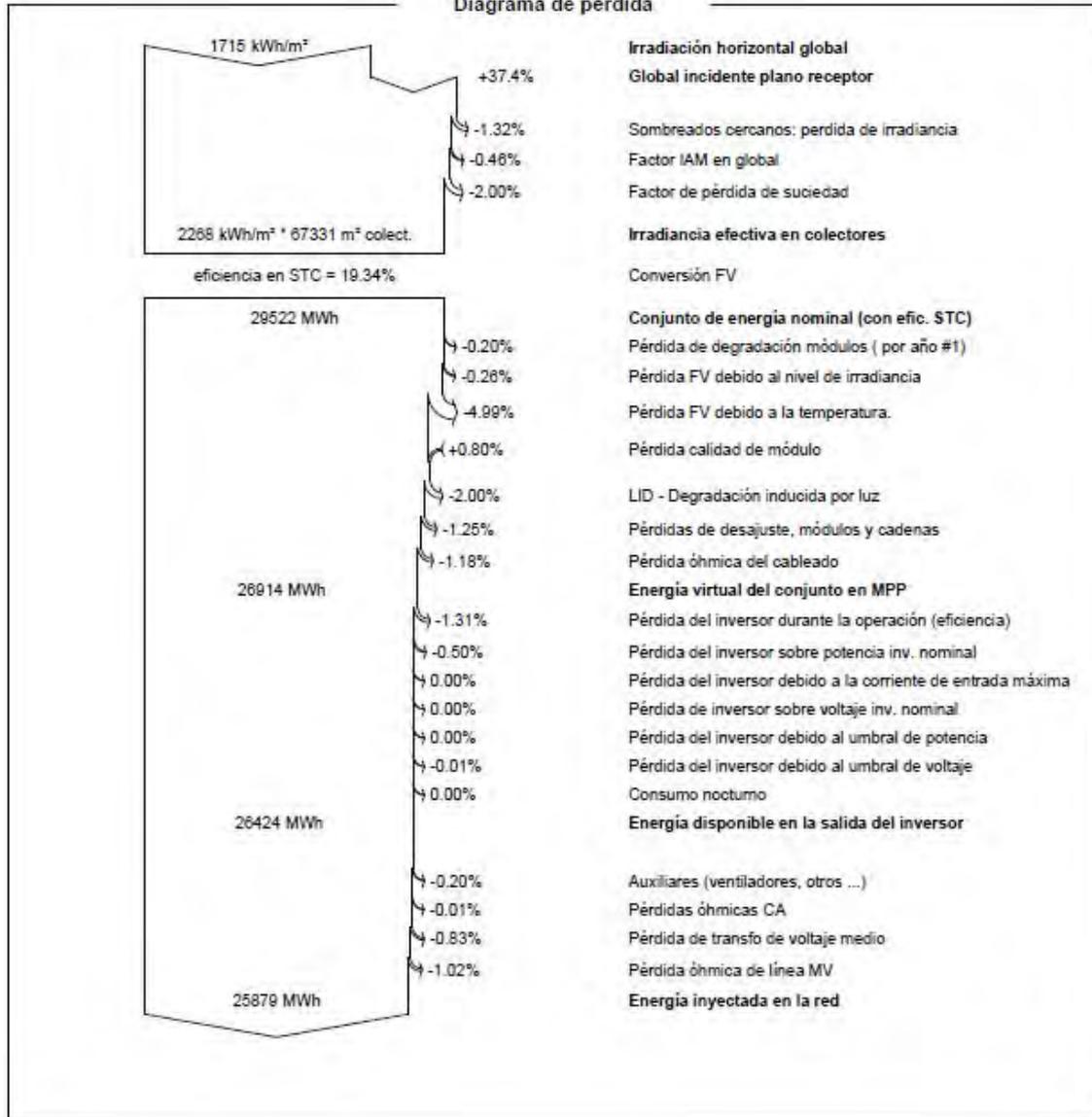
Proyecto: FRAGA 2

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

PVsyst V7.1.8  
VC8, Fecha de simulación:  
08/04/21 12:45  
con v7.1.8

Diagrama de pérdida





**PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación**  
**ANEJO 3**



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 N.º Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO Nº.: VD01650-21A  
 DE FECHA: 21/5/21  
**E-VISADO**



**Proyecto: FRAGA 2**

Variante: FRAGA 2 - 10 MW / 11,4 MVA / 13 MWp - 385Wp 1V28 pitch6.5m

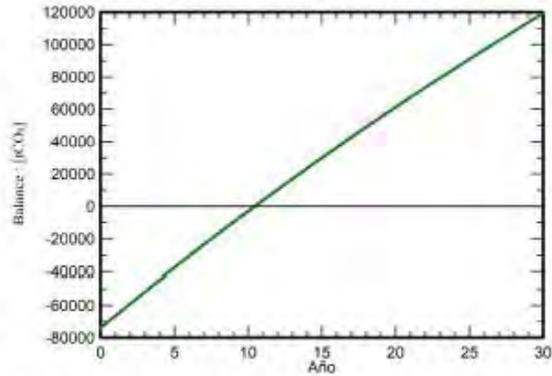
Atalaya Generación Eólica S.L. (Spain)

**PVsyst V7.1.8**  
 VC8, Fecha de simulación:  
 08/04/21 12:45  
 con v7.1.8

**Balace de emisiones de CO<sub>2</sub>**

**Total:** 118399.7 tCO<sub>2</sub>  
**Emisiones generadas**  
**Total:** 73934.10 tCO<sub>2</sub>  
 Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:  
**Emisiones reemplazadas**  
**Total:** 222820.7 tCO<sub>2</sub>  
 Sistema de producción: 25879.29 MWh/año  
 Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Fuente: Lista IEA  
 País: Spain  
 Toda la vida: 30 años  
 Degradación anual: 1.0 %

**Emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada vs tiempo**



**Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema**

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Módulos	1646 kgCO <sub>2</sub> /kWp	39024 kWp	64232481
Soportes	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	5088000 kg	9701822



# ANEJO 4

## Cálculos eléctricos PFV

## ÍNDICE

1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	3
2.	CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS .....	6
3.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA .....	8
3.1.	TRAMO RAMAS – CSP .....	8
3.1.1.	Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible .....	8
3.1.2.	Cálculos por criterio de máxima caída de tensión .....	10
3.1.3.	Cálculo de las protecciones.....	12
3.1.4.	Conductores y protecciones seleccionados.....	12
3.2.	TRAMO CSP – INVERSOR .....	12
3.2.1.	Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible .....	13
3.2.2.	Cálculos por criterio de máxima caída de tensión .....	14
3.2.3.	Cálculo de las protecciones.....	16
3.2.4.	Conductores y protecciones seleccionados.....	16
3.3.	RESUMEN DE LOS CONDUCTORES Y PROTECCIONES SELECCIONADOS.....	17
4.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA.....	18
4.1.	TRAMO POWER STATIONS – CENTRO DE ENTREGA.....	18
4.1.1.	CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE .....	18
4.1.2.	CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN.....	22
4.1.3.	CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA .....	23
4.1.4.	CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO .....	23
4.1.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	26
4.2.	TRAMO CENTRO DE ENTREGA – SET FRAGA.....	28
4.2.1.	CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE .....	28
4.2.2.	CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN.....	28
4.2.3.	CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA .....	28
4.2.4.	CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO .....	29
4.2.5.	CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	29
5.	ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES .....	30
5.1.	ANTECEDENTES Y BASE LEGAL.....	30
5.2.	TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD .....	31
5.3.	REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA .....	32



PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación  
Anejo 4



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
 N.º Colegiado.: 0002474  
 PEDRO MACHIN ITURRIA  
 VISADO N.º : VD01650-21A  
 DE FECHA : 21/5/21  
**E-VISADO**

5.4. CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS ..... 33

5.5. CÁLCULOS ..... 34

6. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS ..... 37

6.1. RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN..... 37

6.1.1. Cálculo de la resistencia de toma de tierra ..... 38

6.2. RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN ..... 40

6.2.1. Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada ..... 40

6.2.2. Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles..... 41

6.2.3. Cálculo de la tensión de paso de acceso ..... 42

6.2.4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT..... 42

6.3. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS ..... 44

## 1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

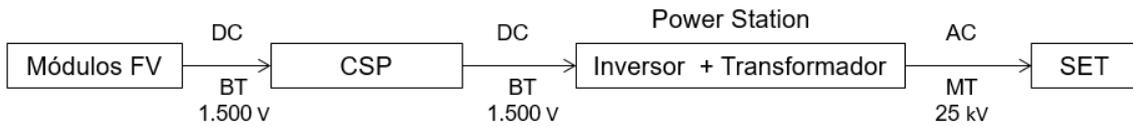


Ilustración 1. Esquema general de conexión del parque fotovoltaico

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico.

RSM144-6-385M				
Pmax	385	W	Vmpp (0°C)	44,06 V
Vmpp	40,15	V	Vmpp (55°C)	35,45 V
Impp	9,60	A	Voc (0°C)	51,64 V
Voc	48,15	V	Voc (55°C)	43,69 V
Isc	10,20	A	Isc (55°C)	10,35 A
Eficiencia	19,30	%	Impp (55°C)	9,74 A
V max sistema	1500	V		
Coeficiente de T para Pmpp	-0,390	%/°C		
Coeficiente de T para Voc	-0,290	%/°C		
Coeficiente de T para Isc	0,050	%/°C		
Largo	2010	mm		
Ancho	992	mm		
Alto	40	mm		
Área	1,994	m <sup>2</sup>		
Tamaño de conductor	12 / 4	AWG /mm <sup>2</sup>		
Peso del módulo	23	kg		

Datos proporcionados para condiciones estándar (STC): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM1,5

Tabla 2: Especificaciones técnicas de la caja de seccionamiento y protección

Modelo: String combiner SMA		
Entrada	Voltaje de entrada nominal	< 1.500 V DC
	Corriente de entrada nominal por entrada	13,75 A
	Número de entradas	16, 24, 32
Salida	Voltaje de salida nominal	< 1.500 V DC
	Máxima corriente de salida	330 A
	Número de salidas	1/2
	Diámetro de cable de salida	De 70 a 400 mm <sup>2</sup>

Tabla 3: Especificaciones técnicas MV Skid. Fuente: Power Electronics

**TECHNICAL CHARACTERISTICS**

**MV SKID**

		FRAME 1	FRAME 2	
<b>MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT</b>	Rated Power range	1050kVA - 2110kVA	2220kVA - 3800kVA	
	MV Voltage range	11kV / 20kV / 22kV / 23kV / 33kV / 34.5kV		
	LV Voltage range	400V / 420V / 440V / 460V / 480V - HEC V1000 inverters 565V / 600V / 615V / 630V / 645V / 660V / 690V - HEC V1500 and HEMK inverters		
	Type of tank	Oil-sealed		
	Cooling	ONAN (KNAN optional)		
	Vector Group	Dy11		
	Transformer protection	DGPT-2 (PT100 optional)		
	Oil tank	Integrated with valve and filter		
	Transformer protection rate	IP54		
	Switchgear configuration	Single feeder (L) or Double feeder (2L)		
	Switchgear protection <sup>[1]</sup>	Fuses (P) / Automatic circuit breaker (V)		
	<b>CONNECTIONS</b>	Inverter AC connection	Close couple solution (Plug & Play)	
		LV protection	Circuit breaker included in the inverter	
	<b>ENVIROMENT</b>	HV AC wiring	MV Bridge between transformer and protection switchgear prefired	
Ambient Temperature		-20°C..+50°C (t>50°C power derating)		
Extended Temperature <sup>[3]</sup>		-35°C..+50°C (t>50°C power derating)		
Max. Altitude (above sea level)		>2000m power derating		
Relative Humidity		4% to 95% Non condensing		
<b>MECHANICAL CHARACTERISTICS</b>	Skid Dimensions (WxD) mm	3690x2340x2235	5640x2340x2235	
	Skid weight with MV equipment <sup>[1]</sup>	< 8 Tn		
	Oil tank material	Galvanized Steel		
	Skid Body material	Galvanized Steel		
	Cabinet type	Outdoor		
	Anti-rudent protection	✓		
<b>AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL</b>	Auxiliary supply	3x400V, 50/60Hz		
	User power supply available	1kVA or 6kVA		
	Additional auxiliary transformer <sup>[4]</sup>	10kVA / 15kVA / 25kVA		
	Cooling	Air		
	Auxiliary supply protection	✓		
	Communication <sup>[1]</sup>	Ethernet (Fiber optic or RJ45)		
<b>AUXILIARY OUTDOOR TRANSFORMER</b>	UPS system for monitoring <sup>[4]</sup>	1kVA / 3kVA, 10 minutes		
	Rated Power (Voltage)	-	30kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	Cooling	-	Air	
	Protection	-	Circuit breaker	
	Cabinet type	-	Outdoor	
<b>LV COMPACT CABINET</b>	Additional indoor auxiliary transf. <sup>[4]</sup>	-	10kVA / 25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS system for monitoring <sup>[4]</sup>	-	1kVA / 3kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
<b>LV LARGE CABINET</b>	Cabinet type	-	Outdoor	
	Additional indoor auxiliary transf. <sup>[4]</sup>	-	25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS for trackers <sup>[4]</sup>	-	20kVA / 40kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
<b>OTHER EQUIPMENT</b>	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
	Safety mechanism	Trapped key safety interlock		
	Safety perimeter	Transformer access protection fence		
	Cabinet heating	Heating resistors		
	Interior lighting	Fluorescent lamp		
	Emergency lighting	Electronic supplier for emergency lighting (1h autonomy)		
	Air conditioner	UPS batteries cooling		
Communication <sup>[1]</sup>	Splice box / MV Switchgear monitoring			
<b>STANDARDS</b>	Medium Voltage	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		

[1] Depending on customer configuration.

[2] Optional. For additional information or available configurations, please consult Power Electronics.

[3] Other temperature range, consult Power Electronics.

[4] By demand.

Tabla 4: Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Power Electronics

TECHNICAL CHARACTERISTICS		HEMK 690V	
		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2445K	FS3670K
<b>OUTPUT</b>	AC Output Power(kVA/kW) @50°C <sup>(1)</sup>	2445	3670
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C <sup>(1)</sup>	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) <sup>(2)</sup>	590V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEC6100-3	
	Power Factor (cosine phi) <sup>(3)</sup>	0.5 leading - 0.5 lagging adjustable / Reactive Power Injection at night	
<b>INPUT</b>	MPPT @full power (VDC)	976V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs <sup>(4)</sup>	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs <sup>(4)</sup>	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) <sup>(5)</sup>	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) <sup>(4)</sup>	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>	Efficiency (Max) (η)	98.97%	98.93%
	Euroeta (η)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
<b>CABINET</b>	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m ->2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level <sup>(5)</sup>	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>	Safety	UL 1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 5017 / IEC	
	Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

(1) Values at 1.00-Vac nom and cos φ= 1

Consult Power Electronics for derating curves.

(2) Consult Power Electronics for other configurations.

(3) Consult P.Q charts available: D(kVA)=-(S(jVA))^2/P(kW)^2

(4) Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

(5) Readings taken 1 meter from the back of the unit.

## 2. CÁLCULO DE MÓDULOS EN SERIE Y NÚMERO DE RAMAS

Para elegir el número de módulos fotovoltaicos en serie debe tenerse en cuenta que la tensión no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor. Además, el número de ramas que entran al inversor debe elegirse de modo que la corriente máxima de entrada no se supere excesivamente, pues de lo contrario el inversor puede detener su funcionamiento.

Teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto ( $\alpha$ ) y el coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito ( $\beta$ ) de los módulos fotovoltaicos (ver Tabla 1) y las características técnicas del inversor (ver Tabla 4), se calcula a continuación la configuración de ramas en serie y en paralelo para que se verifiquen las siguientes condiciones [1]:

- a) El máximo voltaje de los módulos conectados en serie debe de estar por debajo del límite superior de tensión MP del inversor ( $V_{MP\ max} = 1.310 V_{DC}$ ).

El máximo voltaje MP de los módulos fotovoltaicos en serie se dará cuando éstos alcancen la mínima temperatura, que para la ubicación de la instalación se tomará a 0 °C [ $V_{MP\ max} (0\ ^\circ C) = 44,06\ V$ ]. Esta temperatura corresponde a la media de temperaturas mínimas durante los meses de invierno. Se pueden conectar hasta 28 módulos en serie por rama.

$$V_{MP\ \text{módulos}} (0\ ^\circ C) = 28 \times 44,06 = 1.233,68\ V_{DC} < 1.300\ V_{DC}$$

**La condición de límite superior se cumple.**

- b) El mínimo voltaje de los módulos conectados en serie debe de ser superior al límite inferior de tensión MP del inversor ( $V_{MP\ min} = 976 V_{DC}$ ).

El mínimo voltaje MP de los módulos en serie se dará cuando éstos alcancen la máxima temperatura, que para la ubicación de la instalación se toma a +55 °C, suponiendo en verano con los módulos calientes [ $V_{MP\ min} (55\ ^\circ C) = 35,45\ V$ ].

$$V_{MP\ \text{módulos}} (70\ ^\circ C) = 28 \times 35,45 = 992,60\ V_{DC} > 976\ V_{DC}$$

**La condición de límite inferior se cumple.**

- c) La tensión de circuito abierto  $V_{OC}$  en condiciones extremas de temperatura debe ser inferior a la máxima tensión admisible del inversor ( $V_{DC\ max} = 1.500 V_{DC}$ ).

