



**PROYECTO**

**Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW**

**Chulapo**

**UTUSOL DELTA S.L.**

**T.M. Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba**

**17/12/2025**

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	2	de	258

<b>TITULO</b>	<b>Proyecto ejecución - Chulapo</b>	
<b>Nº DE DOCUMENTO</b>	<b>A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02</b>	

<b>Nº REVISIÓN</b>	Rev 02	<b>DOCUMENTO</b>	Autorización
<b>FECHA EMISIÓN</b>	17/12/2025	<b>EMITIDO PARA:</b>	Administrativa

A.G.R.	A.R.M.	A.R.M.
<b>Preparado por</b>	<b>Revisado por</b>	<b>Aprobado por</b>

Este documento contiene información del propietario y no puede ser duplicado, modificado o revelado a terceras partes para otro uso que no sea el relativo a este proyecto y el propósito para el cual ha sido destinado sin el consentimiento escrito de Arconi Solutions S.L.U.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	3	de	258

## RESUMEN DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción de los cambios
01	17/09/2025	Documento nuevo
02	17/12/2025	Actualización hibridación e interconexión soterrada

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: 02	Rev 02	Pág. 4	de 258		

## INDICE

<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT).....</b>	<b>12</b>
<b>1 Justificación .....</b>	<b>13</b>
<b>2 Normativa aplicable.....</b>	<b>15</b>
<b>3 Objeto.....</b>	<b>16</b>
<b>4 Características principales del proyecto.....</b>	<b>17</b>
<b>5 Titular y promotor.....</b>	<b>18</b>
<b>6 Emplazamiento .....</b>	<b>19</b>
6.1 Punto de conexión.....	19
6.2 Área disponible .....	20
6.3 Topografía.....	21
6.4 Perfil del horizonte.....	21
6.5 Estudio de impacto ambiental.....	21
<b>7 Punto de conexión.....</b>	<b>22</b>
7.1 Punto de conexión.....	22
7.2 Permiso de Acceso y Conexión concedido .....	23
7.3 Capacidad de acceso, potencia instalada y PPC. .....	25
<b>8 Afecciones consideradas .....</b>	<b>26</b>
8.1 Linderos, caminos y carreteras.....	26
8.2 Vías Pecuarias.....	27
8.3 Ríos y zonas inundables .....	28
8.4 Zonas protegidas (Arqueológica).....	31
8.5 Aeródromo y aeropuertos .....	32
8.6 Viabilidad Urbanística .....	32
<b>9 Condiciones ambientales y meteorológicas.....</b>	<b>33</b>
<b>10 Descripción del proyecto, sus elementos y criterios de diseño.....</b>	<b>34</b>
10.1 Descripción general del proyecto.....	34
10.2 Potencia solicitada .....	35
10.3 Generador fotovoltaico (Módulo fotovoltaico).....	35
10.3.1 Número de módulos en serie y paralelo.....	37
10.4 Estructura de soporte de módulos .....	37
10.5 Inversor Fotovoltaico .....	39
10.6 Cableado solar en corriente continua.....	41
10.7 Cableado en corriente alterna de Baja Tensión.....	41
10.8 Sistema de almacenamiento.....	42
10.9 Centro de transformación.....	44
10.10 Cableado en corriente alterna de Media Tensión .....	44
10.11 Centro de seccionamiento .....	45
10.11.1 Construcción .....	45
10.11.2 Seguridad.....	45
10.11.3 Conexión de cables.....	46

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	5	de	258

10.11.4	Enclavamientos .....	46
10.11.5	Características eléctricas.....	46
10.12	Instalación de puesta a tierra .....	46
10.12.1	Puesta a tierra del vallado perimetral .....	48
10.13	Protecciones .....	48
10.14	Servicios auxiliares.....	48
10.15	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	49
10.16	Descripción de emisiones acústicas.....	49
10.17	Medida .....	50
10.18	Sistema de monitorización y control.....	51
10.18.1	Normas .....	52
10.18.2	Condiciones técnicas .....	52
10.18.3	Condiciones de instalación .....	53
10.18.4	Comunicación y telecontrol del centro de seccionamiento .....	53
10.19	Seguridad y vigilancia .....	53
10.19.1	Seguridad durante la construcción .....	54
10.20	Estación meteorológica .....	54
10.21	Diseño civil .....	54
10.21.1	Limpieza y desbroce de la parcela .....	55
10.21.2	Movimiento de tierras .....	55
10.21.3	Cerramiento .....	55
10.21.4	Viales .....	55
10.21.5	Drenaje y control de erosión .....	55
10.21.6	Cimentaciones.....	55
10.21.7	Zanjas.....	56

## 11 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN ..... 57

11.1	Obra civil .....	57
11.1.1	Topografía y replanteo .....	57
11.1.2	Instalaciones provisionales.....	57
11.1.3	Instalaciones permanentes.....	58
11.1.4	Preparación del terreno .....	58
11.1.5	Viales de acceso e internos.....	58
11.1.6	Movimiento de tierras .....	58
11.1.7	Control de erosión .....	59
11.1.8	Suministro de equipos .....	60
11.1.9	Canalizaciones eléctricas.....	61
11.2	Montaje mecánico.....	64
11.2.1	Montaje de la estructura y de los módulos fotovoltaicos.....	64
11.2.2	Montaje de estaciones transformadoras .....	64
11.3	Montaje eléctrico.....	64
11.3.1	Instalaciones eléctricas de baja tensión (BT).....	64
11.3.2	Instalación eléctrica de media tensión (MT).....	65

## 12 Desmantelamiento de las instalaciones ..... 66

12.1	Viales de acceso .....	66
12.2	Trabajos de desmantelamiento y restauración .....	66
12.2.1	Fase de desmontaje.....	66
12.2.2	Fase de restauración .....	66

## 13 Seguridad y Salud ..... 68

## 14 Planificación ..... 68

## 15 Presupuesto..... 68

## 16 Conclusiones ..... 69

**DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN..... 70**

**1 Memoria..... 71**

1.1 Descripción del CT.....	71
1.1.1 MV Skid Compact .....	71
1.1.2 Transformador de potencia.....	72
1.1.3 Celdas de Media Tensión (MT).....	72
1.2 Emplazamiento.....	73
1.2.1 Localización .....	73
1.3 Línea de Media Tensión.....	74
1.4 Centro de transformación.....	75
1.4.2 Medida .....	75
1.4.3 Transformador de potencia.....	77
1.4.4 Características de la obra civil .....	77
1.4.5 Generalidades .....	78
1.4.6 Red de Tierras .....	79
1.4.7 Medidas adicionales de seguridad para las tensiones de paso y contacto .....	80
1.4.8 Comunicaciones .....	81

**DOCUMENTO N° 3: ANEXOS..... 82**

**ANEXO I: Coordenadas perimetrales de la planta FV .....** 83

**ANEXO II: Cálculos eléctricos..... 83**

1.1 Dimensionado del generador fotovoltaico.....	83
1.2 Número máximo de módulos por serie .....	83
1.3 Cálculos en baja tensión.....	86
1.3.1 Objeto.....	86
1.3.2 Normativa .....	86
1.4 Condiciones de instalación Baja Tensión .....	86
1.5 Descripción del cableado .....	87
1.6 Intensidad máxima admisible.....	87
1.6.1 Iz Intensidad máxima admisible.....	88
1.6.2 Factor de corrección por temperatura ambiente .....	89
1.6.3 Factor de corrección por resistividad térmica .....	91
1.6.4 Factor de agrupamiento .....	91
1.6.5 Factor de profundidad .....	94
1.7 Cálculo por caída de tensión .....	94
1.8 Cálculos de Media Tensión.....	96
1.8.1 Objeto.....	96
1.8.2 Normativa a aplicar.....	96
1.9 Datos técnicos de partida Media Tensión .....	96
1.9.1 Descripción general de la red .....	96
1.9.2 Descripción del cable subterráneo .....	97
1.10 Criterio de diseño para Media Tensión.....	97
1.10.1 Intensidad máxima admisible de calentamiento .....	98
1.10.2 Factor de corrección por temperatura del terreno .....	99
1.10.3 Factor de corrección por resistividad térmica .....	99
1.10.4 Factor de agrupamiento .....	99
1.10.5 Factor de profundidad .....	99
1.10.6 Caídas de tensión.....	100
1.10.7 Criterio de la intensidad máxima de cortocircuito .....	100
1.11 Cálculo de red de tierras de centro de transformación.....	101
1.11.1 Objeto.....	101
1.11.2 Normativa relacionada red de tierras.....	102
1.11.3 Datos de entrada .....	102
1.12 Cálculos de dimensionado de la red de tierra del CT.....	102
1.12.1 Cálculos de las máximas tensiones de paso y de contacto admisibles.....	102
1.12.2 Dimensionado de la malla de tierra del centro de transformación .....	103

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	7	de	258

1.13 Resultados del cálculo del cableado de Baja Tensión (CC) .....	105
1.14 Resultados del cálculo del cableado de Baja Tensión (DC/AC) y media tensión (MT).....	108
1.14.1 Combiner a inversor (BT-DC) .....	108
1.14.2 Inversor a Cargador (BESS / BT-DC) .....	108
1.14.3 Inversor a trafo (BT-AC) .....	108
1.14.4 Interconexión (MT-AC).....	108
<b>ANEXO III: Cálculo de campos magnéticos .....</b>	<b>109</b>
1.1 Objeto.....	109
1.2 Hipótesis de partida.....	109
1.3 Campos electromagnéticos en la planta fotovoltaica .....	110
<b>ANEXO IV: Cálculo de productividad energética .....</b>	<b>111</b>
1.1 Metodología de cálculo y resultados .....	111
1.1.1 Cálculo de energía incidente efectiva .....	111
1.1.2 Energía "virtual" de MPP .....	112
1.1.3 Energía del sistema.....	112
1.1.4 Estimación de pérdidas y cálculo de PR .....	113
1.2 Simulación PVsyst .....	118
<b>ANEXO V: Ficha técnica del módulo fotovoltaico .....</b>	<b>128</b>
<b>ANEXO VI: Ficha técnica inversor .....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO VII: Ficha técnica del seguidor solar .....</b>	<b>134</b>
<b>ANEXO VIII: Otras fichas técnicas .....</b>	<b>135</b>
<b>ANEXO IX: Permiso de Acceso y Conexión .....</b>	<b>146</b>
<b>DOCUMENTO N° 4: PLANOS .....</b>	<b>147</b>
1.1 Listado de planos .....	148
<b>DOCUMENTO N° 5: PRESUPUESTO .....</b>	<b>164</b>
1.1 Presupuesto.....	165
<b>DOCUMENTO N° 6: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS .....</b>	<b>166</b>
1.1 Objeto.....	167
1.2 Generalidades .....	167
1.3 Definiciones .....	167
1.3.1 Radiación solar .....	167
1.3.2 Instalación.....	167
1.3.3 Módulos .....	168
1.3.4 Integración arquitectónica .....	169
1.4 Diseño .....	169
1.4.1 Diseño del generador fotovoltaico.....	169
1.4.2 Diseño del sistema de monitorización.....	170
1.4.3 Integración arquitectónica .....	171
1.5 Componentes y materiales .....	171
1.5.1 Generalidades .....	171
1.5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	172
1.5.3 Estructura soporte .....	173
1.5.4 Inversores .....	174
1.5.5 Cableado .....	175
1.5.6 Conexión a red .....	176

1.5.7	Medidas.....	176
1.5.8	Protecciones .....	176
1.5.9	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	176
1.5.10	Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	176
1.5.11	Medidas de seguridad.....	176
1.6	Recepción y pruebas.....	177
1.7	Cálculo de la producción anual esperada .....	178
1.8	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....	180
1.8.1	Generalidades .....	180
1.8.2	Programa de mantenimiento. ....	180
1.8.3	Garantías.....	181
1.9	ANEXO I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.....	183
1.9.1	Introducción .....	183
1.9.2	Procedimiento de medida.....	183
1.10	ANEXO II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima .....	186
1.10.1	Introducción .....	186
1.10.2	Procedimiento .....	186
1.11	ANEXO III. Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.....	187
1.11.1	Objeto.....	187
1.11.2	Descripción del método .....	188
1.11.3	Tablas de referencia .....	189

**DOCUMENTO N° 7: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....** 191

1.1	Legislación aplicable .....	192
1.1.1	Normas oficiales.....	192
1.1.2	Normas específicas.....	193
1.2	Consideraciones de los equipos de protección colectiva .....	194
1.3	Consideraciones de los equipos de protección individual.....	194
1.4	Condiciones de seguridad de los medios auxiliares, máquinas y equipos.....	195
1.5	Formación e información a los trabajadores .....	196
1.6	Acciones a seguir en caso de accidente laboral.....	196
1.7	Comunicaciones inmediatas en caso de accidente .....	197
1.8	Seguridad en la obra.....	197
1.9	Plan de seguridad y salud .....	198
1.10	Obligaciones de cada contratista en materia de seguridad y salud .....	198
1.11	Libro de incidencias .....	199
1.12	Contratista y subcontratista.....	199
1.13	Señalización en la obra.....	200
1.14	Medidas preventivas recomendadas a tomar por los profesionales y técnicos colegiados .....	201
1.14.1	Detalles de toma a tierra normalizada general de la obra .....	202
1.14.2	Señalización.....	204
1.14.3	Sustentación de cargas - Eslinges y gazas .....	208
1.14.4	Balizamiento .....	212
1.14.5	Camión hormigonera – Normas de seguridad .....	214
1.14.6	Camión de transporte de materiales – Normas de seguridad.....	215
1.14.7	Camión grúa – Normas de seguridad .....	216
1.14.8	Retro-pala – Medidas preventivas .....	217
1.14.9	Módulos prefabricados .....	219
1.14.10	Entibación .....	220
1.14.11	Protecciones individuales .....	223
1.14.12	Escalera de mano.....	225
1.14.13	Valla móvil de prohibición de paso .....	227
1.14.14	Grupos electrógenos .....	227
1.14.15	Manipulación de elementos en obra .....	229
1.14.16	Pasarela .....	229
1.14.17	Barandilla tipo sargento.....	231
1.14.18	Precauciones con maquinaria .....	232
1.14.19	Protección en zanjas.....	233
1.14.20	Señalización de maniobras .....	233
1.14.21	Vertido de tierras .....	235
1.14.22	Vallado perimetral .....	236

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	9	de	258

**DOCUMENTO N° 8: GESTIÓN DE RESIDUOS ..... 237**

1.1	Justificación y alcance .....	238
1.2	Marco legislativo .....	238
1.3	Definiciones .....	239
1.4	Fases del proyecto .....	242
1.5	Residuos generados en la obra .....	243
1.6	Medidas de prevención y minimización de los residuos .....	244
1.7	Operaciones de reutilización, valoración o eliminación.....	246
1.8	Medidas para la separación de residuos.....	248
1.9	Estimación de los residuos a generar .....	249
1.10	Pliego de condiciones técnicas del proyecto.....	252

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	10	de	258

## GLOSARIO

**ACBT:** Baja Tensión y Corriente Alterna.

**AT:** Alta Tención.

**BOE:** Boletín Oficial del Estado.

**BT:** Baja Tensión.

**CA AC:** Corriente Alterna.

**CBR (California Bearing Ratio):** Poder de Corte de California. Es un ensayo que mide la resistencia al esfuerzo cortante de un suelo y evaluar así la calidad del terreno para subrasante, sub-base y base de pavimentos. Se efectúa bajo condiciones controladas de humedad y densidad.