La mínima temperatura de celda se toma como 0 °C [ $V_{OC\ max} (0\ ^\circ C) = 51,64\ V$ ].

$$V_{OC\ \text{módulos}} (0\ ^\circ C) = 28 \times 51,64 = 1.445,92\ V_{DC} < 1.500\ V_{DC}$$

**La condición de tensión de circuito abierto se cumple.**

- d) La corriente máxima de cortocircuito entregada por los módulos deberá ser inferior a la corriente máxima de entrada del inversor ( $I_{DC\ max} = 3.970\ A$ ).

La máxima corriente de los módulos conectados en paralelo se dará cuando la temperatura sea máxima en la instalación, a  $+55\ ^\circ C$  [ $I_{max\ SC}(55\ ^\circ C) = 10,35\ A$ ].

Se conectan 16 CSP de 24 ramas en paralelo + 1 CSP de 18 ramas en paralelo = 402 ramas de módulos en paralelo por inversor:

Por lo tanto la intensidad máxima que le llegará al inversor será:

$$I_{SC}(55\ ^\circ C) = 10,35 \times 402 = 4.160,70\ A \nless 3.970\ A$$

**La condición de límite inferior no se cumple. El inversor cuenta con limitaciones de corriente por lo que no se pondría en riesgo el sistema.** Un punto importante a comentar es que al haber más ramas en paralelo, se alcanza antes el punto de funcionamiento máximo del inversor, por lo que la energía que queda limitada por el exceso (clipping), queda compensada con creces por el hecho de alcanzar antes el punto máximo, como se puede observar en la Ilustración 2.

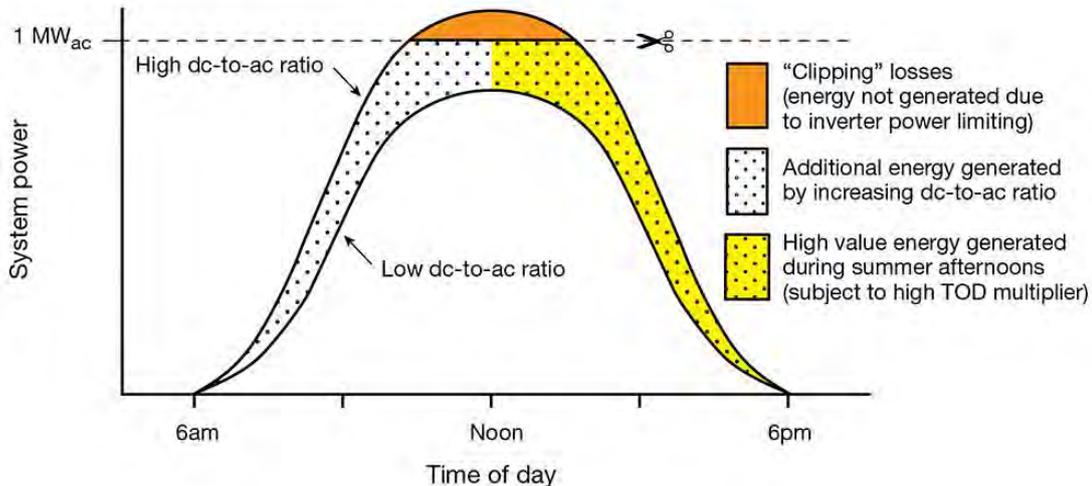


Ilustración 2: Clipping vs DC/AC ratio

Con los resultados anteriores, quedan comprobados los requerimientos de voltaje e intensidad para la configuración eléctrica de los módulos fotovoltaicos.

### 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. Debido a que el inversor solo admite cierto número de entradas (36 en los inversores seleccionados), se formarán agrupaciones de ramas mediante unas cajas de conexión llamadas cajas de seccionamiento y protección (CSP).

Para la formación de las ramas o series, se unen los módulos con su propio cable de serie. Los mismos módulos fotovoltaicos les protegerán de los rayos directos del sol. Posteriormente se lleva cada rama mediante dos conductores aislados tipo solar hacia las CSP. Existen dos configuraciones de bloques que se conectan a las CSP:

- Bloque CSP Tipo A: 672 módulos agrupados en 24 ramas de 28 módulos cada una.
- Bloque CSP Tipo B: 504 módulos agrupados en 18 ramas de 28 módulos cada una.

El tramo entre cada CSP y el bloque inversor estará formado por conductores aislados de aluminio. Se realizarán zanjas por donde irán enterrados los conductores que unen las CSP con la Power Station, edificio destinado al inversor y transformador.

El tendido de los conductores se hará con sumo cuidado, evitando la formación de cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones exageradas, no dándose a los conductores curvaturas superiores a las admisibles para cada tipo. Se sellarán todos los tubos con espuma de poliuretano o similar, una vez introducidos los cables, para evitar la entrada de pequeños animales.

#### 3.1. TRAMO RAMAS – CSP

##### 3.1.1. Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible

Es posible que en caso de fallo se presente una retro-alimentación desde los circuitos conectados en paralelo, por ello los cables deberán estar dimensionados para soportar una intensidad superior al 125 % de la máxima intensidad del generador según indica la ITC-BT-40.

La intensidad máxima es la de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) cuando la temperatura del módulo es máxima, que se considera a 55°C.

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(STC) \times [1 + \Delta T(\alpha/100)]$$

Donde:

- $T_c$  = Temperatura célula
- $\Delta T = T_c - 25 = 55 - 25 = 30^\circ\text{C}$
- $I_{sc}(T_c)$  = Intensidad de cortocircuito a la temperatura de la célula.
- $I_{sc}(\text{STC})=10,20$  A. Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar (Tabla 1).
- $\alpha = 0,05 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ . Coeficiente de temperatura para  $I_{sc}$  (Tabla 1)

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(55) = I_{sc}(\text{STC}) \times [1 + \Delta T(\alpha / 100)] = 10,20 \times [1 + 30(0,05/100)] = 10,35 \text{ A}$$

$$I_{\text{CABLE\_STRING}} = 1,25 \times I_{sc}(T_c) = 1,25 \times 10,35 \text{ A} = 12,94 \text{ A}$$

Tabla 5: Intensidades admisibles en amperios al aire (40°C). Fuente: Prysmian “El libro blanco de la instalación. Manual técnico y práctico de cables y accesorios para baja tensión”. Basado en UNE HD 60364-5-42.

TABLA C.52.1 bis

### Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

MÉTODO DE INSTALACION TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)												
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)				
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)								XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
C							PVC3 (70 °C)							PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	PVC2 (90 °C)			
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																		
E													PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	
F														PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)
		mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre		1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
		2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
		4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
		6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
		10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
		16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
		25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
		35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
		50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
		70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
		95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
		120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
		150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	
Aluminio		2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	21	23	25		
		4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	
		6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	
		10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	
		16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82
		25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
		35				74	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
		50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
		70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
		95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
		120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
		150				187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
		185				212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
	240				248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482		
	300				285		313		331		366		400		429	462	494	558		

NOTAS: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52. Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

Teniendo en cuenta el criterio de intensidad máxima admisible se propone utilizar un cable de 6 mm<sup>2</sup> XLPE Cu de sección que soporta 57 A (Fila E – cable multiconductor XLPE2 al aire libre en Tabla 5, valor superior a la intensidad que circulará.

### 3.1.2. Cálculos por criterio de máxima caída de tensión

La caída de tensión en el punto más alejado no debe sobrepasar el 1,5% según la Norma ITC-BT-40. Se calcula según las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U(V) = \frac{2IL}{\gamma S} \qquad \Delta V(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{rama}} \cdot 100$$

Donde:

- $I$ : Intensidad máxima (A)
- $L$ : Longitud de la línea (m)
- $\gamma$ : Conductividad del cable (m/Ω·mm<sup>2</sup>)
- $S$ : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $V_{rama} = N_{módulos\ serie} \cdot V_{MP}^{mod}$ : Voltaje de una rama de N módulos en serie (V)
- $\Delta U/\Delta V$ : Caída de tensión admisible (V) / (%)

La intensidad máxima de funcionamiento para cada rama es la del punto de máxima potencia de un módulo a 55°C, al estar estos conectados en serie.

$$I_{rama} = I_{MP}(T_c^{max}) = I_{MP}(+55^\circ\text{C}) = I_{MP}(STC) \cdot \left(1 + \Delta T \cdot \frac{\alpha}{100}\right) = 9,74 \text{ A}$$

Donde  $I_{MP}(STC) = 9,60 \text{ A}$ ,  $\Delta T = 30$ ,  $\alpha = 0,05$ .

A continuación se multiplica esta intensidad por el número de ramas en paralelo existentes que confluyen en las CSP y que van hasta el inversor:

$$I_{CSP_{Tipo\ A}} = 9,74 \cdot 24 = 233,76 \text{ A}$$

$$I_{CSP_{Tipo\ B}} = 9,74 \cdot 18 = 175,32 \text{ A}$$

Las características de cada uno de los bloques CSP tipo utilizados se pueden observar en la Tabla 6.

Tabla 6: Características bloques tipo CSP

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	672	504
Módulos en serie	28	
Ramas en paralelo	24	18
Seguidor solar 1 eje para 28 módulos (1V28)	24	18
Cable String – C.S.P.	ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 6 Cu	

Características bloques CSP	Tipo A	Tipo B
Fusible protección ramas	24/18 x (20 A, 1.500 V)	
C.S.P	1	
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)	
Potencia pico (kWp)	258,72	194,04

En la Tabla 7 se muestra la caída de tensión en el cableado de corriente continua entre cada rama (string) y la CSP. La configuración de bloque de CSP más desfavorable es en la que hay 24 ramas en paralelo.

Hay que tener en cuenta que la caída de tensión de cada uno de los bloques CSP puede variar debido a la orografía del terreno, por lo que en el proyecto constructivo debería ser calculada con mayor detalle.

Tabla 7: Caída de tensión desde ramas a CSP

CSP TIPO						
TRAMO	Hasta	Distancia (m)	Intensidad permanente(A)	Sección del conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde						
String 1	CSP	41,7	9,74	6	2,52	0,17
String 2	CSP	35,7	9,74	6	2,16	0,14
String 3	CSP	29,7	9,74	6	1,79	0,12
String 4	CSP	23,7	9,74	6	1,43	0,10
String 5	CSP	17,7	9,74	6	1,07	0,07
String 6	CSP	11,7	9,74	6	0,71	0,05
String 7	CSP	5,7	9,74	6	0,34	0,02
String 8	CSP	11,7	9,74	6	0,71	0,05
String 9	CSP	17,7	9,74	6	1,07	0,07
String 10	CSP	23,7	9,74	6	1,43	0,10
String 11	CSP	29,7	9,74	6	1,79	0,12
String 12	CSP	35,7	9,74	6	2,16	0,14
String 13	CSP	40,9	9,74	6	2,47	0,16
String 14	CSP	34,9	9,74	6	2,11	0,14
String 15	CSP	28,9	9,74	6	1,75	0,12
String 16	CSP	22,9	9,74	6	1,38	0,09
String 17	CSP	16,9	9,74	6	1,02	0,07
String 18	CSP	10,9	9,74	6	0,66	0,04
String 19	CSP	4,9	9,74	6	0,30	0,02
String 20	CSP	10,9	9,74	6	0,66	0,04
String 21	CSP	16,9	9,74	6	1,02	0,07
String 22	CSP	22,9	9,74	6	1,38	0,09
String 23	CSP	28,9	9,74	6	1,75	0,12
String 24	CSP	34,9	9,74	6	2,11	0,14
Máxima caída de voltaje					<b>2,52</b>	<b>0,17</b>

La caída de tensión máxima es del **0,17 %**, valor inferior al 1,5 % establecido.

### 3.1.3. Cálculo de las protecciones

La norma UNE-H D 60364-7-712:2017 indica que la corriente máxima del fusible de las ramas ( $I_n$ ) debe estar comprendida entre:

$$1,5 \cdot I_{sc}(STC) \leq I_n \leq 2,4 \cdot I_{sc}(STC)$$

Escogiendo un ratio de 1,5 y siendo  $I_{sc}(STC) = 11,5 A$  (ver Tabla 1), el fusible debe soportar por lo menos:

$$I_{fusible\_rama} = 1,5 \cdot 10,20 = 15,30 A$$

Con los dos datos anteriores, se propone utilizar fusibles de protección para las ramas de tipo gPV de un calibre de 20 A (1500 V), superior a los 15,30 A resultantes del cálculo anterior, lo que garantiza el corte del circuito antes de que el conductor supere la intensidad máxima admisible por el cable.

### 3.1.4. Conductores y protecciones seleccionados

Como se puede observar, el cable propuesto por el criterio de intensidad máxima admisible también cumple con el criterio de máxima caída de tensión. Los cables y protecciones seleccionados serán los mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8: Características del conductor de corriente continua rama – CSP

ELEMENTO	TRAMO	I <sub>max</sub>
ZZ-F 0,6/1 kV 2 x 6 Cu	Ramas – CSP	57 A
Fusible gPV 1500 V <sub>DC</sub>	Rama	20 A

## 3.2. TRAMO CSP – INVERSOR

El inversor, alojado en la Power Station, se encuentra ubicado aproximadamente en el centro de cada bloque de potencia (que en este caso son tres de 3,8 MVA) para evitar caídas de tensión elevadas. Las zanjas que albergan el cableado que une las CSP con el inversor pueden ser compartidas en algunos tramos por la conexión de varias CSP.

Se han dimensionado los cables y protecciones para el caso de 10 cables por zanja, por ser el caso más restrictivo de agrupación de cables existente en el PFV. Según se trate de cables que conecten CSP tipo A o B se tendrán 24 o 18 ramas en paralelo, respectivamente.

### 3.2.1. Cálculo por criterio de la intensidad máxima admisible

La intensidad máxima será la de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) cuando la temperatura del módulo es máxima, que se considera a 55°C.

$$I_{\max CSP A}(T_c^{max}) = N_{ramas} \cdot I_{sc}(+55^\circ C) = 24 \cdot 10,35 = 248,40 A$$

$$I_{\max CSP B}(T_c^{max}) = N_{ramas} \cdot I_{sc}(+55^\circ C) = 18 \cdot 10,35 = 186,30 A$$

La ITC-BT-40 indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador:

$$I_{cables CSP A} \geq 1,25 \cdot 248,40 = 310,50 A$$

$$I_{cables CSP B} \geq 1,25 \cdot 186,30 = 232,86 A$$

Además de este valor, se tienen que tener en cuenta las características de la instalación:

- Factor de corrección para agrupaciones de 10 cables en contacto: 0,48 (Tabla 9)
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Temperatura de funcionamiento de los paneles en régimen permanente: 55 °C
- Resistividad del terreno: 1,5 K·m/W

Tabla 9: Tabla A.9.2. UNE 211435:2007

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Por lo que el cable deberá soportar por lo menos:

$$I_{cables\ CSP\ i} \leq 0,48 \cdot I_{max\_admisible}$$

$$CSP\ Tipo\ A: 310,50 \leq 0,48 \cdot I_{max\_admisible} \rightarrow I_{max\_admisible} \geq 646,88\ A$$

$$CSP\ Tipo\ B: 232,86 \leq 0,48 \cdot I_{max\_admisible} \rightarrow I_{max\_admisible} \geq 485,13\ A$$

Se proponen cables de tipo XZ1 de Aluminio, con aislamiento (0,6/1 kV) y de sección 2 x (2 x 240 mm<sup>2</sup>). Estos cables soportan hasta 2 x 340 A = 680 A, en cables directamente soterrados para la conexión entre las CSP e inversor.

Tabla 10: Cables HARMOHNY XZ1 Al (S). Tensión: 0,6/1 kV. Fuente: General Cable

								
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1690111	1x16	8,5	90	35	66	74	3,498	4,241
1690112	1x25	10,1	130	40	88	95	2,234	2,665
1690113	1x35	11,4	165	45	100	110	1,639	1,928
1690114	1x50	12,3	205	50	125	135	1,233	1,423
1690115	1x70	13,8	270	55	160	165	0,876	0,984
1690116	1x95	15,7	355	65	200	200	0,654	0,711
1690117	1x120	17,6	435	70	235	225	0,534	0,562
1690118	1x150	19,2	530	80	290	260	0,449	0,457
1690119	1x185	21,1	655	85	335	295	0,373	0,364
1690120	1x240	24,1	840	100	390	340	0,303	0,278
1690121	1x300	26,5	1025	135	455	385	0,257	0,222
1690122	1x400	29,6	1325	150	540	445	0,217	0,173

### 3.2.2. Cálculos por criterio de máxima caída de tensión

Los cálculos son análogos a los realizados por criterio de máxima caída de tensión en el tramo entre ramas y CSP. Para este PFV existen 3 bloques de potencia (denominadas Power Stations) de 3,8 MVA. A cada uno de estos bloques de potencia se conectan 17 CSP.

Las CSP están distribuidas de la forma más uniformemente posible. En la Tabla 11 se muestran las características de los bloques de potencia:

Tabla 11: Características para los bloques de 3,8 MVA

Características bloque 3,8 MVA	
Número de bloques en el PFV	3
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	11.256
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	402
Bloques C.S.P	16 CSP A + 1 CSP B
Seguidor a 1 eje 1V28	402

Características bloque 3,8 MVA	
Cable C.S.P. - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)
Fusibles protección inversor	17 x (400 A, 1.500 V)
Potencia módulos fotovoltaicos (MWp)	4,28
Potencia inversores (MVA)	3,80

La siguiente tabla muestra las caídas de tensión desde las CSP hasta la Power Station tipo, así como la sección de cable seleccionada para cada tramo entre CSP e inversor. Los cálculos en detalle se realizarán durante el proyecto constructivo.

Tabla 12: Caída tensión C.S.P. – Power Station tipo bloque 3,8 MVA

INVERSOR TIPO 3,8 MVA						
TRAMO		Distancia (m)	Intensidad permanente (A)	Sección del conductor (mm <sup>2</sup> )	Caída de Voltaje (V)	Caída de Voltaje (%)
Desde	Hasta					
CSP1	Inversor	115	233,9	2 x 240	3,78	0,34
CSP2	Inversor	175	233,9	2 x 240	5,75	0,51
CSP3	Inversor	240	233,9	2 x 240	7,88	0,70
CSP4	Inversor	230	233,9	2 x 240	7,55	0,67
CSP5	Inversor	190	233,9	2 x 240	6,24	0,56
CSP6	Inversor	135	233,9	2 x 240	4,43	0,39
CSP7	Inversor	50	233,9	2 x 240	1,64	0,15
CSP8	Inversor	115	233,9	2 x 240	3,78	0,34
CSP9	Inversor	180	233,9	2 x 240	5,91	0,53
CSP10	Inversor	215	233,9	2 x 240	7,06	0,63
CSP11	Inversor	150	233,9	2 x 240	4,93	0,44
CSP12	Inversor	85	233,9	2 x 240	2,79	0,25
CSP13	Inversor	70	233,9	2 x 240	2,30	0,20
CSP14	Inversor	135	233,9	2 x 240	4,43	0,39
CSP15	Inversor	205	233,9	2 x 240	6,73	0,60
CSP16	Inversor	270	233,9	2 x 240	8,87	0,79
CSP17	Inversor	205	175,4	2 x 240	5,05	0,45
CSP18	Inversor	115	233,9	2 x 240	3,78	0,34
CSP19	Inversor	175	233,9	2 x 240	5,75	0,51
CSP20	Inversor	240	233,9	2 x 240	7,88	0,70
CSP21	Inversor	230	233,9	2 x 240	7,55	0,67
CSP22	Inversor	190	233,9	2 x 240	6,24	0,56
CSP23	Inversor	135	233,9	2 x 240	4,43	0,39
CSP24	Inversor	50	233,9	2 x 240	1,64	0,15
Máxima Caída de Voltaje					<b>8,87</b>	<b>0,79</b>

La suma de caída de tensión estimada en corriente continua desde las ramas hasta el inversor es:

Tabla 13: Resumen caída tensión rama – inversor

Máxima caída de voltaje RAMA - CSP (%)	Máxima caída de voltaje CSP - INVERSOR (%)	Máxima caída de voltaje RAMA - INVERSOR (%)
0,17	0,79	0,96

### 3.2.3. Cálculo de las protecciones

La norma UNE-HD 60364-7-712:2017 indica que la corriente máxima del fusible de las CSP debe estar comprendida entre:

$$1,5 \cdot I_{sc\_CSP}(STC) \leq I_n \leq 2,4 \cdot I_{sc\_CSP}(STC)$$

Se escoge un ratio de 1,5, por lo que el fusible de cada CSP debe soportar, por lo menos:

$$I_{fusible\_CSP A} = 1,5 \cdot 248,40 = 372,60 A$$

$$I_{fusible\_CSP B} = 1,5 \cdot 186,30 = 279,45 A$$

Con los dos datos anteriores, se propone utilizar fusibles de protección para las CSP de tipo gPV de un calibre de 400 A (1.500 V), superior a los valores de corriente resultantes del cálculo anterior, lo que garantiza el corte del circuito antes de que los conductores superen la intensidad máxima admisible por el cable.

### 3.2.4. Conductores y protecciones seleccionados

Como se puede observar, el cable propuesto por el criterio de intensidad máxima admisible también cumple con el criterio de máxima caída de tensión. Los cables y protecciones seleccionados se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14: Características del conductor de corriente continua CSP – inversor

ELEMENTO	TRAMO	I <sub>max</sub>
2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)	CSP - inversor	680 A
Fusible gPV 1.500 V DC	CSP	400 A

### 3.3. RESUMEN DE LOS CONDUCTORES Y PROTECCIONES SELECCIONADOS

Se recogen en la Tabla 15 la selección de cables y protecciones necesarios resultantes de los cálculos anteriores:

Tabla 15. Conductores y protecciones de BT en CC del PFV

PFV FRAGA 2	
Módulos fotovoltaicos 385 Wp	33.768
Módulos en serie	28
Ramas en paralelo	1.206
Bloques CSP	51 (48 Tipo A + 3 Tipo B)
Cable Rama – CSP	XZ1 0,6/1 kV 2 x 6 Cu
Fusibles gPV protección rama	1.206 x (20 A, 1.500 V)
Bloques Power Station 3,8 MVA	3
Cable CSP - Inversor	2 x (XZ1 0,6/1 kV 2 x 240 Al)
Fusibles protección inversor	51 x (400 A, 1.500 V)
Potencia total módulos fotovoltaicos (MWp)	13
Potencia en inversores (MVA)	11,4
Capacidad de acceso (MW)	10

## 4. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

### 4.1. TRAMO POWER STATIONS – CENTRO DE ENTREGA

Las salidas a 25 kV de las Power Stations (estaciones inversor + transformador) se agrupan en dos circuitos eléctricos trifásicos que llegan hasta el Centro de Entrega. Ver detalle en el documento Planos.

- Circuito 1 de PS 1 al Centro de Entrega
- Circuito 2 de PS3 a PS2 y de PS2 al Centro de Entrega.

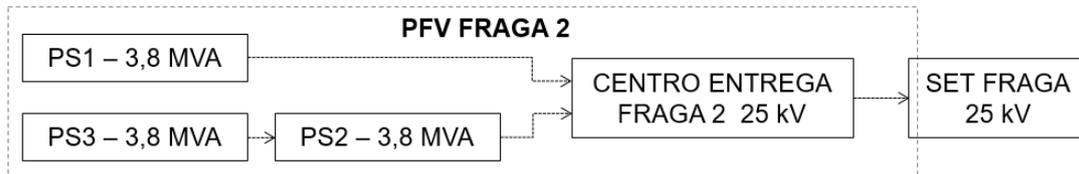


Ilustración 3: Esquema de conexión del Circuito

#### 4.1.1. CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se calcula la corriente máxima permanente a transportar mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}VCos\theta}$$

La sección del cable y los factores de corrección para los cables de distribución de energía en media tensión quedan descritos en la ITC-LAT 06.

Conocidas las condiciones de instalación, la sección del cable se determina mediante la Tabla 16.

Tabla 16: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados. Fuente: Tabla 6 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Esta tabla permite elegir la sección de los conductores en función de la corriente máxima admisible para una instalación enterrada, en base a las siguientes consideraciones:

- Temperatura del terreno, 25 °C
- Una terna de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar.
- Terreno de resistividad térmica normal (1,5 K m/W).
- Profundidad de la instalación: Hasta 18/30 kV, 100 cm.

La temperatura máxima de trabajo de los cables está prevista en 90 °C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25 °C para la instalación enterrada.

En el caso de que la temperatura del aire ambiente o del terreno sea distinta de los valores supuestos, las intensidades admisibles por los cables deben corregirse mediante los coeficientes que se indican en la Tabla 17.

Tabla 17: Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C.  
Fuente: Tabla 7 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno $\theta_t$ , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	

En el caso de que se deba instalar más de un cable tripolar o más de una terna de cables unipolares, a lo largo del recorrido, es preciso tener en cuenta el calentamiento mutuo y

reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción que figuran en Tabla 18.

Tabla 18: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.  
Fuente: Tabla 10 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

En el caso que la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 k m/W, se emplean los coeficientes de corrección de la Tabla 19.

Tabla 19: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K m/W.  
Fuente: Tabla 8 RD 223/2008 ITC-LAT 06

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

En el caso que la profundidad de la instalación difiera de 1 m, se aplican los coeficientes de corrección de la Tabla 20.

Tabla 20: Factores de corrección para profundidades de instalación distintas de 1m.  
Fuente: RD 223/2008 ITC-LAT 06

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

La intensidad máxima admisible para los cables AL RHZ1 en aluminio, instalado en agrupación de ternas, directamente enterrados, separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m y a una profundidad de 1 m, viene dada por la expresión:

$$I_{max} = n \cdot I_{cond} \cdot C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot C4$$

Siendo:

- n = número de conductores en paralelo.
- I<sub>cond</sub> = Intensidad máxima admisible del cable (ver Tabla 16).
- C1 = Coeficiente de corrección para diversas temperaturas del terreno (ver Tabla 17)
- C2 = Coeficiente de corrección para diversas resistividades térmicas del terreno (ver Tabla 19)
- C3 = Coeficiente de corrección para profundidad de instalación (ver Tabla 20)
- C4 = Coeficiente de corrección para agrupamiento de cables (ver Tabla 18)

En este caso, los cables están directamente enterrados a una profundidad de 1 m y separados entre sí una distancia inferior a 0,2 m. La temperatura del terreno ha sido supuesta en 25 °C y la resistividad térmica normal (1,5 K m/W). Así, los coeficientes C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> y C<sub>3</sub> tienen valor de la unidad. Los conductores están compuestos por una terna de cables, por lo que la expresión quedará reducida a:

$$I_{max} = N \cdot I_{cond}$$

Esta intensidad y la selección de conductores según criterios de máxima caída de tensión y pérdidas de potencia se muestran a continuación (ver I<sub>max</sub> en la Tabla 21).

#### 4.1.2. CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

Para estos tramos en corriente alterna los conductores se calculan mediante el criterio de caída de tensión, evitando sobrepasar el 2 % de caída de tensión sobre la nominal, tomando en cuenta la agrupación de conductores en las zanjas.

La caída de tensión se calcula mediante la siguiente ecuación (aplicada a la casuística del parque fotovoltaico en la Tabla 21).

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos\phi + X \sin\phi) * L \qquad \Delta V(\%) = \frac{\Delta U(V)}{V_{linea}} \cdot 100$$

donde:

- $\Delta U$  = Caída de la tensión compuesta, expresada en voltios
- I = Intensidad de la línea en amperios
- X = Reactancia por fase y por kilómetro en ohmios
- R = Resistencia por fase y por kilómetro en ohmios
- $\phi$  = Angulo de desfase
- L = Longitud de la línea en kilómetros.

En la tabla se muestra la sección y el número de conductores por fase, así como la caída de tensión y el porcentaje de caída de tensión total para cada circuito planteado. Los conductores serán de aluminio del tipo Al RHZ1 18 / 30 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de policloruro de vinilo, enterrados directamente en terreno.

Tabla 21: Caída de tensión en la red de 25 kV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas.	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	R Ω/km	X Ω/km	Caída tensión %
1	PS1 - CE	3,80	89,55	1,13	1	150	245	0,264	0,123	0,20%
TOTAL Circuito 1		3,80								0,20%
2	PS3 - PS2	3,80	89,55	0,50	1	240	345	0,161	0,114	0,06%
	PS2 - CE	7,60	179,10	2,00	1	400	415	0,1	0,106	0,30%
TOTAL Circuito 2		7,60								0,35%
TOTAL PFV		11,40								

Se puede ver que la máxima caída de tensión es de **0,35 %**, este valor se encuentra dentro del límite establecido del 2 %.

#### 4.1.3. CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA

Se establece como criterio de diseño que las pérdidas de potencia deberán ser inferiores al 0,5% de la potencia instalada.

$$P\% = \frac{100 \cdot R_k \cdot P_{act} \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \theta} \quad P_p = 100 \cdot \frac{P\%}{S}$$

Donde:

- $R_k$  = Resistencia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ ).
- $P_{act}$  = Potencia activa de la línea (kW)
- $L$  = Longitud de la línea (km)
- $U$  = Tensión de la línea (kV)
- $\cos \theta$  = Factor de potencia
- $S$  = Potencia aparente (kVA)

Aplicando las fórmulas anteriores al caso que nos ocupa:

Tabla 22: Pérdidas de potencia en circuito de evacuación de MT del PFV hasta el CE

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas.	Sección mm <sup>2</sup>	Imax A	Pérdida potencia	
								%	kW
1	PS1 - CE	3,80	89,55	1,13	1	150	245	0,19%	7,18
TOTAL Circuito 1		3,80						0,19%	7,18
2	PS3 - PS2	3,80	89,55	0,50	1	240	345	0,06%	1,92
	PS2 - CE	7,60	179,10	2,00	1	400	415	0,30%	19,25
TOTAL Circuito 2		7,60						0,28%	21,16
TOTAL PFV		11,40						0,25%	28,34

Se puede ver que la pérdida de potencia total es de **0,25 %**.

#### 4.1.4. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se toman como referencia los límites de intensidad que se citan a continuación:

- A efectos del diseño, especificación y construcción de las instalaciones, sin perjuicio del cumplimiento de los valores establecidos para la aparamenta, las lcc a considerar serán, en MT, 16 kA (I corta duración); 40 kA (I cresta).
- Por su parte, en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito, deberá considerarse 20 kA (I corta duración); 50 kA (I cresta).

Se ha tomado el valor de 20 kA. Esta intensidad debe ser inferior a la máxima soportada por el cable seleccionado en situación de cortocircuito, lo cual se comprueba a continuación.

De acuerdo a lo establecido en el ITC-LAT 06, “las intensidades máximas de cortocircuito admisible en los conductores se calcularán en base a la Norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente de acuerdo con las temperaturas especificadas en la Tabla 23. Para verificar si la sección escogida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, debe cumplirse la condición:

$$I_{cc} * \sqrt{t_{cc}} = KS$$

donde:

- I<sub>cc</sub>: intensidad de cortocircuito
- T<sub>cc</sub>: duración de cortocircuito. t<sub>cc</sub>= 0,5 segundos
- K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.
- S es la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

En caso de sobrecarga, la temperatura máxima del conductor de línea, no superará los 90 °C. En caso de cortocircuito, la temperatura del conductor de línea, no superará los 250 °C, para un tiempo máximo de duración del defecto de 5 segundos.

Para ello, se utiliza la ecuación:

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t_{cc}}} * \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

- T<sub>cc</sub>: máxima temperatura de cortocircuito admisible (250 °C para cables de HEPR y XLPE)
- T<sub>i</sub>: temperatura del conductor en régimen permanente. Es la temperatura a la que se inicia el cortocircuito.
- T<sub>s</sub>: temperatura máxima del conductor en régimen permanente (105 °C para cables con aislamiento de HEPR y 90 °C para cables con aislamiento de XLPE)
- β: 235 para cobre y 228 para aluminio

- K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En el caso estudiado,  $t_i = 90\text{ °C}$  y  $t_f = 250\text{ °C}$ ,  $K=94$ .
- S es la sección del conductor en  $\text{mm}^2$ .

Tabla 23: Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en  $\text{A/mm}^2$ , para conductores de Al.  
Fuente: RD 223/2008

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{CC}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300\text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300\text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_o/U < 18/30\text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Se tienen todos los valores excepto la temperatura inicial del conductor ( $T_i$ ). Se calcula con la siguiente expresión:

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) (I/I_{max})^2$$

donde:

- $T_i$ : temperatura del conductor en régimen permanente
- $T_{amb}$ : temperatura ambiente de la instalación ( $25\text{ °C}$  en nuestro caso)
- $T_s$ : temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $90\text{ °C}$  para el cable Al seleccionado)
- I: intensidad que recorre el conductor
- $I_{max}$ : intensidad máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación

Tabla 24: Intensidad de cortocircuito de los conductores del PFV

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	$T_i$ °C	Factor de corrección	Nº ternas	Sección $\text{mm}^2$	$I_{max}$ A	$I_{cc}$ kA
1	PS1 - CE	3,80	89,55	33,7	1,22	1	150	245	34,3
2	PS3 - PS2	3,80	89,55	29,4	1,23	1	240	345	55,6
	PS2 - CE	7,60	179,10	37,1	1,20	1	400	415	90,5

Los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a los 20 kA que puede soportar la red en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito. Se puede decir por tanto que los cables seleccionados son aptos para la instalación, ya que también cumplen con la condición de intensidad de cortocircuito.

#### 4.1.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los tres criterios anteriores (criterio por la caída de tensión, por intensidad máxima admisible por calentamiento y por intensidad de cortocircuito), se selecciona el conductor AI RH5Z1 18 / 30 kV, de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado, salvo en los cruces que irá entubado, ver detalle en Documento planos.