**CC DC:** Corriente Continua.

**CCTV:** Circuito cerrado de televisión. Es una tecnología de videovigilancia diseñada para supervisar una diversidad de ambientes y actividades, en la que todos sus componentes están enlazados.

**Cells Temperature:** Temperatura de célula.

**Condiciones STC:** Son las condiciones normalizadas para el ensayo de paneles. Estas condiciones normalizadas son: radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula fotovoltaica 25°C, Valor espectral = 1,5 AM.

**CT:** Centro de Transformación.

**Current (A):** Corriente (A).

**DB-SE-A:** Documento Básico de Seguridad Estructural – Acero.

**DB-SE-AE:** Documento Básico de Seguridad Estructural – Acciones en la Edificación.

**DB-SUA:** Documento Básico – Seguridad de utilización y accesibilidad.

**DCBT:** Baja Tensión y Corriente Continua.

**E/S:** Entrada/Salida.

**East:** Este.

**Efficiency:** Eficiencia.

**EMC:** Compatibilidad Electromagnética.

**EPI:** Equipo de Protección Individual.

**FV:** Fotovoltaico/a.

**GCR:** Ratio de ocupación del terreno.

**GNSS (Global Navigation Satellite System):** Se refiere a un conjunto de satélites que envían señales desde el espacio, a unos receptores concretos, con información sobre posición y datos temporales. Los receptores utilizan esta información para determinar una localización.

**GWFI (Glow Wire Flammability Index):** Índice de inflamabilidad al hilo incandescente.

**HSAT (Horizontal Single Axis Tracker):** seguidor a un eje horizontal.

**IDAЕ:** Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía.

**Incident Irradiance:** Irradiancia Incidente.

**Instrucción EHE:** Instrucción de Hormigón Estructural.

**IP:** Interrupción programada. La tasa de interrupción programada es el porcentaje de la energía que se deja de generar debida la ejecución del programa de mantenimiento preventivo de la planta.

**ITC:** Instrucción Técnica Complementaria.

**Layout:** Significa "disposición, plan diseño". Hace referencia al esquema que será utilizado y cómo están distribuidos los elementos y formas dentro de un diseño.

**LER:** Lista Europea de Residuos. Relación de residuos armonizada a nivel europeo, clasificados mediante códigos de seis cifras para los residuos, y de cuatro y dos cifras para subcapítulos y capítulos respectivamente. Los capítulos y subcapítulos definen los tipos de actividades que generan los residuos.

**LID:** Degradación inducida por la luz. Es una pérdida de rendimiento que surge en las primeras horas de exposición al sol de los módulos de silicio cristalinos.

**Normas IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.

**North:** Norte.

**MPPT (Maximum Power Point Tracking):** Seguimiento del punto de máxima potencia. Técnica utilizada generalmente con sistemas fotovoltaicos para maximizar la extracción de potencia en todas las condiciones. El algoritmo ajusta de manera continua la impedancia observada por la matriz solar con objeto de mantener el funcionamiento del sistema en el punto de potencia pico del panel fotovoltaico cerca de él con condiciones cambiantes, tales como la irradiancia solar, la temperatura y la carga.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	11	de	258

**MT:** En general Media Tensión. Cuando está relacionado con las puestas a tierra, significa Mejora de Puestas a Tierra.

**PANER:** Plan de Acción Nacional de Energías Renovables.

**PCA:** Potencia activa de salida.

**PCC:** Potencia Continua de Entrada.

**PEAD:** Polietileno de Alta Densidad.

**PGOU:** Plan General de Ordenación Urbanística.

**Pitch:** separación paso entre los ejes de filas de seguidores solares.

**PLC (Program Logic Control):** Controlador Lógico Programable. Es una computadora utilizada en ingeniería automática para automatizar procesos electromecánicos, electroneumáticos electrohidráulicos.

**PNIEC:** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

**Power Plant Controller (PPC):** Controlador de planta. Es una herramienta de control que sirve, principalmente, para regular en planta determinados parámetros fijados por la Compañía Eléctrica, directamente través del SCADA.

**PR (Performance Ratio):** En castellano, llamado Coeficiente de Rendimiento. Es la relación, durante un cierto periodo, entre la energía generada y la irradiación recibida por un sistema fotovoltaico.

**PV module (photovoltaic module):** Módulo fotovoltaico.

**PVC:** Policloruro de Vinilo.

**Radiación UV:** Radiación Ultravioleta.

**RCD:** Residuos Construcción-Demolición.

**REBT:** Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

**REE:** Red Eléctrica de España.

**RLAT:** Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

**RSU:** Residuos sólidos urbanos. Aquel que es sólido y que se genera en los núcleos urbanos en sus zonas de influencia: domicilios particulares, comercios, oficinas y servicios. El residuo sólido urbano no comprende los catalogados como peligrosos.

**SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition):** Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Es un concepto empleado para realizar un software que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

**SIA:** Símbolo Internacional de Accesibilidad para la movilidad.

**South:** Sur.

**SSAA:** Servicios Auxiliares.

**String:** grupo de módulos fotovoltaicos interconectados entre sí, también llamado cadena de módulos.

**String box (SB) cajas de string:** equipo que permite realizar las conexiones en paralelo de las cadenas de módulos del generador fotovoltaico. Al mismo tiempo tiene la función de proteger contra sobrecorrientes las cadenas de los módulos a través de los fusibles.

**Sistema PCI:** Sistema de Protección Contra Incendios.

**TEIF:** Tasa Esperada de Indisponibilidad Forzada. Porcentaje de energía que no se ha generado por una falta interrupción de emergencia en condiciones no programadas dentro de la planta.

**TMY:** Típicos Meteorológicos Anuales (en inglés, Typical Meteorological Year). Hace referencia a los datos meteorológicos con valores para cada hora en un año en una determinada situación geográfica.

**TONC:** Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Es la temperatura que alcanzan las células solares, cuando se somete al módulo fotovoltaico a las condiciones de operación de 800 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, distribución espectral AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento 1 m/s.

**Trackers:** estructuras móviles donde se instalan los módulos fotovoltaicos, también llamados seguidores solares.

**UD:** Unidades de desague.

**UNE:** Asociación Española de Normalización.

**UNESA:** Asociación Española de la Industria Eléctrica.

**UCP:** Unidad de Control de Posición.

**UCS:** Unidad de Control de Subestación.

**Voltage (V):** Voltaje (V).

**West:** Oeste.

**Zenith:** Cenit. Punto del hemisferio celeste situado sobre la vertical del observador.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA –            PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 12 de 258

## **DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)**

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	13	de	258

## 1 Justificación

---

El presente documento ha sido redactado por UTUSOL DELTA S.L. con CIF B-05428396, con el fin de obtener, de acuerdo con lo establecido en el [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, las autorizaciones correspondientes para la planta solar fotovoltaica “Chulapo” y su línea de evacuación, ubicada en los términos municipales de Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba, con una capacidad de acceso de 4,99 MW nominales (7,78 MWp de potencia pico). Dichas autorizaciones comprenden la **Autorización Administrativa Previa (AAP)** y la **Autorización Administrativa de Construcción (AAC)**, exigidas por el Artículo 115 del citado Real Decreto.

Asimismo, se solicitará la **Declaración de Utilidad Pública (DUP)** de las parcelas afectadas por las infraestructuras proyectadas. Tal y como dispone el [Artículo 54 de la Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica son consideradas de utilidad pública, lo que les otorga la categoría de infraestructuras básicas y servicios comunes en el marco de la planificación municipal. Ello pone de manifiesto el interés social y estratégico de este tipo de proyectos, que justifica su implantación prioritaria en el territorio.

La implantación de instalaciones fotovoltaicas como la presente se encuentra plenamente respaldada por el marco jurídico y estratégico nacional, diseñado para alcanzar los objetivos de descarbonización, seguridad de suministro y competitividad económica. Entre las disposiciones más relevantes se encuentra el [Real Decreto-ley 23/2020](#), de 23 de junio, que reconoce la necesidad de impulsar la integración masiva de energías renovables como motor de inversión y empleo, así como el [Real Decreto 960/2020](#), que regula el Régimen Económico de Energías Renovables (REER), proporcionando certidumbre económica y favoreciendo la financiación de proyectos fotovoltaicos mediante mecanismos de subasta.

De igual forma, el [Real Decreto 1183/2020](#), de 29 de diciembre, asegura criterios transparentes y no discriminatorios en el acceso y la conexión a la red, garantizando la integración eficiente de nuevas plantas y reforzando la seguridad de suministro. Todo ello se articula en torno al [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 \(PNIEC\)](#), que fija objetivos ambiciosos en penetración renovable y reducción de emisiones, donde la energía fotovoltaica desempeña un papel central por su competitividad y rapidez de despliegue.

A este marco regulatorio se suman los acontecimientos recientes que han puesto de relieve la fragilidad y sensibilidad del sistema eléctrico nacional: desde la crisis energética derivada del conflicto en Ucrania, con el consiguiente incremento del precio del gas y la energía eléctrica, hasta el apagón generalizado del 28 de abril de 2025, que dejó a la península ibérica sin suministro eléctrico ni telecomunicaciones durante más de 9 horas. Estos sucesos evidencian la urgencia de reforzar las infraestructuras de generación y transporte para garantizar un suministro seguro, estable y sostenible.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 14 de 258

En consecuencia, la planta solar fotovoltaica "Chulapo" y su infraestructura asociada no solo cuentan con un respaldo normativo sólido, sino que responden a criterios técnicos (seguridad y eficiencia en la red), sociales (creación de empleo, desarrollo local y reducción de la dependencia energética) y políticos (alineamiento con compromisos europeos e internacionales en materia de clima). Todo ello legitima plenamente el proyecto, situándolo como una herramienta estratégica para el desarrollo sostenible y la transición energética de España.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	15	de	258

## 2 Normativa aplicable

---

En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

### **NORMATIVA:**

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y actualizaciones posteriores.
- 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.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico Instalación fotovoltaica.
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
  - o Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

### **LEGISLACIÓN AUTONÓMICA Y LOCAL:**

- Ley 9/2001, de 17 de julio, del Suelo de la Comunidad de Madrid (modificada por la Ley 1/2020, de 8 de octubre).
- Orden 1110/2021, de 7 de octubre, de la Consejería de Medio Ambiente-Vivienda-Agricultura, que establece las instrucciones para la instalación de paneles solares o fotovoltaicos para autoconsumo en edificaciones, construcciones o terrenos.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 16 de 258

- Zonificación Ambiental para la Implantación de Energías Renovables de la Comunidad de Madrid — documento de zonificación territorial que determina la capacidad de acogida del territorio para proyectos de energía fotovoltaica (y eólica) en la región.
- Normativa de planeamiento urbanístico/ordenación del territorio vinculada a los planes especiales para plantas fotovoltaicas: por ejemplo, normativa específica relativa a planes especiales de infraestructuras fotovoltaicas aprobados en la Comunidad de Madrid.

### 3 Objeto

---

El presente documento se redacta con los siguientes objetivos:

- En el orden técnico, para obtener la Aprobación del presente Proyecto, que ha sido redactado de acuerdo con lo preceptuado en el 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.
- En el orden administrativo, obtener la Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción y Declaración de Utilidad Pública del Sector Eléctrico (en el caso de ser necesario), según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y Ley 23/2020, de 23 de junio.
- Informar a los Ayuntamientos de Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba de la obra que se pretende realizar para la planta fotovoltaica y línea de evacuación, así como solicitar las correspondientes licencias.
- Servir de base para la contratación de las obras e instalaciones.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	17	de	258

## 4 Características principales del proyecto

A continuación, se resumen las características principales de la instalación:

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	
Denominación	Chulapo
Promotor	UTUSOL DELTA S.L.
Emplazamiento	Huso: 30T Coordenadas UTM (X): 455.262,63 m E Coordenadas UTM (Y): 4.486.044,00 m N
Localidad	Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba
Tecnología	fotovoltaica
<b>Superficie útil (ha)</b>	<b>9,25</b>
<b>Capacidad de acceso solicitada y otorgada (MW)</b>	<b>4,99</b>
Punto exacto al que se pretende conectar el productor	SET DAGANZO T1
Coordenadas punto de conexión	Huso: 30T Coordenadas UTM (X): 459.441,73 m E Coordenadas UTM (Y): 4.489.300,67 m N
Nivel de tensión (kV)	20
Potencia estimada Servicios Auxiliares (kW)	15kW
ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN	
Energía anual estimada a inyectar (MWh)	14.656
Producción específica (kWh/kWp)	1.883
MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Potencia panel (Wp)	730
Número total de paneles	10.660
Potencia pico total (MWp)	7,78
Nº módulos por string	26
ESTRUCTURA DE SOPORTE	
Estructura	Seguidor horizontal 1 eje NS
Tipo de estructura	2Vx13
INVERTORES	
Potencia unitaria (kVA @ 40°C)	2195
Nº inversores	3
Potencia nominal total (MW @ 40°C)	4,99
ALMACENAMIENTO	
Punto de conexión baterías	Corriente continua
Potencia solicitada (demanda/generación)	4 MW
Número cargadores	6
Potencia unitaria cargador (40°C)	1200 kVA
Capacidad De almacenamiento	20 MWh (4h)
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	
Tipo	MV Skid Compact
Potencia unitaria (MVA)	2
Relación transformación (kV)	0,69/20
Nº centros de transformación	2
Potencia total instalada de transformadores (MVA)	6,00

\*Sujeta a posibles modificaciones nunca superiores a las limitaciones establecidas en la legislación vigente

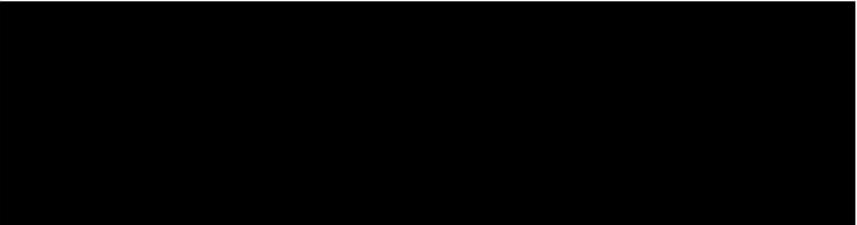
Tabla 1. Características principales de la instalación.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 18 de 258

## 5 Titular y promotor

---

A continuación, se resumen los datos principales del titular y promotor:

- Promotor: UTUSOL DELTA S.L.
  - NIF: B-05428396
  - Domicilio Social: Edgar Neville 5, 28020 - Madrid
- 

## 6 Emplazamiento

El Proyecto se sitúa en el término municipal de Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba.