Las principales características de los cables de la línea de media tensión son:

- o Tensión nominal simple 18 kV
- o Tensión nominal entre fases 30 kV
- o Tensión máxima entre fases 36 kV
- o Tensión soportada a impulsos tipo rayo 170 kV
- o Temp. máxima admisible en el conductor en servicio permanente 90 °C
- o Temp. máxima admisible en el conductor en cortocircuito 250 °C

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 25: Características eléctricas cables MT. Fuente Prysmian: CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

Características eléctricas					
	I <sub>max</sub> máxima bajo tubo enterrado (A)	I <sub>max</sub> admisible directamente enterrado (A)	I <sub>max</sub> admisible al aire (A)	I <sub>max</sub> de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	I <sub>max</sub> de cortocircuito en la pantalla durante 1 s (A)
1 x 95	190	205	255	8.930	2.690
1 x 150	245	260	335	14.100	2.990
1 x 240	320	345	455	22.560	3.440
1 x 400	415	445	610	37.600	3.890

Tabla 26: Características dimensionales cables MT. Fuente Prysmian: CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

Características dimensionales				
	Nominal aislamiento (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Nominal exterior (mm)	Espesor cubierta (mm)
1 x 95	25,7	6,4	33,6	2
1 x 150	28,5	6,4	36,4	2
1 x 240	32,6	6,4	40,5	2
1 x 400	38	6,4	46	2

Tipo: AL RH5Z1  
Tensión: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma de diseño: IEC 60502-2, G3 DND003 (en lo aplicable)

Composición:

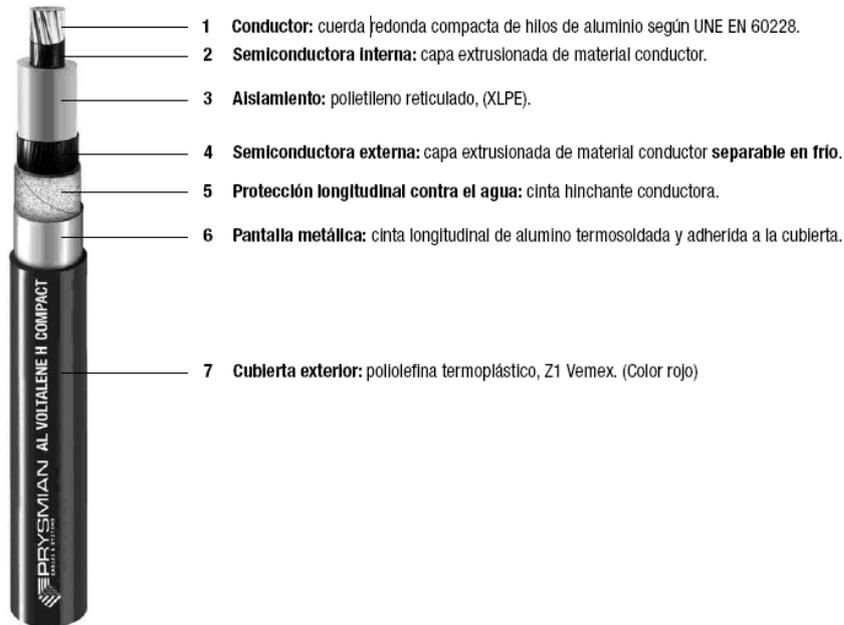


Ilustración 4: Cable red MT. Fuente: Prysmian CABLE AL VOLTALENE H COMPACT (NORMALIZADO POR ENDESA, NUEVO DISEÑO) AL RH5Z1

## 4.2. TRAMO CENTRO DE ENTREGA – SET FRAGA

Desde el Centro de Entrega del PFV FRAGA 2 se evacúa la energía mediante una Línea Subterránea de Media Tensión de 25 kV hasta la SET FRAGA de E-DISTRIBUCIÓN. Esta LSMT comparte zanja y trazado con la LSMT del PFV Fraga 2, instalación ubicada en las cercanías.

Aplicando la metodología explicada en el apartado anterior a este caso, se obtienen los siguientes resultados.

### 4.2.1. CÁLCULO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Ver Intensidad acumulada en Tabla 27.

### 4.2.2. CRITERIO DE MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN

Tabla 27: Caída de tensión en la LSMT

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad Acumulada A	Long km	Nº Ternas.	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	R Ω/km	X Ω/km	Caída tensión %
LSMT PFV FRAGA 2	CE- SET	11,60	273,4	5,58	1	400	344,5	0,1	0,106	1,26%

Se puede ver que la máxima caída de tensión de la LSMT es de **1,26 %**, este valor se encuentra dentro del límite establecido del 5 %.

### 4.2.3. CRITERIO DE PÉRDIDA MÁXIMA DE POTENCIA

Tabla 28: Pérdidas de potencia en la LSMT

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad acumulada A	Long. km	Nº ternas	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	Pérdida potencia % kW
LSMT PFV FRAGA 2	CE- SET	11,60	273,4	5,58	1	400	344,5	1,08% 124,98

Se puede ver que la pérdida de potencia total de la LSMT es de **1,08 %** por terna.

#### 4.2.4. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Tabla 29: Intensidad de cortocircuito de los conductores de la LSMT

Circuito	Tramo	Potencia Acumulada MW	Intensidad acumulada A	Ti °C	Factor de corrección	Nº ternas	Sección mm <sup>2</sup>	I <sub>max</sub> A	I <sub>cc</sub> kA
LSMT PFV FRAGA 2	CE- SET	11,60	273,4	65,9	1,09	1	400	344,5	82,2

Los valores de intensidad de cortocircuito obtenidos son en todos los tramos superiores a los 20 kA que puede soportar la red en puntos de muy elevada potencia de cortocircuito. Se puede decir por tanto que los cables seleccionados son aptos para la instalación, ya que también cumplen con la condición de intensidad de cortocircuito.

#### 4.2.5. CONDUCTORES SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los tres criterios anteriores (criterio por la caída de tensión, por intensidad máxima admisible por calentamiento y por intensidad de cortocircuito), se selecciona el conductor AI RH5Z1 18 / 30 kV, de tipo aislado y subterráneo directamente enterrado, salvo en los cruces que irá entubado, ver detalle en Documento planos.

Las principales características de los cables de la línea de media tensión son:

- o Tensión nominal simple 18 kV
- o Tensión nominal entre fases 30 kV
- o Tensión máxima entre fases 36 kV
- o Tensión soportada a impulsos tipo rayo 170 kV
- o Temp. máxima admisible en el conductor en servicio permanente 90 °C
- o Temp. máxima admisible en el conductor en cortocircuito 250 °C

## 5. ANÁLISIS P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN. JUSTIFICACIÓN DEL NÚMERO DE INVERSORES

### 5.1. ANTECEDENTES Y BASE LEGAL

El 1 de agosto de 2020 se aprobó la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red, necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

El 3 de noviembre de 2020, AELEC y REE publicaron la versión 2.0 de la Norma Técnica de Supervisión (NTS) de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631.

De acuerdo a dichos documentos se establecerán una serie de valores o rangos de funcionamiento para las centrales de generación de energía.

Algunos de los parámetros contemplados en la norma son:

- Requerimientos de Carga/Velocidad y/o Frecuencia/Potencia:

Se requerirá que toda central fotovoltaica sea capaz de operar de manera estable conectada a la red y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o Frecuencia/Potencia para variaciones de frecuencia dentro de los límites de operación en sobrefrecuencia y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se establezcan en dicha NTS.

- Requerimientos de estabilidad de tensión:

El diseño de la central solar fotovoltaica tendrá que adaptarse a los requerimientos de estabilidad que establece la NTS.

- Requerimientos de inyección de potencia:

Se asegurará que la central puede operar de forma permanente entregando o absorbiendo potencia reactiva en el Punto de Conexión a la red (PCR), siempre y cuando esté disponible su recurso primario, para tensiones en el rango de Estado Normal, en los casos particulares que indique la NTS.

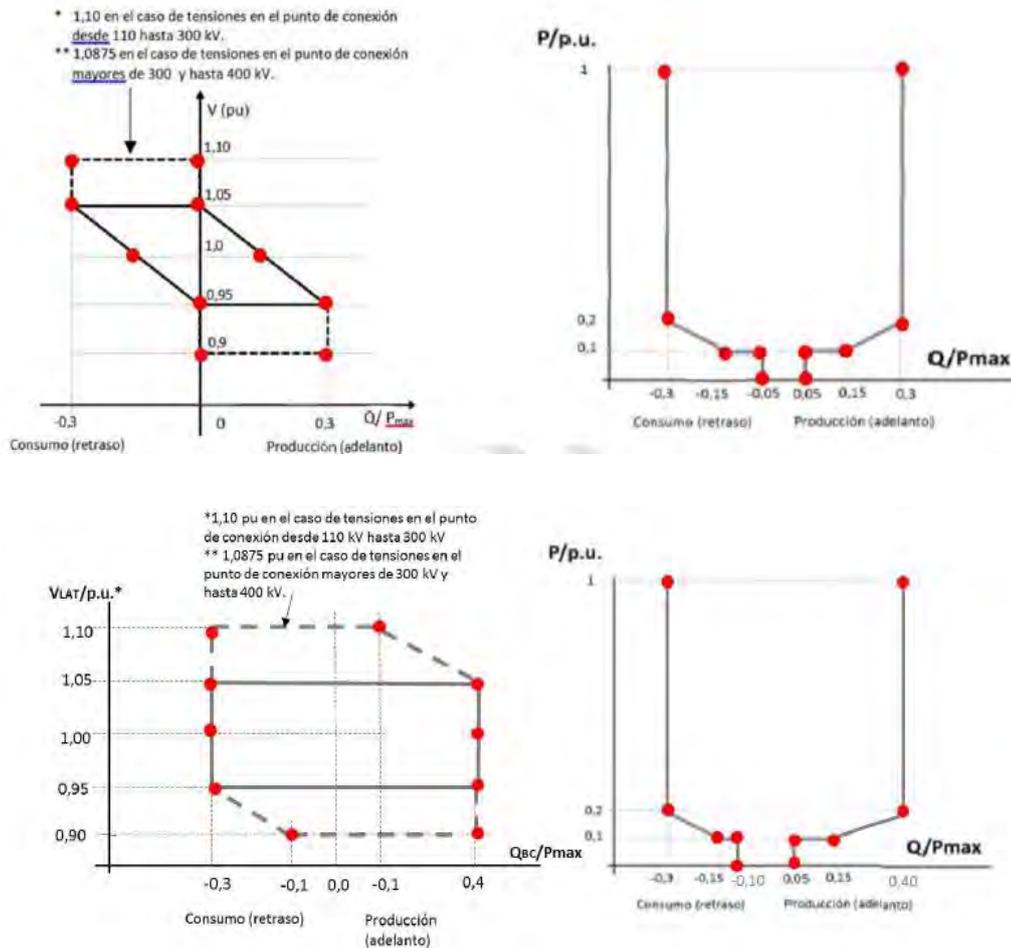


Ilustración 5: Diagrama U-Q/Pmax para módulos de generación con punto de conexión independiente (arriba) y con punto de conexión compartido (abajo). Fuente: Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631

Este último requisito es el que condiciona en gran medida la elección del número de inversores a instalar en el proyecto. De acuerdo con la NTS, la central de generación de energía debe ser capaz de entregar una potencia reactiva igual al 30% de capacitiva y 30% o 40%<sup>1</sup> de inductiva de su potencia activa máxima.

## 5.2. TIPOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

- a) Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100kW.

<sup>1</sup> Este valor límite requerido en PCR depende del tipo de instalación. Se tiene 30% para instalaciones con PCR independiente, y 40% en instalaciones con PCR compartido con otras instalaciones.

- b) Tipo B: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100kW e igual o inferior a 5 MW.
- c) Tipo C: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- d) Tipo D: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW.

### 5.3. REQUISITOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

Como se ha mencionado anteriormente, el factor determinante de la normativa es el requerimiento de inyectar/absorber potencia reactiva.

Para el caso de este PFV, los requisitos son los siguientes:

- La capacidad de potencia reactiva de los módulos de generación síncronos a su capacidad máxima ( $P_{max}$ ), será tal que dentro del rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  p.u. éstos deberán disponer de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva ( $Q$ ) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción /absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/ $P_{max}$ .
- La aportación de la potencia reactiva estará disponible tanto en régimen permanente como en régimen perturbado y se llevará a cabo mediante un control de tensión a consigna de tensión en el punto de conexión, de tal forma que el punto de operación del módulo de generación de electricidad síncrono esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión conocido por sus siglas en inglés como "AVR" (Automatic Voltage Regulator).
- Adicionalmente, los módulos de generación de electricidad síncronos conectados a la red de transporte deberán aportar potencia reactiva dentro de los rangos de tensión que aparecen representados en las extensiones de trazos discontinuos en el diagrama U-Q/ $P_{max}$ . Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.
- En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/ $P_{max}$  con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/ $P_{max}$  derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio

de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango  $0,95 \leq V \leq 1,05$  p.u., para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada anteriormente.

#### 5.4. CURVA P-Q DE LOS INVERSORES UTILIZADOS

Para cumplir con los requisitos de estabilidad de la red eléctrica, el sistema de generación debe de ser capaz de compensar la potencia reactiva. Esto se realiza mediante los inversores, dada su capacidad de generación y absorción de potencia reactiva.

La curva de funcionamiento P-Q del inversor utilizado (ver Ilustración 6) muestra los límites de operación del inversor. Dicha curva es simétrica, es decir, los inversores pueden aportar la misma potencia reactiva tanto de manera inductiva como capacitiva. Asimismo, se observa que tiene su límite de generación de energía activa establecido en 1 p.u.

En condiciones normales de funcionamiento los inversores trabajan con factor de potencia 1 y a tensión 1 p.u. No obstante, cuando la red lo requiera, los inversores pueden operar en toda la superficie abarcada bajo la curva P-Q correspondiente.

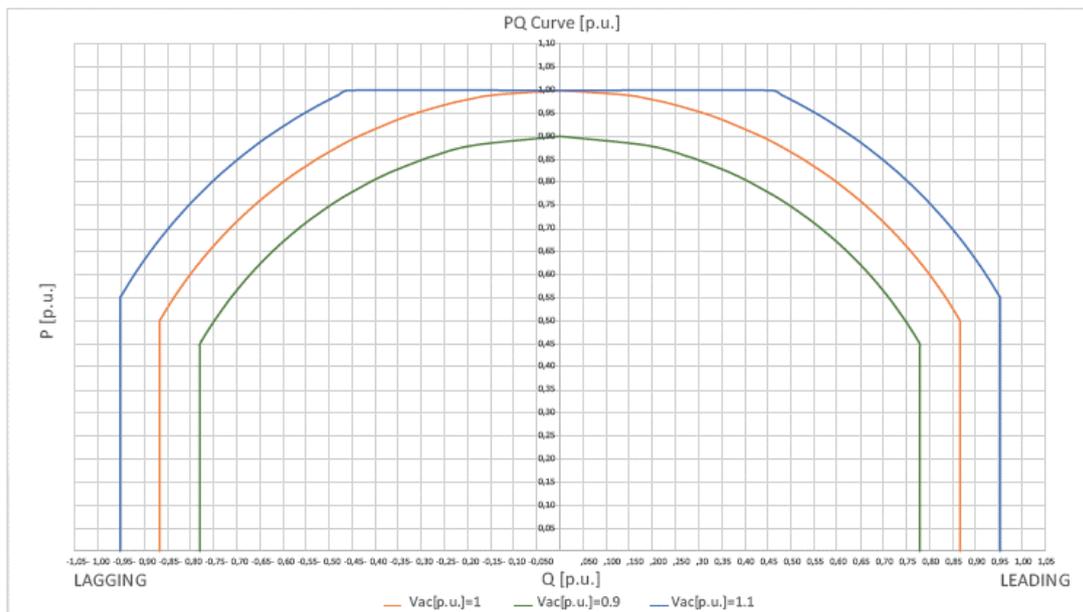


Ilustración 6: Curva P-Q para inversor HEMK. Fuente: Power Electronics

El caso más desfavorable ocurrirá cuando haya que compensar los efectos inductivos de las instalaciones del parque fotovoltaico y su infraestructura de evacuación (cables de MT y transformadores de los CT del PFV), además de la energía reactiva capacitiva a compensar según el Código de Red, como se muestra en la Ilustración 7.

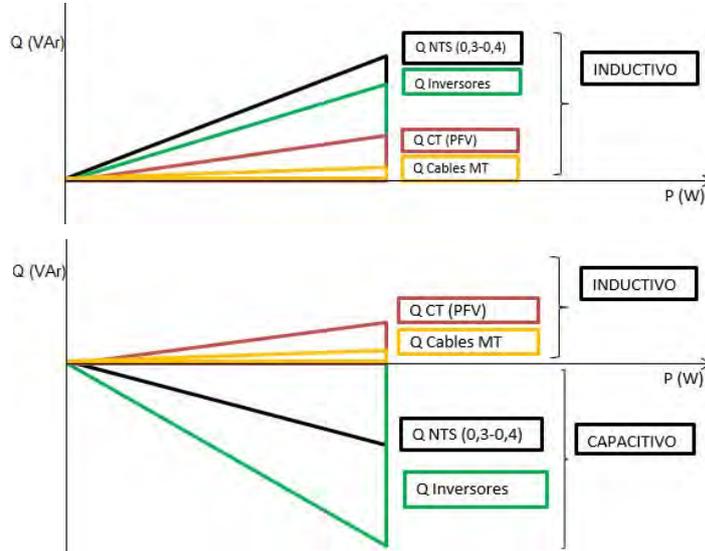


Ilustración 7: Triángulo de potencias NTS inductivo (arriba); Triángulo de potencias NTS capacitivo (abajo)

En el siguiente apartado se procede al cálculo de dicha potencia reactiva a compensar así como el número y tipo de inversores necesario para la planta fotovoltaica.

## 5.5. CÁLCULOS

La potencia Pmax se refiere a la capacidad de acceso del PFV: 10 MW. Por lo tanto, el requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión más restrictivo es de 3 MVAR capacitivos (30 % Pmax al tratarse de PCR independiente).

Para calcular el número de inversores necesarios es preciso considerar el comportamiento de la central desde los propios inversores hasta el punto de conexión.

Los valores usados para el análisis son:

- Temperatura ambiente de los inversores = 25 °C.
- $Q/P_{\text{máx}} = 0,3$ .
- Tensión P.U. = 0,95, 1 y 1,05. El Reglamento permite que para tensiones 1,10 y 0,9 p.u. parte de la respuesta que se obtenga con su utilización se cumpla con velocidades de respuesta más lentas de hasta 60 segundos.
- Pérdidas entre bornas del inversor y PCR: pérdidas en el cableado de MT y de los CTs de las Power Station. Ver siguiente tabla.

Se consideran 3 casos de diseño: subdimensionado (caso 1), dimensionamiento óptimo (caso 2) y sobredimensionado (caso 3). El resultado del análisis se recoge en la tabla que se muestra en la página siguiente.

De los tres casos analizados, se descarta el primero ya que requiere una batería de condensadores adicional, y se descarta el tercero porque no aporta ninguna ventaja sobre el caso 2.

Se opta por instalar tres inversores FS3670K HEMK cuya potencia unitaria a 40°C es de 3.800 kVA, sumando por tanto 11.400 kVA.

En cumplimiento de la disposición adicional primera del RD 1183/2020, el PFV dispondrá de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que éste pueda inyectar a la red supere su capacidad de acceso (10 MW).



**PFV Fraga 2 y su infraestructura de evacuación**  
**Anejo 4**



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº.Colegiado.: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA  
VISADO Nº. : VD01650-21A  
DE FECHA : 21/5/21  
**E-VISADO**

*Tabla 30: Dimensionamiento de los inversores*

		Tensión 0,95 p.u (+0,3 Q/P)			Tensión 1 p.u (+0,15 Q/P)			Tensión 1 p.u (-0,15 Q/P)			Tensión 1,05 p.u (-0,3 Q/P)			Unidades
Datos PFV	Capacidad de acceso PFV	10.000												kW
	Potencia total módulos FV	13.000												kWp
	Potencia inversor tipo 1 (a 40°C)	3.630												kVA
	Potencia inversor tipo 2 (a 40°C)	3.800												kVA
	Potencia inversor tipo 3 (a 40°C)	3.965												kVA
	Número de inversores tipo 1	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	
	Número de inversores tipo 2	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	
	Número de inversores tipo 3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	
	Potencia total en inversores	10.890	11.400	11.895	10.890	11.400	11.895	10.890	11.400	11.895	10.890	11.400	11.895	kVA
	Potencia máxima	0,918	0,877	0,841	0,918	0,877	0,841	0,918	0,877	0,841	0,918	0,877	0,841	
	Pérdidas Potencia cableado MT PFV	86,86	89,34	91,85	86,86	89,34	91,85	86,86	89,34	91,85	86,86	89,34	91,85	kW
	Pérdidas Potencia cableado MT PFV	32,67	40,75	47,25	34,39	42,90	49,74	34,39	42,90	49,74	36,11	45,04	52,23	kVAr Inductivo
	Tensión	0,95			1			1			1,05			p.u.
Código Red	Potencia reactiva en PCR	3.000	3.000	3.000	1.500	1.500	1.500	-1.500	-1.500	-1.500	-3.000	-3.000	-3.000	kVAr
CTs Power Stations	Xcc Trafo CT	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	%
	%Fe Trafo CT	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	%
	% Pérdidas carga CT PS	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	%
	Potencia reactiva Trafos PS	724	758	791	762	798	833	762	798	833	800	838	874	kVAr Inductivo
TOTAL	Potencia reactiva a compensar	3.757	3.799	3.838	2.297	2.341	2.382	-703	-659	-618	-2.163	-2.117	-2.073	kVAr
Inversores	Margen de reactiva en cada PS	23%	38%	47%	39%	48%	54%	39%	48%	54%	53%	38%	47%	%
	Potencia reactiva aportada por los inversores de las PS	2.454	4.310	5.534	4.267	5.471	6.440	4.267	5.471	6.440	5.772	4.310	5.534	kVAr
Conclusiones	Potencia aparente en inversores necesaria	10.682	10.697	10.711	10.260	10.270	10.280	10.025	10.022	10.019	10.231	10.222	10.213	kVA
	Sobreinstalación de potencia en inversores necesaria	106,8%	107,0%	107,1%	102,6%	102,7%	102,8%	100,2%	100,2%	100,2%	102,3%	102,2%	102,1%	%
	¿Se cubre la demanda?	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	
	¿Batería de condensadores?	SÍ	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
	Diferencia entre la potencia reactiva instalada y la necesaria	-1.303	511	1.696	1.970	3.130	4.058	4.970	6.130	7.058	7.935	6.427	7.608	kVAr
	Sobreinstalación de potencia en inversores instalada	108,9%	114,0%	119,0%	108,9%	114,0%	119,0%	108,9%	114,0%	119,0%	108,9%	114,0%	119,0%	%



## 6. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra de la planta fotovoltaica está formada por una red que une todas las estructuras eléctricas con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, así como la puesta a tierra de centros de transformación, centros de entrega y/o seccionamiento.

Se realizará de acuerdo a los siguientes documentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, en concreto la ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, en concreto la ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

### 6.1. RED DE TIERRAS EN BAJA TENSIÓN

La red de tierras de baja tensión se compone de la puesta a tierra de los paneles solares fotovoltaicos, las estructuras soporte seguidor y las CSPs. Se realiza mediante la toma a tierra de grupos de electrodos enterrados en el suelo, y conectados mediante conductor de cobre, que se tenderá por las zanjas de BT. A este conductor se unirá toda la estructura metálica y el neutro del sistema de BT. Los conductores horizontales se dispondrán por las bandejas metálicas de cables de las estructuras.

Se colocarán:

- Picas de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm<sup>2</sup> en cada CSP, en los transformadores de SSAA y a lo largo del vallado perimetral.
- Conductor de cobre desnudo de 35mm<sup>2</sup> de sección para la red de tierra equipotencial de los seguidores fotovoltaicos.
- Conductor de cobre de sección variable dependiendo del circuito (ver Tabla 31) para la puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos y las CSPs.

Tabla 31: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra. Fuente: ITC-BT-18

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		



Además, las masas de la instalación estarán conectadas al borne principal de tierra mediante conductores de protección. Esta red de tierras será independiente de la de la compañía distribuidora, según el REBT. La sección de los conductores de protección será la indicada en la Tabla 32 en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos, o de sección cuya conductividad resulte equivalente a la proporcionada por las secciones de dicha tabla.

Tabla 32: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección S <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Los conductores de tierra que conforman la red radial del PFV y que van enterrados en las zanjas de BT junto con el resto de conductores, serán cables de cobre de 50mm<sup>2</sup> de sección.

#### 6.1.1. Cálculo de la resistencia de toma de tierra

Los electrodos de la toma de tierra pueden estar compuesto de barras, conductores desnudos, placas, mallas o anillos, armaduras de hormigón, u otras estructuras enterradas. La profundidad de las tomas de tierra debe ser tal que las condiciones de humedad y temperatura del suelo no aumente la resistencia por encima del valor previsto. En cualquier caso, la profundidad mínima es de 0,50 metros. El valor de la resistencia de las tomas de tierra debe diseñarse de forma que la masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

La resistencia de toma a tierra se puede calcular en base a las siguientes fórmulas:

Electrodo	Resistencia de tierra (Ω)
Pica vertical	$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R_c = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$

Donde:

- ρ = Resistividad del terreno (Ω·m)
- L = Longitud de la pica o conductor, y en la malla la longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla (m<sup>2</sup>)



La resistividad del terreno es un dato que se determinará en detalle a partir de su propio estudio en la unidad geológica de la zona de implantación. No obstante, como primera aproximación y tomando como referencia los valores orientativos de las tablas que se muestran a continuación, se ha estimado un valor de resistividad del terreno para el presente estudio de  $\rho = 150 \Omega \cdot m$ .

Tabla 33: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla 34: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. Fuente: ITC-BT-18

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

En el caso de malla de tierra, se tiene:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4\sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L} = 0,13 \Omega$$

Siendo  $S = 298.855 \text{ m}^2$ ,  $L = 20.096 \text{ m}$  y  $\rho = 150 \Omega \cdot m$ .

A partir de este valor se puede calcular la tensión de contacto, que deberá cumplir la condición:

$$V_D [V] = I_D \cdot R_T \leq 24 V$$

Donde:

- $V_D$  = Tensión de defecto (V)
- $I_D$  = Corriente de defecto a tierra (A)
- $R_T$  = Resistencia de tierra ( $\Omega$ )

La corriente de defecto a tierra viene limitada por el interruptor diferencial que porta el lado de baja tensión de la Power Station. En el caso que nos ocupa, Power Electronics establece que el inversor va equipado con protección GFDI de 300 mA, según la norma IEC 62109-2. Por tanto se cumple:

$$V_D = 0,038 V \leq 24 V$$

## 6.2. RED DE TIERRAS EN MEDIA TENSIÓN

La red de tierras de media tensión se compone de la puesta a tierra de los centros de transformación (Power Stations), entrega y/o seccionamiento. Para su cálculo es necesario determinar las tensiones de paso y de contacto, las cuales servirán de referencia cuando sean comprobadas en el momento de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica. De acuerdo con la ITC-RAT-13, los centros de transformación deben tener su puesta a tierra individual, separada de la instalación de tierra general, con el fin de evitar posibles tensiones peligrosas para las personas o instalaciones.

Complementariamente a la puesta a tierra de los CTs, se tenderán conductores de tierra de cobre desnudo por las zanjas de los circuitos de MT, los cuales tendrán una sección de 50mm<sup>2</sup>.

### 6.2.1. Cálculo de la tensión de contacto y paso aplicada

La tensión de contacto aplicada ( $V_{ca}$ ) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies. Los valores admisibles de esta tensión se muestran en la siguiente gráfica:

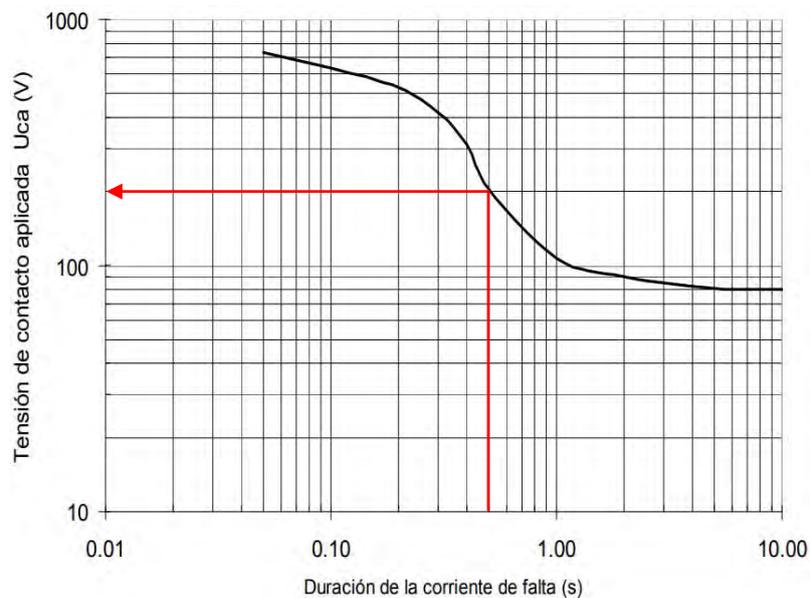


Ilustración 8: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta. Fuente: ITC-RAT-13



La tensión de paso aplicada ( $V_{pa}$ ) admisible es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado. Se define como:

$$V_{pa} [V] = 10 V_{ca}$$

Considerando un tiempo de duración de falta de 0,5 segundos, se tiene  $V_{ca} = 204 V$ .

### 6.2.2. Cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles

La tensión de contacto ( $V_c$ ) y la tensión de paso ( $V_p$ ) son las tensiones máximas admisibles en la instalación que garantizan la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

Para determinar las tensiones de contacto y paso admisibles se podrán emplear las expresiones siguientes:

$$V_c [V] = V_{ca} \times \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right) \quad V_p [V] = 10 V_{ca} \times \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- $R_{a1}$  = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor  $2.000 \Omega$  (ITC-RAT-13)
- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno ( $\Omega \cdot m$ ), estimada en  $150 \Omega \cdot m$

Para conocer la resistividad superficial del terreno es necesario un estudio de las características del suelo emplazamiento de la instalación. Según el Reglamento de AT, para instalaciones de 3ª categoría<sup>2</sup> y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 15 kA no será obligatorio realizar la investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad por medio de la Tabla 35.

<sup>2</sup> ITC-RAT (Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías De Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión), Artículo 3. Tensiones nominales. Clasificación de las instalaciones:

- Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
- Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- Tercera categoría: Tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Tabla 35: Valores orientativos de la resistividad del terreno. Fuente: ITC-RAT-13

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silíceas	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 500
Calizas blandas	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1000 a 5000
Pizarras	500 a 1000
Rocas de mica y cuarzo	50 a 300
800	
Granitos y gres procedentes de alteración	800
Granitos y gres muy alterados	1500 a 10000
Hormigón	100 a 600
Basalto o grava	2000 a 3000
	3000 a 5000

Así, los valores resultantes de las tensiones de contacto y paso son:

$$V_c = 453,9 \text{ V} \quad V_p = 12.036,0 \text{ V}$$

### 6.2.3. Cálculo de la tensión de paso de acceso

Se calcula la tensión de paso de acceso que corresponde a la tensión que representa un pie en el terreno y otro en la solera de hormigón de los centros de inversión y transformación/entrega/seccionamiento. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{p(\text{acceso})} [V] = 10 V_{ca} \times \left( 1 + \frac{3\rho + 3\rho_{\text{hormigón}}}{1000} \right)$$

Donde:

- $\rho_s$  = Resistividad superficial del terreno, estimada en 150  $\Omega \cdot m$
- $\rho_{\text{hormigón}}$  = Resistividad del hormigón, que toma un valor de 3.000  $\Omega \cdot m$  (Tabla 35)

Sustituyendo en la expresión los valores mostrados anteriormente y para un tiempo de desconexión de las protecciones de 0,5 segundos, se obtiene un valor de tensión de paso de acceso de:

$$V_{p(\text{acceso})} = 21.318 \text{ V}$$

### 6.2.4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CT

La puesta a tierra de los centros de inversión y transformación, entrega y/o seccionamiento está formada por un anillo de 4 picas verticales de acero recubierto de

cobre de 2 metros de longitud y diámetro de 14 mm<sup>2</sup>, dispuestas en el exterior de las esquinas del centro y unidas entre ellas por un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección. También se dispone un anillo interior de Cu desnudo de 50 mm<sup>2</sup> unido al anillo exterior por medio de una red radial que une las estructuras con un conductor de tierra. En la Ilustración 9 se puede observar la disposición de tierras descrita:



Ilustración 9: Puesta a tierra del centro de transformación MV Skid de Power Electronics

La fórmula utilizada para determinar la resistencia de puesta a tierra es la siguiente:

$$R_T [\Omega] = R_{malla} = \frac{\rho}{4 \sqrt{\frac{S}{\pi}}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- $\rho$  = Resistividad del terreno, estimada en 150  $\Omega \cdot m$
- L = Longitud total de los conductores enterrados (m)
- S = Superficie cubierta por la malla (m<sup>2</sup>)

Siendo S = 62 m<sup>2</sup>, L = 63,8 m y  $\rho$  = 150  $\Omega \cdot m$

Con los valores indicados se obtiene una resistencia de:

$$R_T = 10,79 \Omega$$



### 6.3. JUSTIFICACIÓN DE RED DE TIERRAS

La instalación de puesta a tierra une todas las partes metálicas de la instalación no destinadas a conducir la corriente eléctrica con una derivación final o toma de tierra, de manera que en ningún punto normalmente accesible (interior o exterior) de la instalación eléctrica pueda presentarse una tensión peligrosa para las personas o para la propia instalación.

Los cálculos mostrados en el presente documento conforman el diseño preliminar de la instalación de tierra, no obstante la instalación debe ser calculada en mayor detalle en el proyecto constructivo.

Una vez construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos. El Director de Obra deberá verificar que las tensiones de paso y contacto aplicadas están dentro de los límites admitidos, así como los cálculos de las resistencias de puesta a tierra.