Las coordenadas UTM ETRS89 del proyecto son las siguientes:

- Huso: 30T
- Coordenada X: 455.262,63 m E
- Coordenada Y: 4.486.044,00 m N

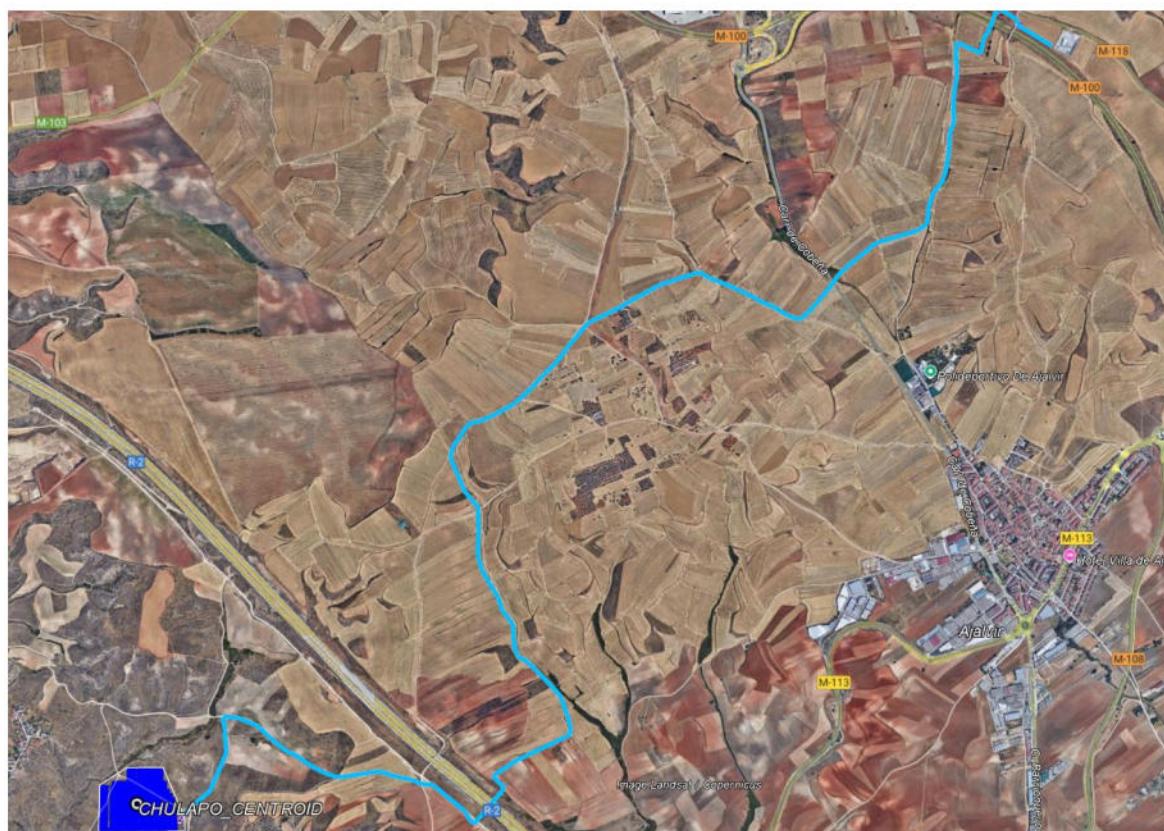


Ilustración 1: Localización del proyecto. Fuente: Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) y Arconi Solutions

A continuación, se enumeran las parcelas afectadas mediante su referencia catastral:

- 28104A016000480000UD

### 6.1 Punto de conexión

El punto de conexión otorgado por i-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U. se encuentra en las siguientes coordenadas:

- Huso: 30N
- Coordenada X: 459.441,73 m E
- Coordenada Y: 4.489.300,67 m N

## 6.2 Área disponible

La instalación fotovoltaica se emplazará en la parcela rústica de referencia catastral 28104A016000480000UD; situada a 10 km de Madrid:

Coordenadas UTM - ETRS89 / UTM zona 30N (28104A016000480000UD)		
Vértice	X	Y
V1	455.210,93 m E	4.486.200,53 m N
V2	455.373,74 m E	4.486.324,53 m N
V3	455.472,36 m E	4.486.311,67 m N
V4	455.472,36 m E	4.486.921,33 m N
V5	455.085,90 m E	4.486.921,33 m N
V6	455.085,90 m E	4.486.126,10 m N



Ilustración 2: Identificación de vértices

### 6.3 Topografía

Se ha comprobado a través del visor autonómico la orografía y se aprecia que hay desniveles que puedan involucrar movimiento de tierras. se considera que ambas parcelas son aptas para la instalación de seguidores solares.

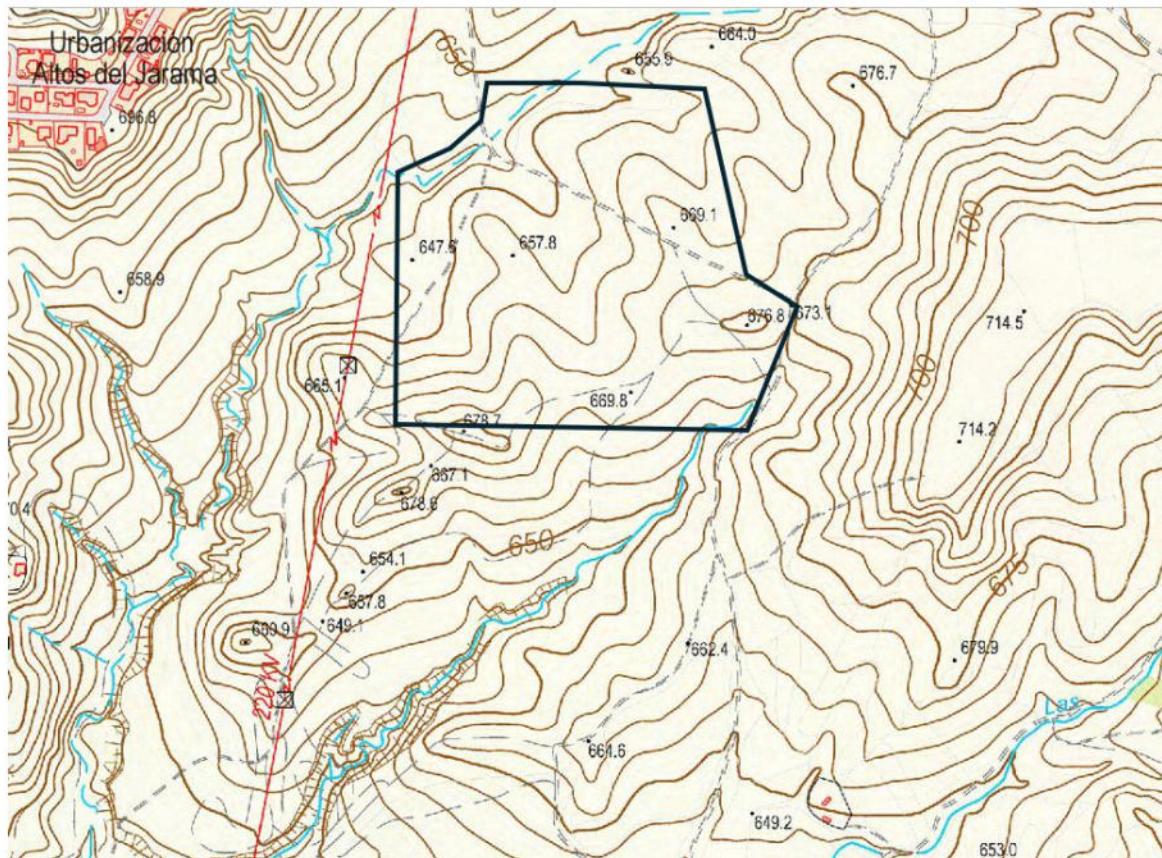


Ilustración 3: Topografía. Perímetro de la instalación FV (negro) y curvas de nivel. Fuente: Visor Comunidad de Madrid.

### 6.4 Perfil del horizonte

La irradiancia solar que llega a los módulos fotovoltaicos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte. Estas obstrucciones físicas bloquearán la componente directa de la irradiancia durante algunos períodos del día y también tendrán un impacto en la componente difusa. Por lo tanto, el perfil del horizonte afecta directamente el rendimiento energético de la planta fotovoltaica.

En este proyecto la línea del horizonte tiene una elevación promedio de 0.4° y una elevación máxima de 0.8°. A lo largo del año, la línea del horizonte bloqueará el Sol durante un total de 58 horas. La fuente de datos para la línea del horizonte fue la base de datos PVGIS 5.

### 6.5 Estudio de impacto ambiental

De acuerdo con el RD 445/2023 del 15 de junio de 2023, el cual modifica a la Ley 21/2013 se establece que las instalaciones que ocupen una superficie inferior a 5 ha y una potencia inferior a 100 MW estarán exentas de tramitar tanto estudio de impacto ambiental ordinario como simplificado.

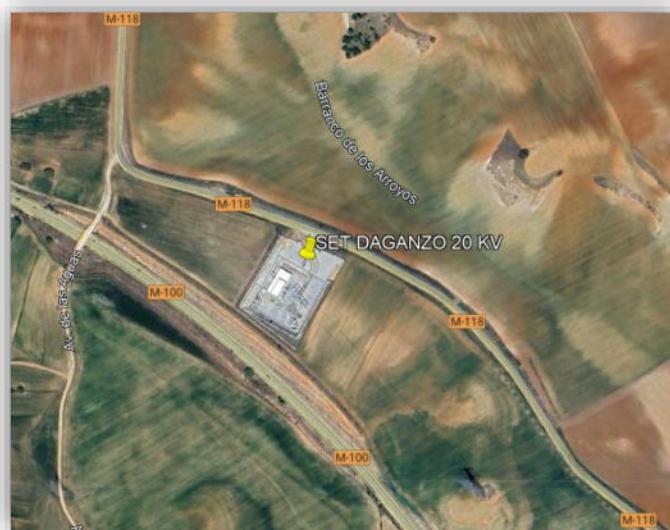
La planta solar fotovoltaica "Chulapo" tendrá una potencia pico de 7,78 MW<sub>p</sub>, 4,99 MW<sub>n</sub> de potencia nominal y abarcar una superficie, delimitado por el vallado perimetral que recoge la instalación, superior a 5 ha.

***Por lo tanto, dicho proyecto precisa de estudio ambiental simplificado.***

## 7 Punto de conexión

## 7.1 Punto de conexión

La conexión a la Red de distribución de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes se realizará a la tensión de 20.000 V, realizando dicha conexión en la SET DAGANZO T1 20 kV".



	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	23	de 258	

Ilustración 4. Subestación Daganzo, punto de conexión a distribución.

A fin de garantizar la correcta ejecución de las obras de infraestructura realizadas por terceros y cuya propiedad, y por lo tanto, su mantenimiento y explotación será responsabilidad del cliente, deberá contar con la inspección favorable de los Servicios Técnicos de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, incluyendo las que se refieren a la calidad técnica, materiales utilizados, desarrollo de las obras, correcta construcción y a la previa a su recepción técnica para constatar que la instalación puede ser conectada a la Red de Distribución.

Los valores eléctricos relativos al punto de conexión son los siguientes:

- Tensión nominal de suministro: 20 kV.
- Nivel de tensión: 20 kV.
- Potencia máxima de cortocircuito tripolar trifásica: 500 MVA.
- Potencia mínima de cortocircuito tripolar trifásica: 54,3 MVA.
- Intensidad de cortocircuito fase a tierra monofásica: 1,4 kA.
- Tiempo máximo de desconexión, en caso de defecto de la corriente máxima de falta, inferior a 500 ms por actuación de relés de protección.

## 7.2 Permiso de Acceso y Conexión concedido

A continuación se adjunta el permiso de acceso y conexión otorgado por i-DE Redes Eléctricas Inteligentes a UTUSOL DELTA S.L. con fecha 17 de enero de 2024, y número de referencia 9043108527, para la conexión de la planta fotovoltaica "Chulapo", situada en las siguientes parcelas del término municipal Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba.

Posteriormente se solicita la carta de consideración de misma instalación para ubicar la instalación en la parcela con referencia catastral 28104A016000480000UD.

- A la nueva parcela catastral – Polígono 16, Parcela 48 en Paracuellos del Jarama
- Con la nueva tecnología de hibridación.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	24	de	258



Referencia: 9043108527  
Asunto: Permiso de Acceso y Conexión

Centro Geométrico de la Planta:  
Las coordenadas del centro geométrico de la planta generadora, a efectos de lo dispuesto en disposición adicional decimocuarta y en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre son las siguientes (formato ETRS89 H30):  
X: 456150 Y: 4489565

Fecha de emisión del Permiso de Acceso y Conexión: 17.01.2024

Las condiciones técnicas y económicas correspondientes a los permisos de acceso y conexión emitidos son las ya informadas para esta instalación con fecha 22.11.2023, aceptadas por Vd. con fecha 16.01.2024.

En el momento de emisión de este permiso, las garantías económicas constituidas ante la administración correspondiente son las presentadas en el día 21.08.2023 por un importe de 499.600,00 €.

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

Aprovechamos la ocasión para saludarle atentamente,

  
 Isabel Navalón  
 Jefe Distribución Zona de Madrid Norte-Capital

Referencia: 9043108527  
Asunto: Permiso de Acceso y Conexión

Centro Geométrico de la Planta:  
Las coordenadas del centro geométrico de la planta generadora, a efectos de lo dispuesto en disposición adicional decimocuarta y en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre son las siguientes (formato ETRS89 H30):  
X: 456150 Y: 4489565

Fecha de emisión del Permiso de Acceso y Conexión: 17.01.2024

Las condiciones técnicas y económicas correspondientes a los permisos de acceso y conexión emitidos son las ya informadas para esta instalación con fecha 22.11.2023, aceptadas por Vd. con fecha 16.01.2024.

En el momento de emisión de este permiso, las garantías económicas constituidas ante la administración correspondiente son las presentadas en el día 21.08.2023 por un importe de 499.600,00 €.