Las instalaciones de tierra serán comprobadas en el momento de su establecimiento y revisadas por empresas instaladoras o por empresas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en caso de que se trate de instalaciones de su titularidad, al menos, una vez cada tres años a fin de comprobar el estado de las mismas. Esta verificación consistirá en una inspección visual y en la medida de la resistencia de puesta a tierra.



# ANEJO 5

## Cálculo de sombras

## 1. CÁLCULO DE SOMBRAS

Todos los módulos se encuentran fijados horizontalmente en filas orientadas 0° respecto al SUR, por lo que para evaluar la distancia entre filas se debe tener en cuenta la proyección este-oeste, de acuerdo con el movimiento del seguidor solar de la estructura. Por tanto, las distancias de separación entre filas (dirección norte-sur) se han calculado bajo el criterio de minimizar el sombreado de los módulos.

Para evitar el sombreado entre paneles, se determina la distancia mínima entre las filas a partir del cálculo propuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica conectados a la Red [6].

Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Se toma como  $h$  la altura de la estructura dependiendo de su inclinación:

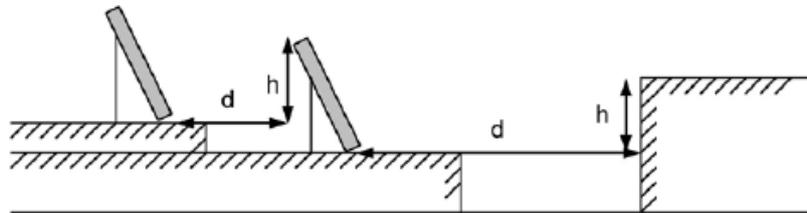


Ilustración 1. Ejemplos de toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ .

Las dimensiones del panel son de 2.010 x 992 mm (L x A) y en la estructura hay una filas de 28 paneles en vertical, por lo que las dimensiones de la estructura son de aproximadamente 27,78 x 2,01 m.

La altura de la estructura en el caso más desfavorable, con una inclinación de 60°, es de:

$$h = 2,01 \cdot \sin 60^\circ = 1,74 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima entre paneles para evitar sombreados es de:

$$d = \frac{1,74}{\tan(61^\circ - 41^\circ)} = 4,78 \text{ m}$$



Teniendo en cuenta que el pitch mínimo recomendado es de 4,78 m para que no haya sombras entre los paneles, se determina una separación entre seguidores de 6,5 metros. Este valor será considerado para la configuración y distribución de los seguidores en el parque fotovoltaico.

Es importante destacar que aunque se escogiese un pitch inferior al teórico, los seguidores cuentan con tecnología backtracking que optimiza la orientación de éstos en función de las sombras existentes, maximizando la generación de energía.

## Bibliografía

- [6] Idae, “Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,” *Idae*, p. 46, 2011.



# ANEJO 6

## Gestión de residuos

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002).....	3
3.	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO .....	6
4.	MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS.....	7
5.	MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS.....	7
6.	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	8
6.1.	REUTILIZACIÓN .....	8
6.2.	VALORIZACIÓN.....	9
6.3.	ELIMINACIÓN .....	9
7.	VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS .....	10

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente anejo, se establecen unas directrices y se elaboran una serie de recomendaciones y obligaciones, que se deberán tener en cuenta y cumplir durante el transcurso de la obra en cuanto al tratamiento de los residuos que se produzcan en la misma propios de las diferentes actuaciones que existan, y en cumplimiento del Real Decreto 105/2008 de 1 de Febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, fomentando por este orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad de construcción.

De acuerdo con el mencionado R.D. se realizará una separación de los distintos residuos que se vayan a generar en obra y se trasladaran los mismos a un lugar conveniente para su tratamiento. Consiguiendo principalmente, con la aplicación de este Real Decreto, que todos aquellos residuos que se generan de las obras de construcción, sean tratados de manera que se aprovechen al máximo desde el punto de vista de reciclado y reutilización de los materiales obtenidos en dichas demoliciones y evitar de esta manera el depósito directo de todos estos materiales en un vertedero público cualquiera sin ningún tipo de tratamiento previo.

La elaboración del presente anejo de gestión de residuos se realiza en base a la siguiente normativa:

- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y escombros.
- Decreto 262/2006, de 27 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el reglamento de la producción, posesión y gestión de los residuos de la construcción y la demolición, y del régimen jurídico del servicio público de eliminación y valorización de escombros que no procedan de obras menores de construcción y reparación domiciliaria en la Comunidad Autónoma de Aragón, modificado por el Decreto 117/2009, de 23 de junio.
- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la cual se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.
- Decreto Legislativo 1/2009, de 21 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley reguladora de los residuos.
- Plan Nacional de residuos de la construcción y demolición (PNRCD) 2008-2015.

## 2. IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN (SEGÚN ORDEN MAM/304/2002)

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	<b>17</b>	<b>Residuos de la construcción y demolición.</b>
	<b>17 01</b>	<b>Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos</b>
X	17 01 01	Hormigón
	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 06*	Mezclas, o fracciones separadas, de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que contienen sustancias peligrosas
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06
	<b>17 02</b>	<b>Madera, vidrio y plástico</b>
X	17 02 01	Madera
	17 02 02	Vidrio
X	17 02 03	Plástico
	17 02 04*	Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
	<b>17 03</b>	<b>Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados</b>
	17 03 01*	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla
	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01
	17 03 03*	Alquitrán de hulla y productos alquitranados
	<b>17 04</b>	<b>Metales (incluidas sus aleaciones)</b>
	17 04 01	Cobre, bronce, latón
	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
X	17 04 05	Hierro y acero
	17 04 06	Estaño
X	17 04 07	Metales mezclados
	17 04 09*	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
	17 04 10*	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
	<b>17 05</b>	<b>Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje</b>
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 05*	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05
	17 05 07*	Balasto de vías férreas que contienen sustancias peligrosas
	<b>17 06</b>	<b>Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto</b>

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
17 06 01*	Materiales de aislamiento que contienen amianto
17 06 03*	Otros materiales de aislamiento que consisten en, o contienen, sustancias peligrosas
17 06 04	Materiales de aislamiento distintos de los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03
17 06 05*	Materiales de construcción que contienen amianto (6)
<b>17 08</b>	<b>Materiales de construcción a partir de yeso</b>
17 08 01*	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con sustancias peligrosas
17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01
<b>17 09</b>	<b>Otros residuos de construcción y demolición</b>
17 09 01*	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio
17 09 02*	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB (por ejemplo, sellantes que contienen PCB, revestimientos de suelo a partir de resinas que contienen PCB, acristalamientos dobles que contienen PCB, condensadores que contienen PCB)
17 09 03*	Otros residuos de construcción y demolición (incluidos los residuos mezclados) que contienen sustancias peligrosas
X 17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03
<b>15</b>	<b>Residuos de envases ; absorbentes, trapos de limpieza, materiales de filtración y ropas de protección no especificados en otra categoría</b>
<b>15 01</b>	<b>Envases (incluidos los residuos de envases de la recogida selectiva municipal)</b>
15 01 01	Envases de papel y cartón
15 01 02	Envases de plástico
15 01 03	Envases de madera
15 01 04	Envases metálicos
15 01 05	Envases compuestos
15 01 06	Envases mezclados
15 01 07	Envases de vidrio
15 01 09	Envases textiles
X 15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas
15 01 11*	Envases metálicos, incluidos los recipientes a presión vacíos, que contienen una matriz porosa sólida peligrosa (por ejemplo, amianto)
<b>15 02</b>	<b>Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras</b>
X 15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas
15 02 03	Absorbentes, materiales de filtración, trapos de limpieza y ropas protectoras distintos de los especificados en el código 15 02 02
<b>13</b>	<b>Residuos de aceites y de combustibles líquidos (excepto los aceites comestibles y los de los capítulos 05, 12 y 19)</b>
<b>13 01</b>	<b>Residuos de aceites hidráulicos</b>
13 01 09*	Aceites hidráulicos minerales clorados
13 01 10*	Aceites hidráulicos minerales no clorados
13 01 11*	Aceites hidráulicos sintéticos

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	13 01 12*	Aceites hidráulicos fácilmente biodegradables
	<b>13 02</b>	<b>Residuos de aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes</b>
	13 02 04*	Aceites minerales clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 06*	Aceites sintéticos de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 07*	Aceites fácilmente biodegradables de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	13 02 08*	Otros aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes
	<b>13 07</b>	<b>Residuos de combustibles líquidos</b>
X	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo
	13 07 02*	Gasolina
	13 07 03*	Otros combustibles (incluidas mezclas)
	<b>20</b>	<b>Residuos municipales (residuos domésticos y residuos asimilables procedentes de los comercios, industrias e instituciones), incluidas las fracciones recogidas selectivamente</b>
	<b>20 01</b>	<b>Fracciones recogidas selectivamente (excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)</b>
X	20 01 01	Papel y cartón
	20 01 02	Vidrio
	20 01 08	Residuos biodegradables
	20 01 13*	Disolventes
	20 01 39	Plásticos
	20 01 40	Metales
	<b>20 03</b>	<b>Otros residuos municipales</b>
X	20 03 01	Mezclas de residuos municipales

Los residuos que aparecen en la lista señalados con un asterisco (\*) se consideran residuos peligrosos de conformidad con la Directiva 91/689/CEE sobre residuos peligrosos a cuyas disposiciones están sujetos a menos que se aplique el apartado 5 del artículo 1 de esa Directiva.

### 3. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO

Dadas las características de la obra, se ha realizado una estimación, tanto en peso como en volumen, en función de la tipología del residuo generado, y que se especifica en la siguiente tabla:

	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TONELADAS	METROS CÚBICOS
X	17 01 01	Hormigón	1,782	1,188
X	17 02 01	Madera	0,070	0,140
X	17 02 03	Plástico	0,343	0,132
X	17 04 05	Hierro y acero	0,111	0,014
X	17 04 07	Metales mezclados	0,000	0,000
X	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	1,639	10,93 m
X	17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,012	0,007
X	17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	56,376	35,235
X	17 09 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	0,0013	0,001
X	15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas	0,000	0,000
X	15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,003	0,004
X	13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,068	0,070
X	13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,001	0,001
X	20 01 01	Papel y cartón	0,171	0,190
X	20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,304	0,097

El total, en peso, de los residuos generados será el siguiente:

- Residuos inertes: 56,38 T.
- Resto de residuos: 4,51 T.

## 4. MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN Y PREVENCIÓN DE RESIDUOS

Para prevenir la generación de residuos de la construcción y demolición durante la fase de obra o de reducir la generación de los mismos se han tenido en cuenta las siguientes acciones:

NO	SI	MEDIDA PREVENCIÓN / REDUCCIÓN
	X	Separación de residuos en origen ( en obra)
	X	Inventario de residuos peligrosos (si los hay)
	X	Separación de residuos biodegradables (basura orgánica)
	X	Nombramiento de responsable de prevención / reducción de residuos.
	X	Utilización de materiales prefabricados (elementos de hormigón, bloques prefabricados...)
	X	Utilización de materiales con mayor vida útil o que favorezcan su reutilización, reciclado, etc.
	X	Evitar derrames, fugas, roturas de material o inservible mediante un control de calidad.
X		Posibilidad de utilizar el material sobrante o No válido en otra obra o uso distinto.
	X	Control y medición de unidades de obra durante la recepción del material.
	X	Utilización de envases y embalajes reciclables de materiales para la construcción.
	X	Implantación de medidas de vigilancia y control de vertidos incontrolados.
	X	Otras a incluir por el poseedor de residuos (constructor)

## 5. MEDIDAS DE SEPARACIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo al artículo 5 del R.D.105/2008 el poseedor de residuos deberá proceder a su separación en fracciones, cuando se prevea que los residuos superen las siguientes cantidades:

RESIDUO RCD	PREVISTO (T)	LÍMITE (T)
HORMIGÓN	1,78 T	80,00 T
METAL	0,11 T	2,00 T
MADERA	0,07 T	1,00 T
VIDRIO	0,00 T	1,00 T
PLÁSTICO	0,34 T	0,50 T
PAPEL Y CARTÓN	0,17 T	0,50 T

Según la estimación de volumen de residuos realizada, se deberán tomar medidas de separación para cada fracción identificada en la tabla, que deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos. La cantidad de residuos de hormigón, metales, madera, plástico y papel y cartón son inferiores a las cantidades establecidas en el Real Decreto, por lo que se dispondrá en la obra un único contenedor en el que se depositen

dichos residuos hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

Además, será necesario contar con una zona en la que ubicar distintos bidones para almacenar los distintos residuos peligrosos generados en la obra, hasta su posterior recogida por la empresa gestora de residuos autorizada por El Gobierno de Aragón.

NO	SI	MEDIDA SEPARACIÓN
X		Eliminación previa de materiales desmontables (solo en caso de demolición)
X		Utilización de contenedores de gran volumen para RCD's (solo en caso de demolición)
X		Recogida de RCD's en obra (todo mezclado)
	X	Separación de residuos peligrosos RRPP's (si los hay)
	X	Acondicionamiento de zonas en obra para efectuar la separación de RCD's
	X	Nombramiento de responsable en obra de controlar y supervisar la separación de RCD's
	X	Utilización de contenedores públicos para residuos biodegradables (si los hay)
	X	Utilización de envases / sacos de 1 m <sup>3</sup> para separación de RCD's
	X	Identificación de residuos mediante etiquetas o símbolos

## 6. GESTIÓN DE RESIDUOS

Los RCD's generados durante la ejecución de la obra se gestionarán mediante alguna de las operaciones siguientes (reutilización, valorización o eliminación). Estas medidas deberán ser confirmadas o modificadas por el poseedor de residuos.

### 6.1. REUTILIZACIÓN

Se ha estimado que una parte de las tierras procedentes de la excavación será reutilizada en la propia obra, para relleno y explanación. El excedente será transportado a vertedero o será utilizado para llevar a cabo una mejora de finca.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de reutilización
X		Previsión de reutilización en la misma obra o en otro emplazamiento externo
X		Reutilización de mezclas bituminosas en otras obras
	X	Reutilización de arena y grava en áridos reciclados o urbanización
X		Reutilización de ladrillos triturados o deteriorados en otras obras
X		Reutilización de material cerámico en otras obras
X		Reutilización de materiales NO pétreos: madera, yeso, vidrio en otras obras
X		Reutilización de materiales metálicos en otras obras

## 6.2. VALORIZACIÓN

La valorización de los residuos evita la necesidad de enviarlos a un vertedero controlado. Una gestión responsable de los residuos persigue la máxima valorización para reducir tanto como sea posible el impacto medioambiental.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
X		Valorización en la misma obra
	X	Entrega a gestor de RCD's autorizado
X		Utilización principal como combustible o como otro medio de generar energía
X		Recuperación o regeneración de disolventes
	X	Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas (basuras)
	X	Reciclado o recuperación de compuestos metálicos en fundiciones o similar
	X	Reciclado o recuperación de hormigones, gravas y arenas para hormigón nuevo, material de base en carreteras, sellado de vertederos...
	X	Reciclado o recuperación de mezclas bituminosas en plantas de asfalto
X		Regeneración de ácidos o bases
X		Tratamiento de suelos en beneficio de la agricultura

## 6.3. ELIMINACIÓN

Para el resto de residuos que no se contempla reutilización o valorización, serán almacenados en los contenedores y recogidos por una empresa gestora de residuos autorizada por el Gobierno de Aragón.

NO	SI	OPERACIÓN PREVISTA
	X	Se prevé alguna operación de eliminación
	X	Depósito de RCD's en vertedero autorizado de residuos inertes
	X	Depósito en vertedero de residuos peligrosos
X		Eliminación de RCD's en incinerador

## 7. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS

La valoración del coste previsto de la gestión de residuos de construcción y demolición, será el siguiente:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	Toneladas	Volumen estimado residuos (m <sup>3</sup> )*	TOTAL ESTIMADO (€)
17 01 01	Hormigón	1,782	1,188	200,00
17 02 01	Madera	0,070	0,140	
17 04 05	Hierro y acero	0,111	0,014	
17 04 07	Metales mezclados	0,000	0,000	
17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10	1,639	10,93 m	
17 02 03	Plástico	0,343	0,132	
20 01 01	Papel y cartón	0,171	0,190	
17 05 03*	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas	0,012	0,007	60,00
17 05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03	56,376	35,235	8,81
17 09 04	Residuos mezclados de construcción distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	0,0013	0,0008	60,00
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	0,003	0,004	60,00
13 02 05*	Aceites minerales no clorados de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	0,068	0,070	60,00
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminadas por ellas (RP)	0,000	0,000	60,00
13 07 01*	Fuel oil y gasóleo	0,001	0,001	60,00
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	0,304	0,097	60,00
<b>TOTAL COSTE ESTIMADO (€)</b>				<b>628,81</b>

Con lo expuesto en el presente anejo, se consideran identificados y estimados los residuos generados durante la construcción del Parque Fotovoltaico FRAGA 2 y su infraestructura de evacuación, así como la valorización del coste previsto en la gestión de dichos residuos.



# ANEJO 7

## Hojas de características



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA  
Nº Colegiado: 0002474  
PEDRO MACHIN ITURRIA  
VISADO Nº : VD01650-21A  
DE FECHA : 21/5/21  
**E-VISADO**

## ÍNDICE

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	2
2. SEGUIDOR SOLAR .....	4
3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN .....	6
4. POWER STATION MV SKID .....	8
5. INVERSOR HEMK.....	12
6. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	17

# 1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

**HIGH PERFORMANCE  
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE**

**RSM144-6-370M-390M**

---

**144 CELL MONOCRYSTALLINE MODULE**

---

**370-390Wp POWER OUTPUT RANGE**

---

**1500VDC MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE**

---

**19.6% MAXIMUM EFFICIENCY**

**About Risen Energy**

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

### KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing**

---

- Industry leading lowest thermal co-efficient of power**

---

- Industry leading 12 years product warranty**

---

- Excellent low irradiance performance**

---

- Excellent PID resistance**

---

- Positive tight power tolerance**

---

- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product**

---

- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses**

---

- Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements**

---

- Certified to withstand severe environmental conditions**
  - ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
  - ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
  - ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**

**12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty**

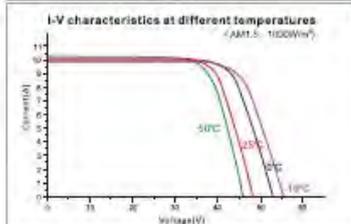
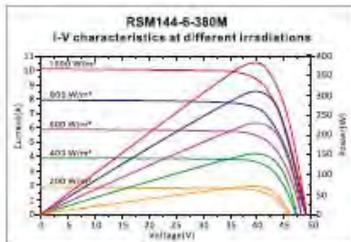
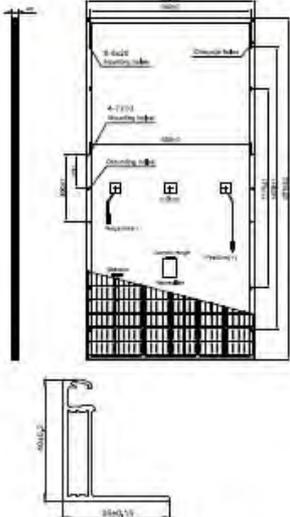
**THE POWER OF RISING VALUE**

**RISEN ENERGY CO., LTD.**  
Teshan Industry Zone, Meilin,  
Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
Tel: +86-574-59953239  
Fax: +86-574-59953599  
E-mail: marketing@risenenergy.com  
Website: www.risenenergy.com

Documento original depositado en los archivos del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón y La Rioja con Reg. Entrada nº RG02258-21 y VISADO electrónico VD01650-21A de 21/05/2021. CSV = FV2Q0W0MGNBWFTR7 verificable en https://coiilar.e-gestion.es

2

Dimensions of PV Module



Our Partners:

RSM144-6-360-EM-IT (3-0518)

**ELECTRICAL DATA (STC)**

Model Number	RSM144-6-370M	RSM144-6-375M	RSM144-6-380M	RSM144-6-385M	RSM144-6-390M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.50	47.75	48.00	48.15	48.30
Short Circuit Current-Isc(A)	9.90	10.00	10.10	10.20	10.30
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.80	39.90	40.05	40.15	40.25
Maximum Power Current-Imp(A)	9.30	9.40	9.50	9.60	9.70
Module Efficiency (%)	18.6	18.8	19.1	19.3	19.6

STC: irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3

**ELECTRICAL DATA (NMOT)**

Model Number	RSM144-6-370M	RSM144-6-375M	RSM144-6-380M	RSM144-6-385M	RSM144-6-390M
Maximum Power-Pmax (Wp)	276.7	280.3	284.4	288.1	291.8
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.80	43.90	44.20	44.30	44.40
Short Circuit Current-Isc (A)	8.12	8.20	8.28	8.36	8.45
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.50	36.60	36.70	36.80	36.90
Maximum Power Current-Imp (A)	7.59	7.67	7.75	7.83	7.92

NMOT: irradiance at 850 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar cells	Monocrystalline 156.75x76.375 mm, 5BB
Cell configuration	144 cells (6x12+6x12)
Module dimensions	2010x992x40mm
Weight	23kg
Superstrate	3.2 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)270mm, Negative(-)100mm
Connector	Risen Twinset PV-SY02, IP67

**TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS**

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

**PACKAGING CONFIGURATION**

Number of modules per container	40ft	20ft
Number of modules per pallet	594	270
Number of pallets per container	27	27
Number of pallets per container	22	10
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2040x1130x1130	2040x1130x1130
Box gross weight[kg]	670	670

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2018 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

## 2. SEGUIDOR SOLAR



Adaptación al terreno



Carga de viento



Carga de nieve



Carga de sismo



Sin engrase & mínimo mantenimiento



Túnel de viento



Test Dinámico



10 años



Patentado

### Diseño

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 250W de potencia.
- Amplio recorrido de giro de 110° (±55°).
- Mínimo número de accionamientos (<4 unidades) por cada Mwp instalado.
- Mínimo consumo energético total (<5 Kwh/día/Mwp).
- Más del 99,9% de disponibilidad.
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hínca metálica, pretaladros, micropilotes, zapatas, etc...
- Compatible con todos los módulos PV: (con marco, glass-glass, thin-film, bifacial).

### Operación y Mantenimiento

- Mínima inversión en labores de O&M gracias al reducido número de componentes, la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo.
- Elementos de rotación libres de lubricación.

### Sistema de control

- Alta fiabilidad de operación.
- Gestión de abanderamiento completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de Backtracking personalizado a cada seguidor solar STI-H1250™, evitando sombras y aumentando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al protocolo estándar Modbus TCP/IP.
- Sistema de comunicación Wireless Zigbee®.
- Monitorización remota y mantenimiento predictivo (evita paradas y aumenta la disponibilidad).
- Rápida puesta en marcha & herramientas de backtracking.
- Probado en ciclo de vida acelerado. (IEC 62817)

### Montaje

- Juntas y componentes premontados.
- Mínimo tiempo de instalación, rápido y simple.
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X,Y,Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- Conexiones 100% atornilladas. Sin perforación, corte o soldadura en el sitio.



## Especificaciones técnicas

IEC  
62817

ETL Listed  
conforms to  
UL 2703 and  
3703



### CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal (HSAT). Centralizado.	
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	Configurable según proyecto, standard 33%	
Área de seguidor	Hasta 1500 m <sup>2</sup>	

DIMENSIONES (seguidor ESTÁNDAR con módulos de 72 cél. y 1/GCR = 3 / <sup>o</sup> )	1000V	1500V
Módulos por viga de torsión	40	60
Nº de vigas a torsión	18	14
Potencia pico instalada (con módulo de 350Wp)	252 Kwp	294 Kwp
Superficie total de módulos instalada	144	140
Altura de módulo. Seguidor en posición horizontal 0º	1.5m	
Altura de módulo. Seguidor en posición de 55º	2.2m max / / 0.4m min.	

### ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Electromecánico rotativo
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 0.5Kwh/día
Potencia motor	250W cableado

### ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110° (+/-55°)
V max. viento (en posición horizontal)	140km/h (*)
Estructura	Aceero Galvanizado en caliente S235, S275, S355, S355GD ZM310 o equivalente
Normativa	Grounding bonding UL2703 / Structural Design ASCE7-10 o Eurocódigo
Topografía	5% N-S / 5% E-W (Valores más altos: validar)

### SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC (Exactitud ±0.01°)
Gestión de sombras	Backtracking
Gestión de viento	Gestión de abanderamiento personalizable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 o Modbus Wireless opción (Zigbee®)

### MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)
---------------	-------------------------

### GARANTIA

(1) Estructural / (2) Para Accionamiento y motores Estandar	(1) Diez años de garantía / (2) Cinco años de garantía.
---	---

(\*) Configurable según proyecto. Disponibles otras opciones.

### 3. CAJAS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

#### SMA STRING-COMBINER



##### Robust

- Stable housing made of glass-fiber-reinforced polyester
- Indoor and outdoor installation possible thanks to IP54 degree of protection

- Can be operated at ambient temperatures of  $-25^{\circ}\text{C}$  to  $60^{\circ}\text{C}$  and at altitudes of up to 4000 m above MSL

##### Easy to Use

- Easy to install thanks to its compact structure and low weight
- Integrated DC load-break switch for ultra-high safety

##### Versatile

- For PV array voltages of 1000 V and 1500 V
- Collection and safeguarding of 16, 24 or 32 strings for flexibility during the system design phase

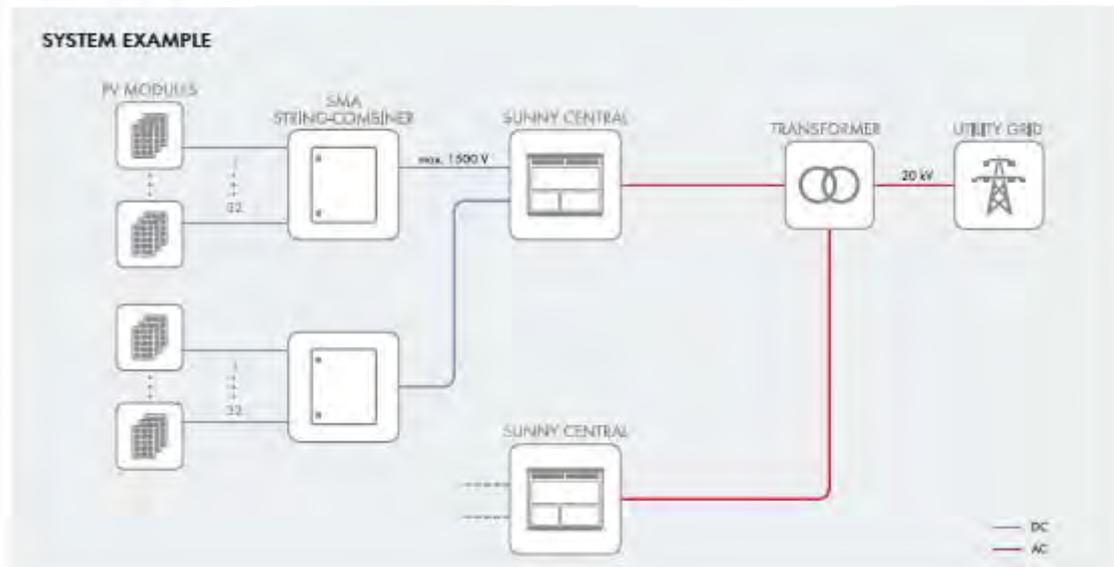
#### SMA STRING-COMBINER

For safe collection of all strings in the PV field

The boxes can be installed quickly, safely and easily both indoors and outdoors thanks to their compact dimensions, while their robust enclosure guarantees durability and reliable safety in the PV field. The SMA String-Combiners with 24 and 32 string inlets are fitted with two cable outlets per pole as standard and cover – just like the Combiner with 16 string inlets – a sealing range of 17 to 38.5 millimeters. Cables with cross-sections of 70 to 400 mm<sup>2</sup> can be inserted.

## SMA STRING-COMBINER for 1500 V<sub>DC</sub> systems

Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
Input (DC)			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 ± 8.5 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
Output (DC)			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, In = 15 kA; Imax = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
Enclosure / Ambient Parameters			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glassfiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 60529)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
Standards			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			



## 4. POWER STATION MV SKID



PURE ENERGY

# SOLAR SOLUTIONS

# MV SKID STATION



## MV SKID

UTILITY SCALE SOLAR STATION



TURN-KEY SOLUTION



HIGH RELIABILITY



EASY TO INSTALL



OUTDOOR DURABILITY

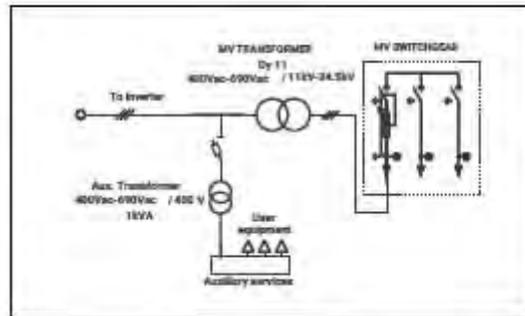
### SIMPLIFY YOUR COMMISSIONING WITH THE MOST COMPETITIVE SOLUTION INTEGRATED WITH ALL THE MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT

The MV Skid is a compact turnkey outdoor platform made from high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated, including an outdoor power transformer, MV switchgear, oil tank, filter and built in fast power connection to any HEC and HEMK solar inverter. With between 400V-460V and 565V-690V in the low voltage range and 12kV to 36kV in the high voltage range, this compact platform achieves power outputs between 1050kVA and 3800kVA when combined with the HEC and HEMK solar inverter series. This compact solution also allows the installation of a low voltage cabinet that is fully configurable to the customer needs as well as different types of cells and even an enclosure fence among other options. The MV SKID simplifies the project design of the PV plant, reducing installation costs and the amount of resources needed. The benefits of the MV Skid and the fact that it is also easier to transport and deliver into remote sites makes it the optimal solution for EPO's (engineering, procurement and construction).

POWER ELECTRONICS

MODEL NUMBERS AND OPERATIONAL DIAGRAM

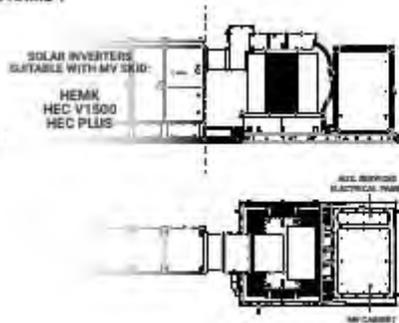
REFERENCE		RATED POWER (kVA)
FRAME 1 AND FRAME 2 <sup>(1)</sup>	MVS1050	1050
	MVS1100	1110
	MVS1220	1220
	MVS1335	1335
	MVS1440	1440
	MVS1550	1550
	MVS1630	1630
	MVS1710	1710
	MVS1800	1800
	MVS1900	1900
	MVS2000	2000
FRAME 2	MVS2110	2110
	MVS2225	2225
	MVS2330	2330
	MVS2440	2440
	MVS2550	2550
	MVS2660	2660
	MVS2860	2860
	MVS3000	3000
	MVS3110	3110
	MVS3345	3345
	MVS3500	3500
	MVS3630	3630
	MVS3800	3800



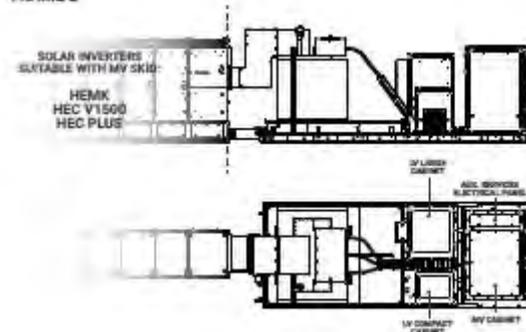
(1) Example MVS1050S for Frame 1 / MVS1005QL for Frame 2

SECTIONS

FRAME 1



FRAME 2



For customized solutions, contact Power Electronics.



## TECHNICAL CHARACTERISTICS

## MV SKID

MV SKID	FRAME 1		FRAME 2	
	MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT			
Rated Power (range)	1050kVA - 2110kVA		2220kVA - 3800kVA	
MV Voltage (range)	11kV / 20kV / 22kV / 23kV / 33kV / 34.5kV			
LV Voltage (range)	400V / 420V / 440V / 460V - I-IEC PLUS Inverters 565V / 600V / 615V / 620V / 645V / 660V / 690V - I-IEC V1500 and HEMK inverters			
Type of tank	Oil-sealed			
Cooling	ONAN (ONAN optional)			
Vector Group	Dy11			
Transformer protection	DGPT-2 (PT 100 optional)			
Oil tank	Integrated with valve and filter			
Transformer protection rate	IP54			
Switchgear configuration	Single feeder (L) or Double feeder (2L)			
Switchgear protection <sup>[1]</sup>	Fuses (P) / Automatic circuit breaker (V)			
Inverter AC connection	Close couple solution (Plug & Play)			
LV protection	Circuit breaker included in the inverter			
HV AC wiring	MV Bridge between transformer and protection switchgear prewired			
ENVIRONMENT	Ambient Temperature	-20°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Extended Temperature <sup>[2]</sup>	-35°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Max. Altitude (above sea level)	>2000m power derating		
	Relative Humidity	4% to 95% Non condensing		
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid Dimensions (Wid x D) mm	3690x2340x2295	5640x2340x2235	
	Skid weight with MV equipment <sup>[3]</sup>	< 8 Tn		
	Oil tank material	Galvanized Steel		
	Skid Body material	Galvanized Steel		
	Cabinet type	Outdoor		
	Anti-ratent protection	✓		
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply	3x400V, 50/60Hz		
	User power supply available	1kVA or 6kVA		
	Additional auxiliary transformer <sup>[4]</sup>	10kVA / 15kVA / 25kVA		
	Cooling	Air		
	Auxiliary supply protection	✓		
	Communication <sup>[4]</sup>	Ethernet (Fiber optic or RJ45)		
	UPS system for monitoring <sup>[4]</sup>	1kVA / 3kVA, 10 minutes		
AUXILIARY OUTDOOR TRANSFORMER	Rated Power (Voltage)	-	30kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	Cooling	-	Air	
	Protection	-	Circuit breaker	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV COMPACT CABINET	Additional indoor auxiliary transf <sup>[4]</sup>	-	10kVA / 25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS system for monitoring <sup>[4]</sup>	-	1kVA / 3kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV LARGE CABINET	Additional indoor auxiliary transf <sup>[4]</sup>	-	25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS for trackers <sup>[4]</sup>	-	20kVA / 40kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Trapped key safety interlock		
	Safety perimeter	Transformer access protection fence		
	Cabinet heating	Heating resistors		
	Interior lighting	Fluorescent lamp		
	Emergency lighting	Electronic supplier for emergency lighting (1h autonomy)		
	Air conditioner	UPS batteries cooling		
	Communication <sup>[4]</sup>	Splice box / MV Switchgear monitoring		
STANDARDS	Medium Voltage	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		

[1] Depending on customer configuration

[2] Optional. For additional information or available configurations, please consult Power Electronics.