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

Aprovechamos la ocasión para saludarle atentamente,

  
 Isabel Navalón  
 Jefe Distribución Zona de Madrid Norte-Capital

i-DE (RED DE ELECTRICIDAD INTELIGENTE), S.A.U. con sede social en Avenida San Andrés, 40 - 48000 BILBAO. Invitada en el Proyecto Autarca del Vizcaya al Término 3000, Libro II, Folio 170, Sección II, Hoja B-27007, Inscripción 11º - CIF A-62005278

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	25	de	258

### 7.3 Capacidad de acceso, potencia instalada y PPC.

A tenor de los permisos de acceso y conexión concedidos y con el módulo de almacenamiento es necesario instalar un PPC (power plant controller) certificado que garantice la limitación de potencia en el vertido, así como el cumplimiento del código de red en términos de tensión, frecuencia y energía reactiva.

	Simulation N° 21643-1-S NTS 631_SEPE      Page 1 of 28		
<b>TESTING LABORATORY</b> Name ..... : Certification Entity for Renewable Energies, S.L. (CERE Testing Laboratory) Address ..... : C/ Monturiol 15. 28908. Getafe - Madrid - Spain Conducted (tested) by ..... : Samuel Rodríguez Test Date ..... : 07/10/2022 – 14/10/2022 Issue Date ..... : 03/11/2022			
<b>LICENCE HOLDER</b> Name ..... : Deltatec Systems, S.L. Via Dos Castillas 33, Centro Empresarial Ática. Edif.4 1º Address ..... : 28224 Pozuelo de Alarcón. España. UE.			
<b>APPLICANT</b> Name ..... : Deltatec Systems, S.L. Via Dos Castillas 33, Centro Empresarial Ática. Edif.4 1º Address ..... : 28224 Pozuelo de Alarcón. España. UE.			
<b>APPLIED SPECIFICATIONS</b> Norma Técnica de Supervisión (NTS) de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2018/631. Revisión 2.1 de 09/07/2021 + Corrección de errores 08/10/2021. Tipo B, C & D This protocol is based on the standard: 2018/631. Revisión 2.1 de 09/07/2021 + Corrección de errores 08/10/2021. Tipo B, C & D Clauses: 5.1, 5.2, 5.3, 5.5, 5.8 and 6.3.			
<b>SAMPLE CHARACTERISTICS (*)</b> Apparatus type ..... : Power Plant Controller (PPC) Manufacturer ..... : DELTATEC SOLAR Trademark / Family / Model ..... : DELTATEC SOLAR / SYMPHONY BOX Characteristics ..... : DC100-240V AC (15 – 35 W) 2 x RJ45 / Modbus TCP			
(*) Information provided by the manufacturer and verified by the testing laboratory.			
<b>SIMULATION CHARACTERISTICS</b> Model name ..... : Deltatec PPC model.pdf Checksum MD5 ..... : 04E52310845650E73FA820B76A8715CF Software ..... : DigSILENT Power Factory 2022			
Performed by: 	Reviewed by: 	Approved by: 	
Samuel Rodríguez (Simulation Engineer)	Javier Núñez (Reviewer)	Alberto Martín (Technical Director)	
			

Ilustración: Portada del certificado del PPC que se adjunta como anexo.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02  <b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>
		Rev.: Rev 02 Pág. 26 de 258

## 8 Afecciones consideradas

El Proyecto considera las siguientes afecciones y servidumbres marcadas.

### 8.1 Linderos, caminos y carreteras

En el diseño de la planta fotovoltaica se ha respetado las servidumbres acaecidas en la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras. En ella se marcan las distancias mínimas a respetar y las actuaciones a realizar si se encuentran dentro de estas.

- 25 metros en autopistas y autovías
- 8 metros en carreteras convencionales y carreteras multicarril
- 5 metros a caminos y parcelas colindantes

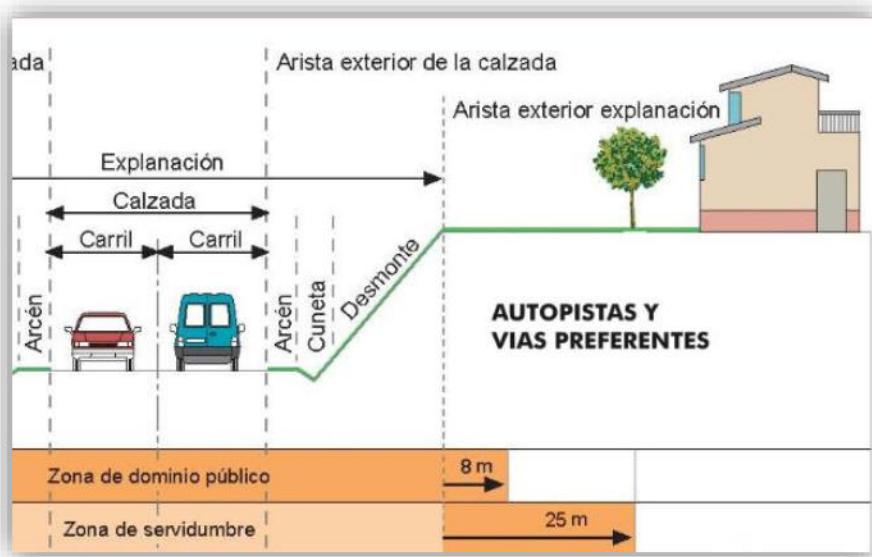


Ilustración 5: Zona de afección - Carreteras (Ley 37/2015).

Las distancias mencionadas son respetadas en el presente proyecto, tal y como se puede constatar en el plano donde se representa el Layout de la instalación.

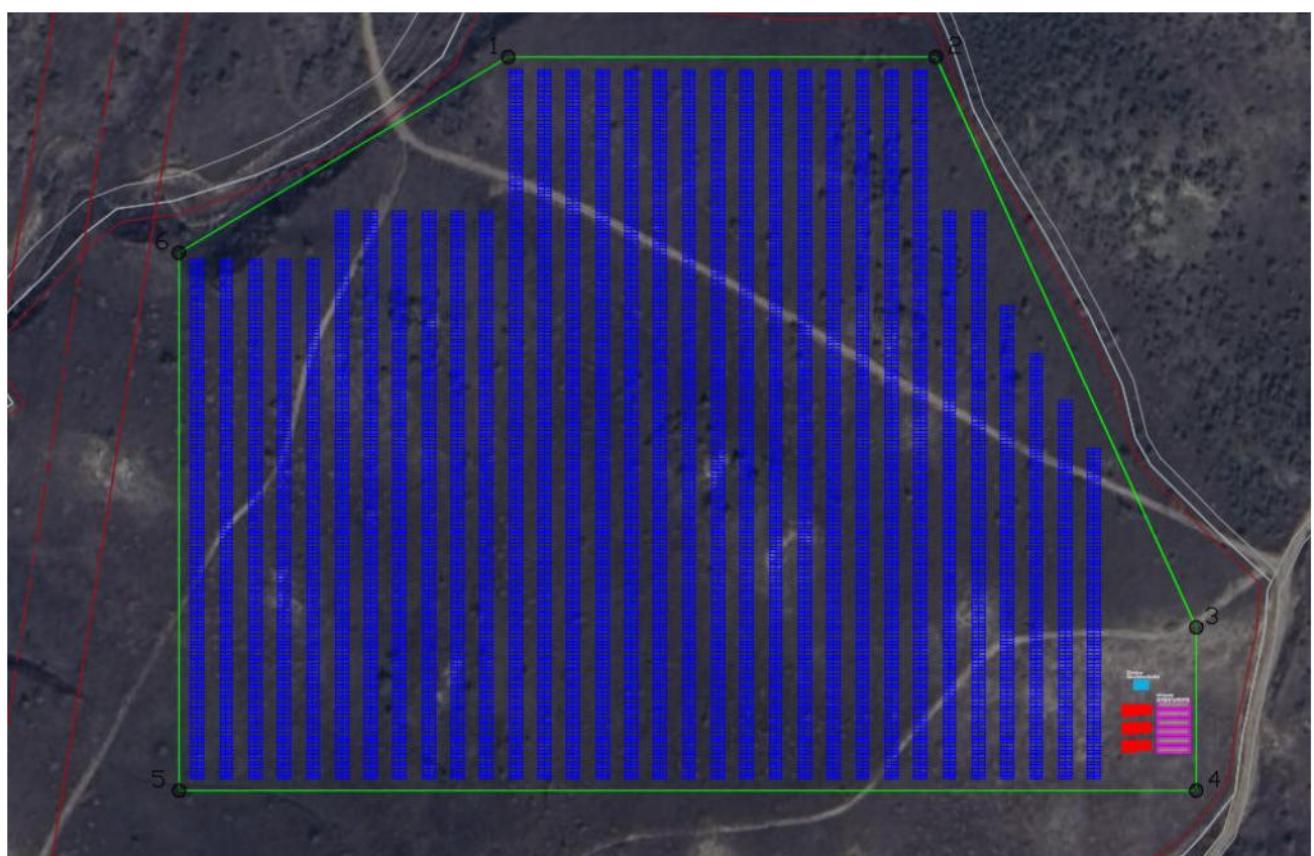


Ilustración 6: Afección a camino rural. Vallado perimetral de la planta fotovoltaica (línea verde).

## 8.2 Vías Pecuarias

La red de vías pecuarias está restringida a aquellas zonas donde las condiciones climáticas impiden la explotación de los pastos durante todo el año. Analizando la afección de posibles vías pecuarias al área de la planta fotovoltaica se ha encontrado que no hay afección a la parcela objeto de estudio.

***No existe servidumbre de afección***

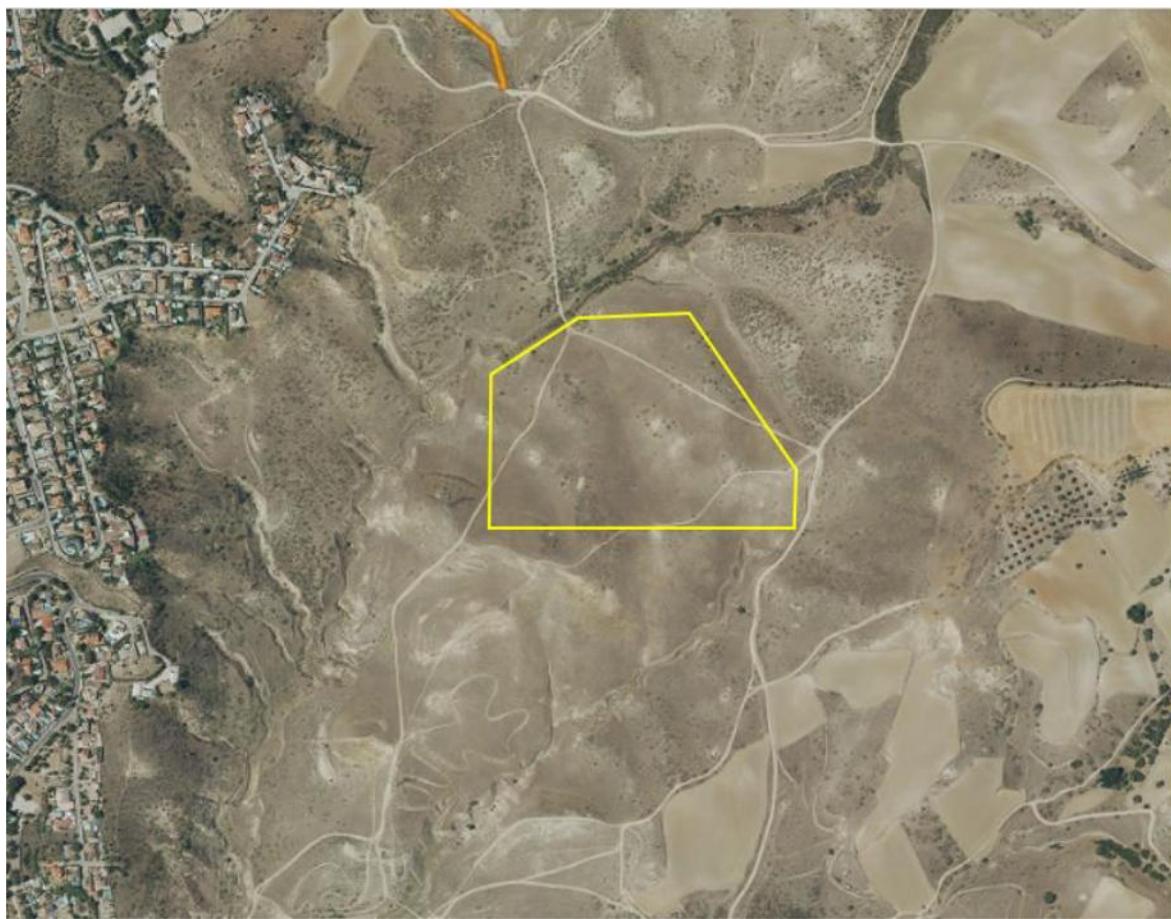


Ilustración 7: Red de vías pecuarias de la Comunidad de Madrid y ubicación de la planta fotovoltaica (perímetro amarillo).

### 8.3 Ríos y zonas inundables



Ilustración 8: Zona de afección a masas de agua.

Analizando el mapa podemos observar que por la parte norte de la parcela objeto del proyecto pasa el arroyo denominado *Arroyo Quebranta Rejas*. Según la Ley de Aguas debe respetarse 5 metros de servidumbre de paso en márgenes de ríos y arroyos.

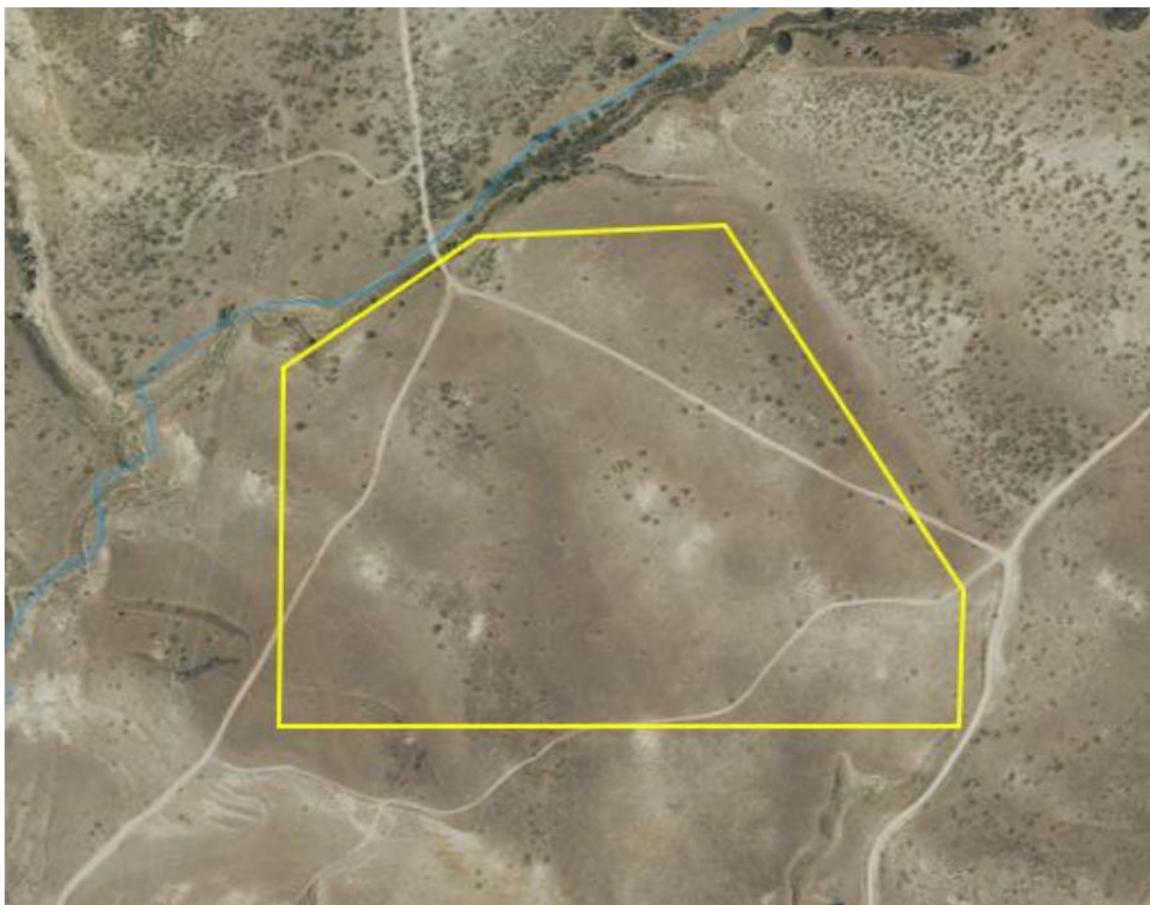


Ilustración 9: Mapa de aguas superficiales.

***Se guardará al arroyo Quebranta Rejas una superficie de servidumbre de 5 metros.***

Respecto a la posibilidad de encontrarse en zona de inundaciones, se ha realizado un análisis de la probabilidad en los próximos cien años, comprobando que el área del proyecto fotovoltaico no esté afectada.



Ilustración 10: Previsión de zonas inundables de los próximos 100 años. Fuente: Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) y Arconi Solutions.

***El proyecto se encuentra fuera de zonas de posible inundación (T = 100 años)***

Se ha analizado una exhaustiva tipología de figuras de protección ambiental, encontrándose que la ubicación elegida para la planta fotovoltaica presenta una condición muy favorable.

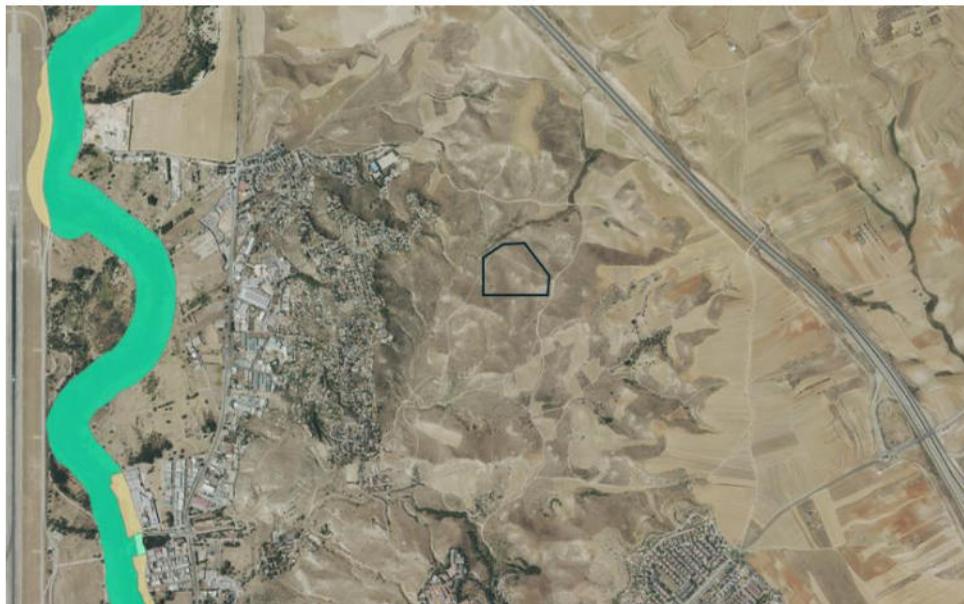


Ilustración 11: Zonas afectadas por Red Natura en el proyecto.

#### 8.4 Zonas protegidas (Arqueológica)

Se han revisado los registros autonómicos y se ha comprobado que, tanto la planta fotovoltaica como la línea de evacuación, se encuentran fuera de zonas de protección arqueológica y no afectan a elementos protegidos locales.

*Se está tramitando el proyecto de intervenciones arqueológicas a cargo del arqueólogo cualificado y cuyo expediente en la consejería de cultura se informará una vez esté abierto y estará ligado al INF/0264/2025 perteneciente a la planta fotovoltaica Perdido con la que comparte referencia catastral*

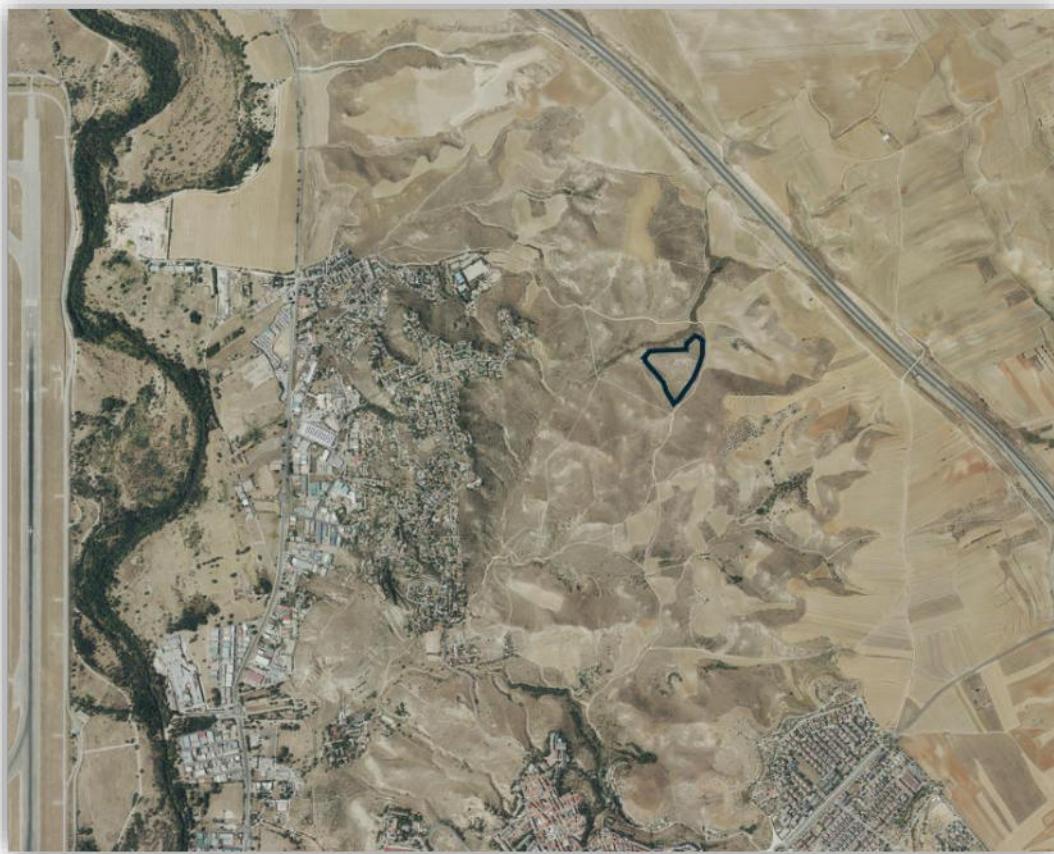


Ilustración 12: Yacimientos registrados

## 8.5 Aeródromo y aeropuertos

Según los visores la zona proyectada la planta fotovoltaica Chulapo se encuentra en la servidumbre de afección del aeropuerto Adolfo Suárez Madrid-Barajas y de la base aérea de Torrejón de Ardoz. El aeropuerto se sitúa a 2,5 km y la base aérea a 6,5 km.

Se informará tanto a AENA como al Ministerio de Defensa de la infraestructura a construir, si bien ninguna está dentro del radio de acción ni impide la visibilidad de las maniobras de aterrizaje/despegue de las aeronaves que transitan estas dos infraestructuras.

***Existe afección por servidumbres aeronáuticas civiles y militares.***

## 8.6 Viabilidad Urbanística

Se ha otorgado por parte del ayuntamiento de Paracuellos del Jarama el Informe de Viabilidad Urbanística, donde se señala la aceptabilidad de la propuesta de implantación de la planta solar fotovoltaica Chulapo.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	33	de	258

## 9 Condiciones ambientales y meteorológicas

Los datos climatológicos de la ubicación dada se caracterizan en términos de irradiación incidente sobre superficie horizontal y temperatura ambiente. Para este proyecto se han comparado diferentes bases de datos, como son PVSYST, Meteonorm, Soda, NASA, SWERA y bases de meteorológicas locales, y se ha optado finalmente por la base de datos de PVSYST.

Mes	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura
Enero	68,0	24,82	5,19 °C
Febrero	76,3	34,57	5,10 °C
Marzo	142,2	46,31	9,03 °C
Abril	151,3	69,13	10,23 °C
Mayo	223,8	67,34	18,28 °C
Junio	207,0	72,23	20,09 °C
Julio	238,5	62,34	26,87 °C
Agosto	213,0	53,07	23,04 °C
Septiembre	163,8	47,43	20,14 °C
Octubre	103,1	39,23	16,10 °C
Noviembre	67,9	29,32	9,22 °C
Diciembre	69,1	20,55	4,14 °C
<b>Año</b>	<b>1724,1</b>	<b>566,33</b>	<b>14,01 °C</b>

GHI: Irradiación Global en el plano horizontal (kWh/m<sup>2</sup>).

DHI: Irradiación Difusa en el plano horizontal (kWh/m<sup>2</sup>).

Tabla 4. Datos meteorológicos. Fuente: PVSYST.

El clima en la ubicación dada es típicamente mediterráneo. La localidad tiene precipitaciones muy concretas durante la temporada de invierno. La temperatura promedio en la época cálida es de 17 °C y en la época fría de 15 °C. La precipitación anual es de 213 mm. La temperatura mínima que anualmente se alcanza son -5 °C y la máxima 37 °C. Estos datos se han obtenido de una base de datos que realiza diagramas climáticos completos con datos históricos de los últimos 9 años.

*\*Las temperaturas mostradas han sido tomadas para la realización del cálculo eléctrico.*

Para el diseño de la planta se han tenido en cuenta los siguientes valores máximos y mínimos, los cuales pueden darse puntualmente:

Parámetro	Valor
Temperatura máxima del aire (°C)	45.0
Temperatura mínima histórica (°C)	-10.0

Tabla 5. Valores de temperatura máximo y mínimo.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	34	de	258

## 10 Descripción del proyecto, sus elementos y criterios de diseño

### 10.1 Descripción general del proyecto

La instalación consiste en una planta solar fotovoltaica de generación que, mediante el efecto fotoeléctrico, el cual se produce en el módulo fotovoltaico al incidir la radiación solar sobre él, se produce una corriente continua.

Los módulos fotovoltaicos, que están colocados sobre una estructura, están eléctricamente conectados en serie entre sí (conocidos como strings), y posteriormente estas series (o strings) se pueden conectar en paralelo en las cajas de combinación (también conocidas como cajas de strings o string combiner box, por sus siglas en inglés SCB).

Desde las cajas de combinación se llevan los circuitos de BT de CC hasta la entrega de CC al inversor, en el que a través de electrónica de potencia se convierte la CC en CA.

El sistema de almacenamiento constará de 6 cargadores de 1,2 MVA conectados a un contenedor de 3,4 MWh de almacenamiento cada uno, con una capacidad total de 4,99 MW de demanda, 4,99 MW de generación (compartida con la de la fotovoltaica) y 20 MWh de capacidad, lo que da un máximo de 4 horas de autonomía. El sistema se acopla en el lado de corriente continua de los inversores (dos cargadores por inversor).

La salida en CA del inversor está eléctricamente conectada con el transformador elevador del centro de transformación para elevar la tensión de salida del inversor hasta el nivel de MT de la planta.

El centro de transformación se completa con las celdas necesarias para disponer de las protecciones necesarias para evacuar la energía en condiciones de seguridad del centro de transformación hasta la subestación de la planta (en el caso de líneas de AT) o punto de conexión con la red de distribución de MT.

Además de los componentes principales, la planta contará con una serie de componentes estándar (sistema de monitorización, sistema de seguridad, sistema anti-incendios, etc.) que serán definidos en una fase posterior del proyecto.

La planta posee elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión o interruptor general manual que permite aislar eléctricamente la instalación fotovoltaica del resto de la red eléctrica. De cualquier modo, las características principales de los equipos, cableado y protecciones se especificarán a lo largo del presente documento.

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

Puesto que se trata de una instalación conectada a red, el objetivo final de la planta es vender la energía eléctrica generada. Para ello se dispondrá de los equipos de medida de energía necesarios con el fin de medir, tanto mediante visualización directa, como a través de la conexión vía módem que se habilite, la energía producida.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 35 de 258

La siguiente imagen muestra la implantación del proyecto, con sus diferentes elementos.



Figura 1. Layout de la planta fotovoltaica.

## 10.2 Potencia solicitada

Se solicitó una potencia de 4,99 MW, la cual fue concedida por I-DE Redes Eléctricas Inteligentes.

***Se solicita una potencia de 4,99MW en el punto de interconexión.***

## 10.3 Generador fotovoltaico (Módulo fotovoltaico)

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo monofacial Risen - RSM132-8-730BHDG. Tiene una potencia máxima de 730W<sub>p</sub>. El número total de unidades utilizadas es igual a 10.660.

Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran en la siguiente tabla:

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	36	de	258

## Características del módulo fotovoltaico

### Características principales

Modelo	Risen - RSM132-8-730BHDG
Fabricante	RISEN
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Monofacial
Máxima tensión	1500 V

### Standard test conditions (STC)

Potencia máxima	730 W
Eficiencia	23.8 %
Tensión MPP	42.2 V
Corriente MPP	17.32 A
Tensión a circuito abierto	46,1 V
Corriente de cortocircuito	17,32 A

### Coeficientes de temperatura

Coeficiente de potencia	-0.340 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.249 %/°C
Coeficiente de corriente	0.040 %/°C

### Características mecánicas

Largo	2384.0 mm
Ancho	1303.0 mm
Grosor	33 mm
Peso	33.3 kg

Tabla 6. Características del módulo fotovoltaico.