[3] Other temperature range, consult Power Electronics.

[4] By demand.

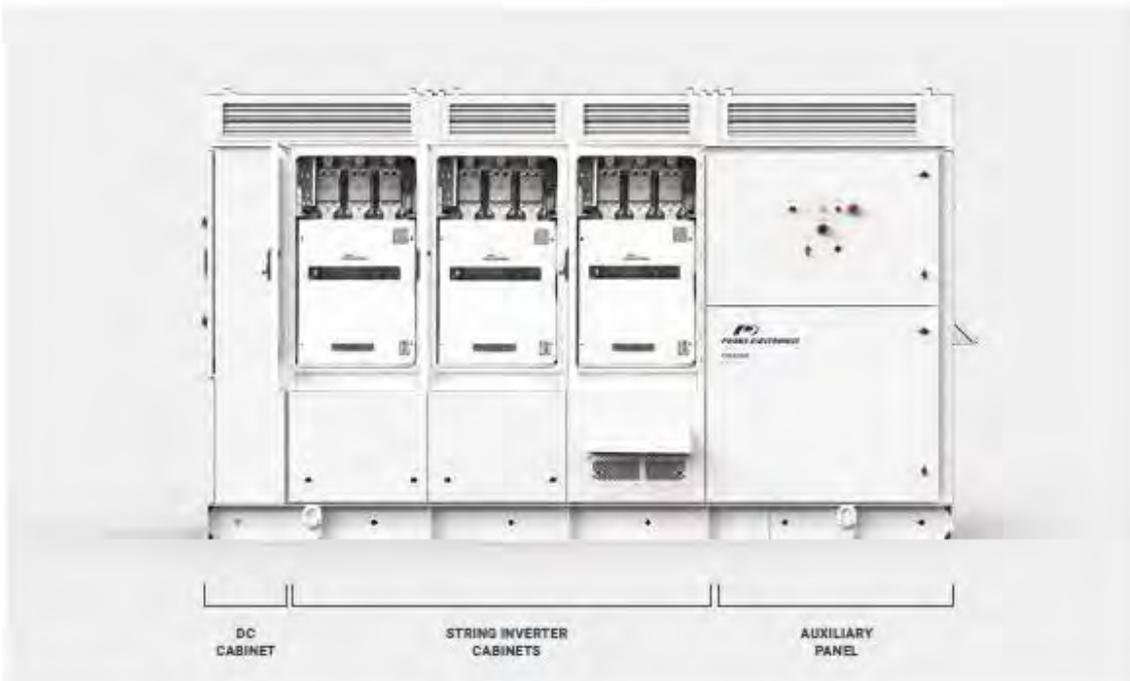
## 5. INVERSOR HEMK

### POWER ELECTRONICS

#### COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



#### STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



## INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

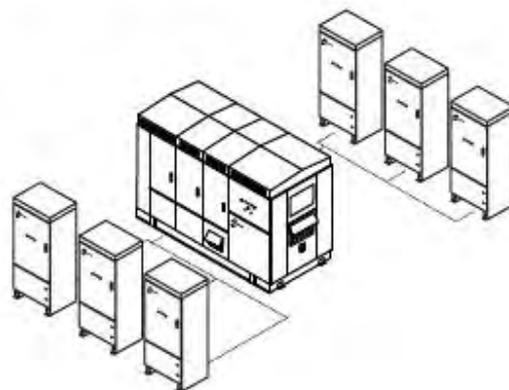
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



## BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

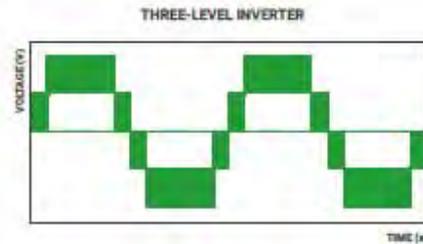
Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



POWER ELECTRONICS

### MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



### VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAr).

### ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors.

This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. <sup>PATENTED</sup>

### EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

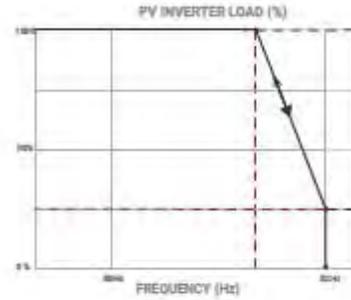
The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).



<b>AVAILABLE INFORMATION</b>	Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.
<b>FEATURES</b>	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
<b>LANGUAGE</b>	English, Spanish.
<b>SYSTEM REQUIREMENTS</b>	iOS or Android devices.
<b>SETTINGS CONTROL</b>	Yes.

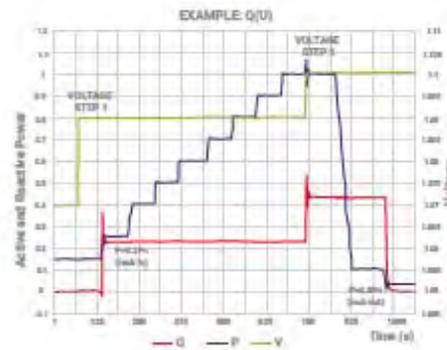
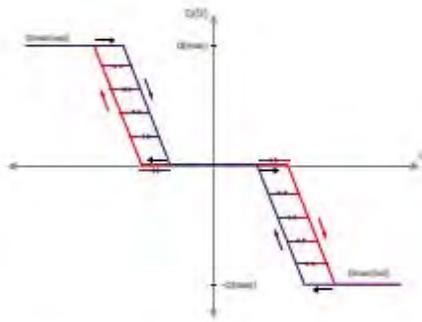
## DYNAMIC GRID SUPPORT

HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.

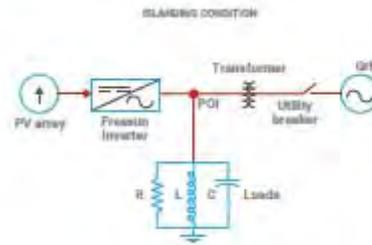
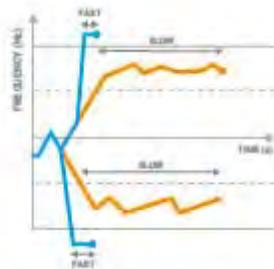


**Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT).** Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.

**Frequency Regulation System (FRS).** Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



**Q(V) curve.** It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



**Frequency Ride Through (FRT).** Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.

**Anti-islanding.** This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.

POWER ELECTRONICS

## TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

		FRAME 1	FRAME 2
<b>REFERENCE</b>		<b>FS2445K</b>	<b>FS3670K</b>
<b>OUTPUT</b>	AC Output Power (kVA/kW) @50°C T1	2445	3670
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C T1	2500	3800
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) <sup>(1)</sup>	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50-Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosφ) <sup>(1)</sup>	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
<b>INPUT</b>	MPPT @full power (VDC)	975V-1210V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs <sup>(1)</sup>	Up to 36	
	Number of Freemag DC/DC Inputs <sup>(1)</sup>	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) <sup>(1)</sup>	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) <sup>(1)</sup>	4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>	Efficiency (Max) (%)	98.87%	98.93%
	Euroeta (%)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
<b>CABINET</b>	Dimensions (WxDxH) (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions (WxDxH) (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m, >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level <sup>(5)</sup>	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>	Ground Fault Protection	GFDI and isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility Interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

(1) Values at 1.00-Hz/50c norm and cosφ= 1

Consult Power Electronics for derating curves.

(2) Consult Power Electronics for other configurations.

(3) Consult P-Q charts available: Q(kVA)=V(S)(VVR)<sup>2</sup>/P(kW)

(4) Consult Power Electronics for Freemag DC/DC connection configurations

(5) Readings taken 1 meter from the back of the unit.

## 6. CONTROLADOR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

### POWER ELECTRONICS

### PPC

#### UTILITY SCALE POWER PLANT CONTROLLER

Power Electronics experience in integrating its products into different global electrical networks enables us to offer a set of solutions that can be customized to your requirements to control different sources of energy into the same grid. The integration of an alternative power source creates an unprecedented opportunity to reduce operational costs to off-grid industrial and commercial facilities.



### TECHNICAL CHARACTERISTICS

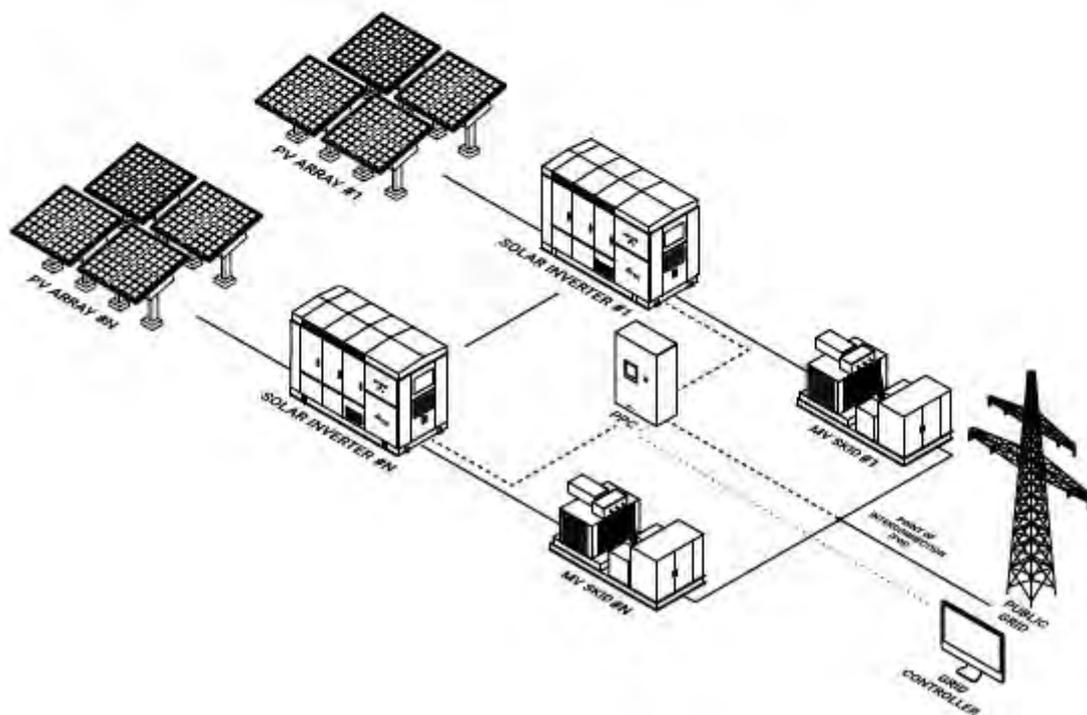
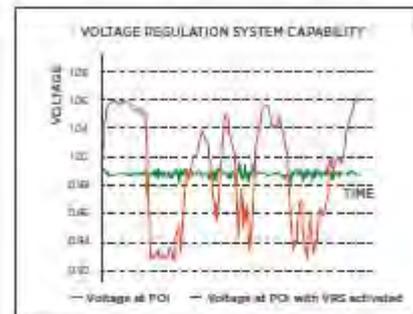
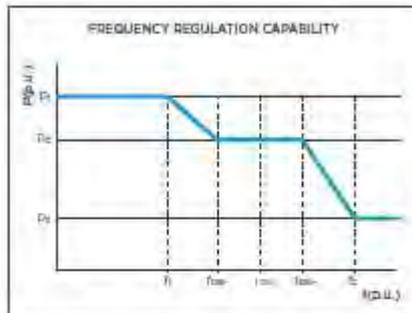
<b>GENERAL DATA</b>	Dimensions (WxDxH) mm	415 x 230 x 515
	Weight (kg)	10
	Mounting system	Wall mounted
	Compatible inverters	HE, HEC, HEM, HEMK and Freemag PCS
	Power Supply	250W
<b>I/O and COMMUNICATIONS<sup>[1]</sup></b>	4 x Digital Inputs	Programmable inputs and active high (24Vdc). Optically isolated.
	1 x RS485 Port	3 wires (GND, A, B), Modbus RTU
	1 x USB Port	PC connectable using a master Modbus configurator (ModScan or similar). Reserved for TS.
	1 x CAN Port	3 wires (L, GND, H), Modbus RTU
	1 x Ethernet Port (RJ45)	Modbus TCP/IP
<b>ENVIRONMENTAL CONDITIONS</b>	Operation Temperature	0-50°C (32°-122°F)
	Storage temperature	-20-60°C (-4°-176°F)
	Humidity	5-95% non-condensing
	Degree of protection	IP42
<b>CERTIFICATIONS</b>	CE	
<b>OTHERS</b>	Web interface for local and remote monitoring	
	Customized solution	

[1] Communication ports can be customized depending on PV plant design without prior notice.

## DYNAMIC GRID SUPPORT

The Power Electronics Power Plant Controller is a device used to manage PV plants in order to comply with all the utility and customer requirements, thanks to its fast and flexible control algorithms. The PPC helps the grid controller to manage the performance of the PV plant, guaranteeing grid quality requirements.

The PPC includes the latest utility interactive specifications to support the grid, by controlling the reactive and active power at the POI with a fast response time. This flexible plant control device allows the user to customize the unit, in order to comply with any grid code standards and regulations.



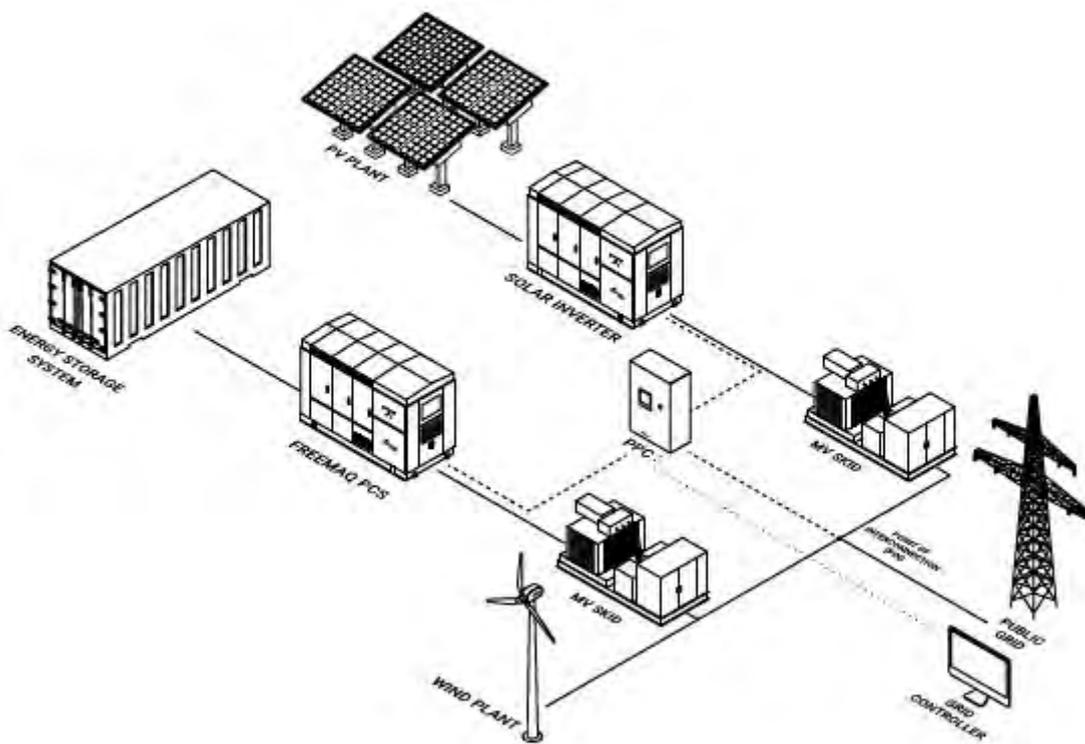
POWER ELECTRONICS

POWER PLANT CONTROLLER

The Power Plant Controller (PPC) can be the main governor of the most complex Multi PCS systems by monitoring the point of interconnection (POI) and at the same time controlling the power generation and storage equipment.

The PPC is equipped with the latest PLC based microprocessor that interacts through the programmable digital/

analogue signals and communication ports (Modbus TCP). The PPC together with the Freesun solar inverter or the Free-maq series can be customized for those countries (Puerto Rico, Hawaii...) that require full compliance to stringent dynamic grid support response at POI.



- PPC main governor and interface of the system
- Multiple renewable power sources: solar, wind, etc.
- Centralized dynamic grid support at POI
- Power smoothing – Enable ramp rate control
- Storage equipment control