La potencia pico (potencia nominal de los módulos fotovoltaicos) está sobredimensionada respecto a la potencia nominal de los inversores con el fin de minimizar pérdidas y mejorar el punto de trabajo del inversor.

La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos sobre las estructuras considerando las afecciones y el parcelario, las características de los equipos empleados y la retribución por la generación de energía.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 37 de 258

También se consideran las posibles pérdidas de energía que puedan aparecer en el tramo comprendido entre el generador fotovoltaico y el inversor (temperatura de operación, sombreados parciales, suciedad de los módulos, dispersión de parámetros, efecto Joule en el cableado de CC, etc.).

Al tratarse de un proyecto hibrido con almacenamiento por baterías conectadas en el lado de continua se ha optado por un sobredimensionamiento del 50% sobre la potencia nominal para optimizar el funcionamiento y aprovechamiento del recurso solar.

***En este proyecto se utilizarán un total de 10.660 módulos con una potencia pico total de 7,78 MWp***

#### 10.3.1 Número de módulos en serie y paralelo

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima de entrada DC al inversor que no debe superar los 1500 Vdc. Ésta se corresponde con la tensión de circuito abierto del generador FV cuando la temperatura del módulo es mínima, esto es, en condiciones de baja irradiancia y mínima temperatura ambiente.

Mientras que el número mínimo de módulos por serie está limitado por la tensión mínima DC de entrada al inversor en la que sigue la máxima potencia. El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico, que corresponde cuando la temperatura ambiente es relativamente elevada y la irradiancia es relativamente baja.

El número máximo de ramales en paralelo está condicionado por la máxima corriente de entrada admisible en la entrada CC del inversor.

***Los strings tendrán 26 módulos fotovoltaicos conectados en serie que se corresponden con cada seguidor 2Vx13***

Los cálculos del número de módulos en serie pueden encontrarse en el DOCUMENTO N° 3 -Anexo II.

#### 10.4 Estructura de soporte de módulos

Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de un seguidor de un eje.



Figura 2. Ejemplo de seguidor de un eje Norte-Sur.

Los seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la siguiente tabla.

#### Características del seguidor de un eje

Modelo	GSS Tracsmart 2P
Fabricante	Gonvarri Solar Steel
Tecnología	Monofila
Configuración	2V
Ángulos límite de seguimiento	+55 / -55 °
Número de módulos por fila	13
Distancia entre filas	12 m
Altura del punto más bajo	0.5 m
Diseñado para módulos	BIFACIAL

Tabla 7. Características del seguidor solar.

**Para alojar los 10.660 módulos se precisan un total de 330 segidores solares de un eje horizontal 2Vx13 del tipo descrito anteriormente.**

El sistema modular de filas autónomas permite mayor eficiencia, así como la máxima adaptabilidad al terreno. No tienen biela central, lo que posibilita la libre circulación a través del recorrido completo de las filas de seguidores solares y un mejor aprovechamiento del suelo disponible.

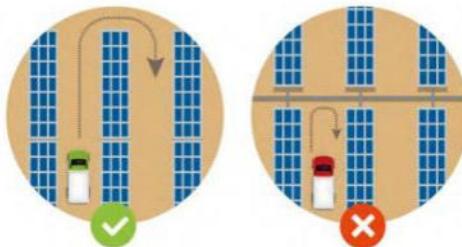


Figura 20. Optimización del mantenimiento.

A su vez estos seguidores tienen la posibilidad de realizar la cimentación sin hormigón:

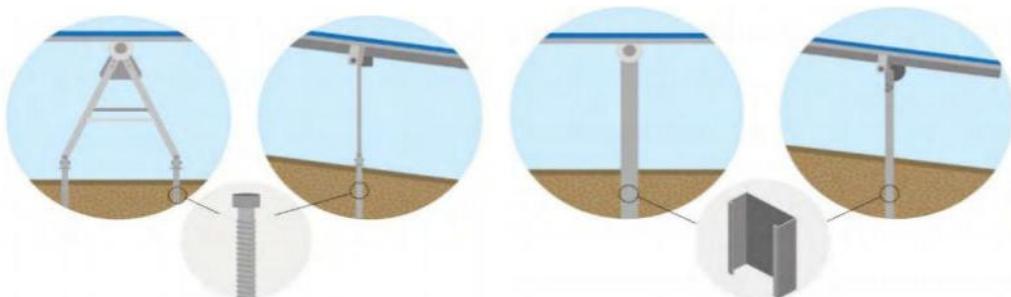


Figura 213. Tipos de cimentación posible.

***El tipo de cimentación elegido para este proyecto es la hincada directa en suelo de los perfiles para minimizar el impacto de dicha cimentación sobre el mismo.***



Figura 4. Perfil de acero hincado (izquierda). Máquina hincadora y operario (derecha).

## 10.5 Inversor Fotovoltaico

El inversor convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.

- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, comportamiento contra huecos de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.



Ilustración 13: Ejemplo de inversor central

Los inversores se instalarán en un bloque conjunto con el transformador

Las principales características del inversor seleccionado se muestran a continuación.

Características del inversor	
Características principales	
Modelo	PE-HEMK-FS3290K
Tipo	Central
Fabricante	POWER ELECTRONICS
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	98.87 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	500 - 1500 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia nominal	2000 kVA (limitación fabricante)
Potencia a 40° C (datasheet)	2195 kVA
Potencia a 50° C (datasheet)	2035 kVA
Tensión de salida	690 V

Tabla 8. Características del inversor solar.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	41	de	258

***Se utilizarán en la instalación fotovoltaica un total de 2 inversores.***

## 10.6 Cableado solar en corriente continua

Los módulos fotovoltaicos se conectarán eléctricamente a través del cableado solar en serie respetando la polaridad y el número máximo de módulos en una misma serie, según los valores calculados.

Los cables de corriente continua (CC) entre módulos e inversores de string han sido diseñados con una caída de voltaje media máxima de 1,5% en las condiciones estándares (STC) de 25°C, 1000 W/m<sup>2</sup> e índice de densidad del aire de 1.5 (IAM).

En cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) los cables deben ser 0,6/1 kV (U<sub>0</sub> = 1,8 kV) conductor de cobre de un solo núcleo, flexible, no propagación de llama y libre de halógenos, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. Además, los cables de CC se deben fabricar como cable flexible de Clase 5 con protección solar UV especial (H1Z2Z2-K). Estos cables irán fijados a la estructura del seguidor y bajo tubo en zanja a los inversores de string.

Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de CC (1500 Vcc). La sección del cableado será de 6 mm<sup>2</sup> Cu.

### Características del cable de DC

Tipo	H1Z2Z2-K
Tensión	1,5 kV
Conductor	Cobre
Secciones	10/150 mm <sup>2</sup>

Tabla 9. Características del cable de DC.

## 10.7 Cableado en corriente alterna de Baja Tensión

Los cables de CA de BT se emplearán para conectar la salida en AC del inversor con el transformador, así como para la alimentación de los Servicios Auxiliares de la planta.

En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

El conductor será de Aluminio, dispondrá de aislamiento HEPR, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina.

El cableado en CA de BT entre el inversor y el transformador en caso de centros de transformación integrados, dispone de una conexión diseñada y preparada en fábrica que permite una instalación más rápida y segura al no disponer de elementos en tensión accesibles una vez finalizada la instalación.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	42	de	258

En el cálculo de la sección de cableado se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2-8-02, y publicado en el B.O.E. del 18-9-02 y el Real Decreto 1053/2014 y a la norma UNE-HD 60.364-5-52.

La distribución se realizará en AC a tensiones de 800 V, 50 Hz.

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

Características del cable de AC (baja tensión)	
Tipo	RV-K
Tensión	0,6/1 kV
Conductor	Aluminio
Secciones	150-240 mm <sup>2</sup>

Tabla 10. Características del cable de AC (baja tensión).

Para la elección de la sección del conductor se han tenido en cuenta la intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión, además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

Los cables se etiquetarán e identificarán adecuadamente según los esquemas eléctricos y se adoptará un código de colores, facilitando las labores de mantenimiento.

Las longitudes de los cables serán tales que eviten los esfuerzos de estos.

La caída de tensión máxima admisible en la instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 0,5% en la parte de AC, como puede comprobarse en los cálculos eléctricos realizados en el DOCUMENTO N° 3 – Anexo II.

## 10.8 Sistema de almacenamiento

El proyecto fotovoltaico Chulapo se ha proyectado con un sistema de almacenamiento para proporcionar la energía en aquellas horas de mayor demanda que no coinciden con la generación fotovoltaica, así como de sistema estabilizador que absorba picos de tensión y de estabilidad al sistema en caso de incidencia masiva.

El equipo de almacenamiento constará de:

- 6 conversores DC/DC con potencia unitaria de 1200 kVA. Cada inversor constará de dos conversores garantizando la disponibilidad del total de capacidad de acceso tanto en demanda como en generación.
- 6 módulos de almacenamiento con capacidad unitaria de 3,4 MWh, siendo la capacidad total del proyecto de 20 MWh. Estos se conectarán en el lado de corriente continua para optimizar el uso del recurso solar y una mejor gestión de la demanda.



Ilustración 14: Ejemplo de contenedor de baterías integrado.

Las principales características del sistema de almacenamiento son:

### Características del inversor/cargador

#### Características principales

Modelo	Risen BESS PCS
Cargador	Freemaq DC/DC
Fabricante	Risen/Power Electronics
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	99.18 %

#### Entrada (AC)

Rango búsqueda MPPT	850 - 1500 V
Tensión máxima de entrada	1500 V

#### Salida (AC)

Potencia nominal	1120 kVA
Potencia demanda	1120 kVA
Tensión de salida	1500 V
Frecuencia de salida	50 Hz

### Características del módulo de almacenamiento

#### Características principales

Modelo	RISEN BESS
Capacidad Nominal	20000 kWh
Fabricante	RISEN
Tensión máxima de entrada	1500 V

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	44	de	258

## 10.9 Centro de transformación

Los centros de transformación albergan los equipos encargados de elevar la tensión de la energía generada a través de un transformador. Se ha optado por una solución “plug and Play” del fabricante del inversor, se instalarán 3 MV Skid Compact de 2500kVA y una relación de transformación de 0,69/20kV. Esta solución presenta la ventaja de integrar en un mismo bloque el inversor, los cargadores de las baterías y las protecciones de baja y media tensión. Se definen en el DOCUMENTO 2



Ilustración 15: Ejemplo de un MV Skid Compact.

## 10.10 Cableado en corriente alterna de Media Tensión

La red de media tensión (MT) en corriente alterna (CA) es de 20 kV y conecta el centro de transformación con las celdas del centro de seccionamiento y se realizará con cableado de aluminio teniendo en cuenta los criterios de caída de tensión (0,5%), de intensidad máxima admisible y de cortocircuito; considerándose los requerimientos del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT).

El cable de media tensión será de un solo núcleo de 12/20 kV de aluminio, con capa semiconductora extruida, aislamiento XLPE, pantalla de cinta de cobre y lecho extrudido de poliolefina termoplástica. Los cables de media tensión deben cumplir con las normas nacionales e internacionales relacionadas. La sección del cableado será elegida de manera que se cumplan los criterios de caída de tensión máxima, de intensidad máxima admisible y de cortocircuito. Los cables de MT serán enterrados directamente en zanjas y tendrán un aislamiento seco.

### Puesta a tierra del centro de transformación

Tipo	HEPRZ1
Geometría	Anillo rectangular
Material	Cobre desnudo
Sección	50 mm <sup>2</sup>

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	45	de	258

## 10.11 Centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento permitirá de evacuación de la planta fotovoltaica. Consta de las instalaciones que a continuación se describen.

Las líneas de alimentación de entrada y salida de 20 kV serán subterráneas. El sistema de 20 kV estará compuesto por cuatro celdas (entrada, salida, de protección de la planta fotovoltaica y de protección del transformador auxiliar) de montaje interior.

Todas las posiciones de 20 kV estarán debidamente equipadas con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

Para la alimentación de los servicios auxiliares del centro de seccionamiento dispondrá de un transformador que alimentará en baja tensión al cuadro de SSAA.

El centro de seccionamiento estará formado por un edificio de una sola planta, construido en base a paneles prefabricados de hormigón o de obra con un diseño que quede integrado con las edificaciones de la zona.

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo con la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase - 5°C según IEC 62271-1, o interruptor de vacío con aislamiento de aire revestido de metal, hasta una altitud de 2000m sobre el nivel del mar sin mantenimiento.

### 10.11.1 Construcción

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IED 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.

Consta de 3 divisores capacitivos de 24 kV y con bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm<sup>2</sup> y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO-7253.

### 10.11.2 Seguridad

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta a tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables conectados simultáneamente.

Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamiento por cerradura independiente en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	46	de 258	

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación, soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24h.

Grados de protección:

- Celda / Mecanismos de maniobra: IP 2XD según EN 60529
- Cuba: IP X7 según EN 60529
- Protección a impactos en:
  - o Cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
  - o Cuba: IK 09 según EN 5010

#### 10.11.3 Conexión de cables

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

#### 10.11.4 Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en las celdas supone 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.

#### 10.11.5 Características eléctricas

Las características generales de las celdas son las siguientes:

- Tensión asignada 24 kV
- Intensidad asignada: 400/630 A
- Intensidad de corta duración (1 o 3 s): 16/20 kA
- Nivel de aislamiento
- Frecuencia industrial (1 min)
  - o a tierra y entre fases 50 kV
- Impulso tipo rayo
  - o a tierra y entre fases 125 kV

### 10.12 Instalación de puesta a tierra

Se dotará a la instalación de una malla de tierra inferior enterrada a 0,80 m de profundidad, que se extenderá hacia el exterior del cerramiento perimetral y que permita reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	47	de	258

La configuración de la red de puesta a tierra del centro de transformación tendrá las siguientes características:

#### Puesta a tierra del centro de transformación

Geometría Anillo rectangular

Material Cobre desnudo

Sección 50 mm<sup>2</sup>

Tabla 2. Características de la puesta a tierra del centro de transformación.

La puesta a tierra de la planta estará formada por una red radial que une todas las masas de la planta con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, utilizando para ello cable desnudo de cobre enterrado de sección adecuada. El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará aplicando la legislación de referencia y será función de la resistividad del terreno.

Habrá separación galvánica entre la subestación y la instalación fotovoltaica, es decir, la red de tierra de la subestación y la red de tierra de la instalación fotovoltaica serán independientes y no estarán conectadas entre sí.

Según lo establecido en el apartado 6.1 de la ITC-RAT 13, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla de tierra:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las armaduras metálicas de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasa de transformadores.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.
- Pantalla de separación de los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida o protección.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables intermedias, los siguientes elementos, que se consideran puestas a tierra de servicio:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisen, en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección, salvo que existan pantallas metálicas de separación conectadas a tierra entre los circuitos de alta y baja tensión de los transformadores.

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasa del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	48	de	258

de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

#### 10.12.1 Puesta a tierra del vallado perimetral

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas accesibles del sistema de seguridad perimetral: vallado.

La conexión a tierra de los soportes, desde su fuste hasta el electrodo de tierra, se hará sobre el tornillo que deberán de disponer éstos y se efectuará con terminal y conductor unipolar de cobre de sección mínima de 16 mm<sup>2</sup>.

### 10.13 Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que intervienen en todo el sistema y deben seguir los requisitos establecidos por la normativa nacional en materia de protecciones eléctricas y la normativa internacional en el caso de que no existieran normas nacionales relacionadas.

Los equipos de la planta estarán provistos de diferentes elementos de protección siendo los más relevantes:

- Los conductores de CC del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 125% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Dichos conductores estarán protegidos mediante fusibles dimensionados acorde a la normativa vigente.
- Se instalarán en la entrada DC de los inversores fusibles para evitar corrientes inversas (en el caso de que los inversores no dispongan de protección por fusible en la entrada).
- Los conductores de CA estarán protegidos mediante fusibles o interruptores magnetotérmicos para proteger el sistema contra sobreintensidades.
- Los inversores dispondrán de un sistema de aislamiento galvánico o similar que evite el paso de corriente continua al lado de corriente alterna de manera efectiva. Asimismo, los inversores incorporarán al menos las siguientes protecciones: frente a cortocircuitos, contra tensiones y frecuencia de red fuera de rango e inversión de polaridad.
- La estructura metálica sobre la que se sitúan los paneles fotovoltaicos dispone de conexión a tierra ofrece protección contra sobrecargas atmosféricas, además de garantizar una superficie equipotencial que previene los contactos indirectos.
- Los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales.

### 10.14 Servicios auxiliares

Se dispondrá de un sistema de SS.AA. para alimentar los equipos de la planta: centros de transformación, equipos de control, seguridad, comunicaciones, estación meteorológica, etc.

Estará dimensionada para cubrir todas las necesidades. Para ello se definirá un sistema de SS.AA. de potencia adecuada a las necesidades. Este sistema constará de:

- Transformador.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	49	de	258

- Cuadro de auxiliares en cada CTI.
- Cable de auxiliares hasta las estaciones meteorológicas y equipos de seguridad.

***La potencia estimada a contratar para los servicios auxiliares es de 15kW.***

## 10.15 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como en el P.O 12.2. "Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad" y con el TED 749/2020, 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 cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión como el P.O. 12.2, es fundamental para cumplir, a su vez, con el RD 1699/2011, que establece que el funcionamiento de las instalaciones no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Además, el mismo RD establece que en el caso excepcional en el que se evidencie que la instalación suponga un riesgo inminente para las personas, o cause daños o impida el funcionamiento de equipos de terceros, la distribuidora o eléctrica podrá desconectar inmediatamente la instalación, debiendo comunicar y justificar detalladamente dicha actuación excepcional al órgano de la Administración competente en materia de energía.

Con el objetivo de cumplir estos requisitos, se considera necesario evitar la inyección de corriente continua y las sobretensiones en el funcionamiento de estos generadores en diferentes situaciones puedan producir. Los fabricantes de inversores emitirán un certificado comunicando que cumplen con la normativa vigente.

En el anexo que acompaña al presente se podrá encontrar un análisis de los campos magnéticos de la planta fotovoltaica.

## 10.16 Descripción de emisiones acústicas

Se comprueban los requerimientos indicados en la normativa autonómica.

En la planta solar fotovoltaica no se generarán emisiones acústicas a la atmósfera. La generación de energía de la planta fotovoltaica propuesta ahorrará anualmente el consumo de recursos naturales en forma de combustibles fósiles.

El funcionamiento y mantenimiento de la planta incluye como fuentes sonoras únicamente los transformadores incluidos en los centros de transformación debidas a tres clases de fuentes: procedentes del núcleo por efecto de la magnetostricción, que es el cambio dimensional de las láminas durante el ciclo de histéresis, por efecto de la corriente que circula por los devanados y por los accesorios como son los ventiladores.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	50	de 258	

A continuación, se marcan los niveles de emisión acústica de los centros de transformación de la planta solar fotovoltaica:

- Nivel de emisión acústica  $\leq 79$  dB(A) medido a 1 metro de distancia del edificio del centro de transformación.
- El límite máximo de cada instalación, maquinaria o actividad no podrá superar los 95 dB medidos a 1,5 metros de distancia, por lo que los centros de transformación cumplen con el requerimiento

Teniendo en cuenta que el sonido se atenúa con la distancia y que el transformador de los centros de transformación se encuentra a más de 10 m del límite de la parcela, en aplicación de la siguiente expresión se obtiene que el nivel de emisión a los límites de propiedad será de  $<50$  dB(A).

$$Lp = Lw + 10 \cdot \log \Phi / 4\pi r^2 \quad [\text{Ec. 2}]$$

Siendo:

$Lp$ : nivel de presión sonora en dB(A).

$Lw$ : nivel de potencia sonora de la fuente en dB(A).

$\Phi$ : directividad de la fuente sonora (esférica 1, semiesférica 4).

$r$ : distancia de la fuente en metros.

d (m)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Atenuación dB(A)	11	17	20	23	25	26	28	29	30

Tabla 16. Atenuación (en dB) según la distancia.

En consecuencia, al tratarse de una actividad que no es susceptible de causar molestias por ruidos en la zona no se considera necesario incluir en el Estudio de Impacto Ambiental (o el documento que le sustituya) de la planta solar un proyecto acústico. En fase obra, habrá que verificar que los valores de ruido proporcionados por la planta fotovoltaica a las viviendas cercanas no superen los valores establecidos en la tabla anterior.

## 10.17 Medida

De acuerdo al RD 1110/2007, la clasificación de los puntos de medida y frontera son los siguientes:

- Puntos de medida de **tipo 1**:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.
  - Puntos situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.
  - Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.
- Puntos de medida de **tipo 2**: aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 sean:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	51	de	258

- Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.
- Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.
- Puntos de medida de **tipo 3**: aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.
- Puntos de medida **tipo 4**: los puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
- Puntos de medida **tipo 5**:
  - Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.
  - Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

Para las centrales en régimen especial, que además adquieran energía como consumidor, el conjunto de la instalación se clasificará en el tipo que corresponda, conforme a la mayor de las potencias, nominal de generación o contratada como consumidor.

En las fronteras que deban ser clasificadas en su conjunto como de un tipo determinado, todos los puntos de medida utilizados para su cálculo deberán disponer de equipos de medida de, como mínimo, el tipo al que corresponde la frontera.

Por otra parte, aquellas instalaciones de generación que dispongan al menos de una frontera tipo 1, 2 ó 3, deberán disponer de equipos de medida de como mínimo tipo 3 en todas sus fronteras. Ello sin perjuicio de que los puntos de medida tipos 1 y 2 deban disponer de los equipos reglamentarios.

Los elementos que forman parte del equipo de medida serán precintados por la empresa distribuidora.

***El contador necesario para esta planta fotovoltaica es de tipo 2.***

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0,2	0,2 S	≤0,2 S	≤ 0,5
2	≤0,5	≤0,5 S	≤ C	≤ 1
3	≤1	≤1	≤ B	≤ 2
4	≤1	≤1	≤ B	≤ 2
5			≤ A	≤ 3

Tabla 3. Clase de precisión de contadores de energía.

Las características de diseño del equipo serán las acordes a la normativa vigente.

## 10.18 Sistema de monitorización y control

El sistema de control y monitorización de la planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) y el sistema de control de la planta, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de los sistemas, diseñado para realizar las siguientes funciones desde la sala de control local o desde el centro de control.

	<b>Instalación fotovoltaica</b> <b>7,78MWp/4,99MW</b> <b>Proyecto ejecución – Chulapo</b>	<b>A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02</b>					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA –</b> <b>PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	52	de	258

El sistema SCADA de control y monitorización permite en términos generales:

- Supervisión y Control en tiempo real de la planta.
  - o Arranque y parada de la planta.
  - o Operación normal. Regulación de potencia activa y reactiva.
  - o Control sobre los diferentes componentes y mandos
- Monitorización de los parámetros de los diferentes componentes de la planta.
- Registro de las estaciones meteorológicas.
- Registro de los datos históricos.
- Notificación de alarmas, faltas, eventos y disparos

El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario, tanto desde la ubicación del Proyecto como mediante un acceso remoto (i.e. a través de internet). Para ellos usará el Protocolo IEC-60870-5-104 (u otro similar dependiendo de los requerimientos del centro de control). Debe existir más de una tarjeta de red para facilitar el acceso de datos a distintos equipos / subredes.



Figura 59. Ejemplo de monitorización y control SCADA de la planta fotovoltaica desarrollado por Arconi Solutions.

#### 10.18.1 Normas

La instalación del sistema de monitorización respetará todo lo dispuesto al respecto en el RBT, en las normas UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011.

#### 10.18.2 Condiciones técnicas

El sistema se compone de una unidad central conectada con cada uno de los inversores de cada una de las instalaciones que componen la planta, junto con un sensor de irradiancia y un sensor de temperatura ambiente.

Como sensor de irradiancia se utilizará una célula solar o panel calibrado de la misma tecnología que el panel utilizado en la planta.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	53	de	258

#### 10.18.3 Condiciones de instalación

La instalación de los cables de comunicaciones necesarios para la interconexión de los distintos elementos que componen el sistema de monitorización se realizará siguiendo todas las disposiciones que al respecto se recogen en la normativa vigente.

Se guardarán la distancia de seguridad dispuesta en la normativa vigente entre los cables de comunicación y el resto de los cables de potencia de la planta.

El sensor de irradiancia se instalará coplanar con los generadores FV y lo más cerca posible de la unidad central. El sensor de temperatura ambiente se instalará a la sombra, lo más cerca posible de la unidad central.

#### 10.18.4 Comunicación y telecontrol del centro de seccionamiento

El Centro de Seccionamiento incluirá todos los equipos necesarios para la adaptación del conjunto de la instalación al telemando, cuyas comunicaciones se realizarán por GPRS.

Dicha operación dependerá del Centro de Control de Red de EMV que dispondrá de la posibilidad de apertura por telecontrol del interruptor automático de interconexión de la instalación fotovoltaica.

La instalación asociada a la fotovoltaica estará preparada, en su totalidad, para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición del interruptor de cabecera de EMV, en el tiempo mínimo que ésta tenga establecido.

La posición de cabecera de la línea a la que se conecte la instalación fotovoltaica será protegida con la instalación de un transformador de tensión y un bloqueo al reenganche con presencia de tensión en línea.

### 10.19 Seguridad y vigilancia

Se podrá instalar un sistema de videovigilancia (CCTV) en tiempo real distribuido por la planta que permite controlar el acceso a la misma y las zonas comunes, permitiendo la gestión de todas las imágenes desde el punto de control destinado para ello, y emitiendo una señal de alarma si se produce alguna situación de riesgo.

El sistema CCTV tiene la siguiente funcionalidad:

- Permitir la visualización en tiempo real de todos los eventos producidos dentro del campo de aplicación.
- Permitir una alarma ante cualquier intento de entrada no autorizada y/o intrusión.
- Permitir una visualización a distancia de las instalaciones del recinto.
- Control central y/o remoto de todas las imágenes.
- Almacenamiento y gestión de una base de datos de históricos de alarmas y actuaciones para posteriores consultas.
- Almacenamiento de las imágenes.

Las cámaras de vídeo podrán incluir cámaras térmicas y convencionales que permitan cubrir el perímetro de la planta y otras de tipo domo que permitan el giro para visualizar zonas de interés para la propiedad

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	54	de	258

del Proyecto; como ocurre en los accesos. Se pondrá mínimo una cámara domo por acceso. Serán válidas para instalaciones exteriores, a prueba de corrosión, agua, polvo y empañamiento de la lente.

Las cámaras se podrán instalar con la disposición y la altura adecuadas para evitar obstáculos y ángulos muertos. También permitirán el cambio automático de color a blanco y negro cuando las condiciones de luminosidad sean bajas.

Todas las cámaras se podrán suministrar con sus respectivas licencias o una licencia general para todo el conjunto de cámaras.

Las lentes de las cámaras garantizan imágenes nítidas y bien delineadas, por lo que los sistemas de lentes serán diseñados, dimensionados y configurados para operar en zonas en las que se ubicarán las cámaras, teniendo en cuenta la luminosidad del lugar, los requerimientos de zoom y las distancias mínima y máxima entre los objetos que se desean registrar y la cámara.

Durante la construcción se estiman necesarias medidas adicionales de seguridad, a pesar de realizar un cercado de seguridad perimetral, mediante vigilancia permanente.

#### 10.19.1 Seguridad durante la construcción

En el periodo de construcción, cuando aún no se dispone de sistema de videovigilancia, se recomienda el uso de cámaras con un sistema portátil, las cuales son de fácil instalación y se pueden ubicar o cambiar rápidamente de lugar.

### 10.20 Estación meteorológica

La planta fotovoltaica contará con una estación meteorológica.

La estación meteorológica, como mínimo, ha de tener las siguientes características y elementos:

- Mástil de, al menos, 3 metros de altura.
- Piranómetro horizontal e inclinado (inclinación del generador). Al tratarse de un seguidor, se instalará dicho sensor en una estructura coplanar y solidaria al propio generador.
- Anemómetro.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Sensor de temperatura de célula.
- Sensor de presión.

### 10.21 Diseño civil

La obra civil del proyecto se diseñará de tal manera que minimice el impacto en el entorno y mantenga lo máximo posible las condiciones iniciales del terreno.

Dentro del diseño civil podemos destacar los siguientes criterios de diseño orientados a reducir el impacto en el entorno.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	55	de	258

#### 10.21.1 Limpieza y desbroce de la parcela

Se ha considerado la limpieza de todo el recinto de la parcela gestionando adecuadamente los residuos y el desbroce de aquellas zonas donde irán ubicadas las estructuras que soportan los paneles fotovoltaicos, los viales internos y aquellas zonas donde se instalen casetas (tanto provisionales como permanentes) así como la zona donde se ubique el centro de transformación.

#### 10.21.2 Movimiento de tierras

El movimiento de tierras será el mínimo necesario para la correcta instalación de todas las estructuras fotovoltaicas dentro de sus tolerancias, de tal manera que el impacto sobre las condiciones existentes del terreno sea mínimo.

Se mantendrán las pendientes e hidrología existentes y se evitarán las acumulaciones de agua, permitiendo así la correcta evacuación de las aguas pluviales de escorrentía mediante la ejecución de los drenajes adecuados.

#### 10.21.3 Cerramiento

El cerramiento perimetral será de tipo cinegético conforme a la normativa vigente con una malla anudada de simple torsión careciendo de elementos cortantes o punzantes.

El vallado perimetral no constituirá un obstáculo para el paso de aguas.

#### 10.21.4 Viales

Los viales internos serán de 4m, ancho suficiente para permitir el acceso al centro de transformación y secciónamiento.

La sección tipo considerada consta de una capa de 20cm de suelo seleccionado compactado al 98% del Proctor modificado más otra capa de 20cm de zahorra artificial compactada al 98% del Proctor modificado.

El acceso a la planta se realizará mediante los viales existentes en la zona y, en caso de ser necesario, éstos se acondicionarán para garantizar el correcto acceso de vehículos pesados a la obra, considerando el tonelaje y los radios de giro.

#### 10.21.5 Drenaje y control de erosión

El sistema de drenaje y control de erosión garantizará la correcta evacuación de las aguas pluviales de escorrentía. Los drenajes deben proteger el paquete de firmes de los viales internos, evitar la entrada de agua en cualquier edificio eléctrico o componente eléctrico, así como evitar la erosión del terreno y la acumulación de sedimentos o de agua.

#### 10.21.6 Cimentaciones

Las cimentaciones de las estructuras fotovoltaicas consideran el estudio geotécnico y el hincado de los perfiles considerando el hincado directo de perfiles.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 56 de 258

Las cimentaciones tanto de los centros de transformación, como de la caseta de control, centro de seccionamiento, se han considerado en hormigón. La definición en detalle de estas cimentaciones se detalla más adelante.

#### 10.21.7 Zanjas

El tendido de cable, tanto de BT como de MT, se realizará mediante zanjas, la cuales serán excavadas mediante medios mecánicos y sus dimensiones y detalles constructivos cumplirán con la normativa vigente de aplicación.

Los cables dentro de las zanjas irán directamente enterrados o bajo tubo, según el tipo de cable. Serán instaladas arquetas en todos los cruces de cableado. Las dimensiones de las arquetas serán diseñadas acorde con el número de cables y las dimensiones de las zanjas.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	57	de	258

## 11 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN

---

En el presente apartado se describen los principales trabajos a ejecutar en el proyecto de planta solar fotovoltaica conectada a red.

Los trabajos de ejecución se agrupan en 3 categorías:

- Obra civil.
- Montaje mecánico.
- Montaje eléctrico.

### 11.1 Obra civil

#### 11.1.1 Topografía y replanteo

Para el diseño e ingeniería de este proyecto, se ha de partir de un levantamiento topográfico de precisión realizado por una empresa especializada y certificada de topografía, en el que están representados todos los elementos existentes en el terreno a tener en consideración para la realización de los trabajos.

Es necesario, antes de empezar la construcción, el replanteo de todos los elementos que comprenden la instalación y chequearlos con los datos del plano topográfico de partida para comprobar posibles discrepancias.

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

#### 11.1.2 Instalaciones provisionales

Durante el periodo de construcción son necesarias instalaciones de carácter provisional y que al finalizar la obra se retirarán. Éstas incluyen:

- Oficinas de obra: Se habilitarán contenedores metálicos, casetas prefabricadas o similar, tanto para los contratistas como para la propiedad. El número y dimensiones definitivas serán de acuerdo con las necesidades de la obra y serán definidos en la fase de ingeniería de detalle constructiva.
- Servicios higiénicos temporales: Incluyen aseos para el personal de obra habilitados en contenedores metálicos prefabricados o similar.
- Zonas de acopio y almacenamiento: Se dispondrán zonas de almacenamiento y acopio de materiales al aire libre. Además, quedará prevista una zona de almacenamiento de residuos y otra para el aparcamiento de vehículos y maquinaria de obra. Se utilizarán 2.700m<sup>2</sup> de superficie para la zona de almacenaje.
- Suministro de energía: Incluye los trabajos necesarios para dotar de una red de abastecimiento de energía eléctrica temporal a la zona instalaciones temporales mediante un generador de 7kVA.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA –          PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	58	de	258

El generador diésel será insonorizado para cumplir con la normativa urbanística de emisión de ruidos.

#### 11.1.3 Instalaciones permanentes

Las instalaciones permanentes son aquellas que se mantendrán durante la vida útil de la planta fotovoltaica como son el edificio de control (situado en el interior del centro de transformación).

El edificio de control constará básicamente de:

- Sala de celdas de MT, que incluya transformador de SSAA y contador.

#### 11.1.4 Preparación del terreno

Consiste en extraer y retirar de las zonas designadas todos los tocones, plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basura o cualquier otro material que no deba estar presente para la correcta ejecución del Proyecto. Estos trabajos serán los mínimos posibles.

La ejecución de esta operación incluye la retirada de los materiales de desbroce y su correcto tratamiento, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad y salud, y de almacenamiento y transporte de productos de construcción.

#### 11.1.5 Viales de acceso e internos

Esta fase contempla la adecuación del camino de acceso a la planta para permitir la llegada de tráfico rodado hasta interior de la planta. En la medida de lo posible, se utilizarán los accesos existentes a la parcela que deberán ser acondicionados mediante la aportación de tierra o zahorra natural y su posterior compactación.

Los viales interiores se destinarán a la conexión del centro de transformación y secciónamiento entre sí y el acceso a las estructuras solares FV y edificios que conforman la planta.

La disposición del vial de acceso está condicionada por los caminos existentes, mientras que la disposición de los viales interiores en la planta solar fotovoltaica se ha realizado considerando la disposición de los inversores fotovoltaicos y las estructuras solares asociados, así como la topografía del terreno.

##### 11.1.5.1 Compactación

El suelo estabilizado se compacta en condiciones de humedad óptima empleando un rodillo liso vibratorio hasta lograr el CBR de diseño, según corresponda. El compactado se hace partiendo por los bordes y siguiendo hacia el centro de la calzada, traslapando las franjas un mínimo de 30 centímetros.

#### 11.1.6 Movimiento de tierras

Los movimientos de tierras para la adecuación del terreno tienen el objetivo de crear una superficie firme y homogénea, con compactación y resistencia mecánica adecuada que permita la ejecución de cimentaciones, canalizaciones y la correcta instalación de las estructuras fotovoltaicas dentro de tolerancias.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	59	de 258	

Las obras necesarias para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos que constituyen la planta solar fotovoltaica, consisten en:

- Plataforma de área de instalaciones provisionales.
- Adecuación de áreas donde hay implantación de estructuras cuando la pendiente natural del terreno es superior al 10%.
- Adecuación menor de movimiento de tierras en áreas de seguidores solares con irregularidades puntuales en el terreno.
- Zanja para la conexión del parque situado en todas las parcelas y con el centro de seccionamiento

El movimiento de tierras será diseñado para que sea el mínimo necesario para la instalación de todas las estructuras de la planta, de tal manera que minimice el impacto en el entorno y mantenga al máximo posible las condiciones iniciales del terreno, así como que permita la correcta evacuación de las aguas de escorrentía y evite zonas de acumulación de agua.

***Se prevén movimientos de tierra en la obra civil de la planta fotovoltaica.***

***Se prevé hacer las actuaciones necesarias para facilitar la evacuación correcta de agua.***

No se realizarán movimientos de tierra ni modificaciones en la orografía actual, por lo que únicamente se prevén drenajes en el camino de acceso.

#### 11.1.7 Control de erosión

El efecto de la erosión puede ser muy perjudicial en las cimentaciones de las estructuras fotovoltaicas, pudiendo descalzar los perfiles hincados y poner en riesgo las propias estructuras, así como puede dañar seriamente la estabilización de los taludes generados por el movimiento de tierras.

Como se ha comentado anteriormente, al no realizar movimientos de tierra ni modificar la orografía actual, y al ser un terreno horizontal, la erosión del terreno que pueda darse es prácticamente nula.

##### 11.1.7.1 *Vallado perimetral*

El vallado a instalar será un vallado cinegético con una altura 2 metros. La instalación de los cerramientos cinegéticos de gestión, así como sus elementos de sujeción y anclaje se realizará de tal forma que no impidan el tránsito de la fauna silvestre no cinegética presente en la zona. Además, deberá tener placas visibles de señalización para evitar la colisión de la avifauna de la zona.

Estos cerramientos deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Estarán construidos de manera que el número de hilos horizontales sea como máximo el entero que resulte de dividir la altura de la cerca en centímetros por 10, guardando los dos hilos inferiores sobre el nivel del suelo una separación mínima de 15 centímetros. Los hilos verticales de la malla estarán separados entre sí por 30 centímetros.
- Carecer de elementos cortantes o punzantes.
- No podrán tener dispositivos de anclaje, unión o fijación tipo "piquetas" o "cable tensor" salvo que lo determine el órgano competente en materia de caza.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág. 60	de 258		

***La longitud total del vallado cinegético serán 1.200 m***



Figura 6. Vallado cinegético tipo.

#### 11.1.7.2 Acceso a vehículos

El acceso de vehículos a la instalación fotovoltaica se realizará a través de un portón con 6 metros de ancho, suficiente para la correcta entrada y salida de camiones de alto tonelaje.

El portón de acceso de vehículos estará formado por 2 hojas batientes de 3 metros cada una, y una altura de 2 metros sobre el nivel del suelo, con bastidores en perfiles de acero galvanizado y paneles galvanizados, lo que le otorga una gran terminación y durabilidad.

#### 11.1.8 Suministro de equipos

Previo al montaje electromecánico de la planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura solar, así como los módulos fotovoltaicos, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma, toros o manipuladores telescopicos.

El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

##### 11.1.8.1 Ejecución de cimentaciones

Estos trabajos incluirán la realización de las cimentaciones del centro de transformación y centro de seccionamiento.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	61	de	258

Las cimentaciones de las estructuras se realizarán según el diseño de la cimentación del fabricante y en consonancia con el estudio geotécnico. En este proyecto irán directamente hincadas al terreno a menos que se encuentren zonas en las que esta solución no sea posible.

Para los centros de transformación/seccionamiento se ejecutarán plataformas para la sustentación y nivelación de los equipos. Esta plataforma será objeto de un diseño y cálculo independiente en el que se recojan las características del terreno y los pesos y dimensiones de los equipos. Además, se dispondrán las entradas y salidas de cableado necesarias para el correcto funcionamiento de los equipos.

#### 11.1.9 Canalizaciones eléctricas

Las canalizaciones eléctricas se realizarán con los cables directamente enterrados o bajo tubo en zanja. Se aprovechará la apertura de las zanjas para colocar en su fondo un cable de cobre desnudo que formará parte de la red de tierras principal. A continuación, se colocarán los circuitos de conducción eléctrica, rellenando los distintos niveles de las zanjas con arena de río, material proveniente de la excavación que después se compactará adecuadamente con medios mecánicos. Donde corresponda, se instalarán arquetas de registro.



Ilustración 16: Excavación de zanjas.

La red de cables de la planta solar fotovoltaica estará compuesta por tendidos de potencia de baja y media tensión, red de tierras y comunicaciones, se realizará mediante conducciones en zanjas de diferente tamaño en función de los circuitos que discurren por su interior.

A continuación, se describen constructivamente los tipos de zanjas existentes.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	62	de	258

#### 11.1.9.1 Zanjas BT, MT, Comunicaciones

Las zanjas de media tensión se realizarán de la siguiente manera:

- La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,5 m en calzada.
- Cuando lo haya, se tiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja. Sobre este se extiende una capa de arena de río de espesor mínimo de 5 cm.
- Sobre esta capa se colocará los circuitos correspondientes de media tensión que se vayan a instalar los cuales se cubrirán con una capa de arena limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para la cual se tamizará o lavará convenientemente si fuera necesario. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales.
- Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.
- Posteriormente se tienden las líneas correspondientes a comunicaciones y CCTV, siendo cubiertos por 10 cm de la misma arena de río. Se mantendrá una distancia mínima entre estos cables y el cable de media tensión de 20 cm (Cuando no pueda mantenerse esta distancia, la canalización más reciente instalada se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica).
- La zanja contará con una protección mecánica sobre todo su recorrido que deberá soportar un impacto puntual de una energía de 20 J y cubrirá la proyección en planta de los cables. Así mismo, se colocará una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de A.T. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.
- Finalmente, se rellena la zanja con la misma tierra procedente de las excavaciones para compactar, con un espesor de 20 cm, donde se instalará la cinta de señalización sobre todo el recorrido de la zanja, la cual indicará la presencia de cables eléctricos, manteniendo una distancia mínima a los cables de 25 cm.
- Después se termina de completar la zanja con la misma tierra compactada. En la compactación del terreno se debe alcanzar una densidad mínima del 95% sobre el Proctor modificado.
- En cruzamientos con viales, los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas en toda su longitud. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 metros. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

Las zanjas de baja tensión se realizarán de la siguiente manera:

- La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,5 m en calzada.
- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.
- Cuando lo haya, se tiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja. Sobre este se extiende una capa de arena de río de espesor mínimo de 5 cm sobre la que se colocará el cable.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	63	de	258

- Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales. Cuando lo haya, se tiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja.
- Encima de esta capa se instalan los cables de strings que irán ambos bajo tubo, manteniendo una distancia mínima de los cables de baja tensión directamente enterrados de 0,10 m.
- A continuación, se coloca la protección mecánica, placas protectoras de plástico, colocadas transversalmente. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m. Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.
- La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual se tamizará o lavará convenientemente si fuera necesario.
- Se finaliza de llenar la zanja con tierra compactada procedente de las excavaciones.
- Los cables de baja tensión en caso de instalarse paralelamente a otros de baja tensión, se mantendrá entre ellos una distancia mínima de 0,10 m.
- En caso de cruzamiento con los viales, los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

En las zanjas que cruzan el vial o transcurren por zonas de tránsito de vehículos, los cables irán en tubos protectores recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m.

#### **11.1.9.2 Excavación en zanjas**

En esta unidad de obra se incluyen:

- La excavación y extracción de los materiales de la zanja, así como la limpieza del fondo.
- Las entibaciones y agotamientos que puedan ser necesarios.
- Las operaciones de carga, transporte, selección y descarga en las zonas de empleo o almacenamiento provisional.
- La conservación adecuada de los materiales y los cánones, indemnizaciones y cualquier otro tipo de gastos de los lugares de almacenamiento y vertederos.

Las excavaciones deberán ser ejecutadas ajustándose a las dimensiones y perfilado que consten en los planos del proyecto.

La ejecución de las zanjas se ajustará a las siguientes normas:

- Se marcará sobre el terreno su situación y límites que no deberán exceder de los que han servido de base a la formación del proyecto.
- Las tierras procedentes de las excavaciones se depositarán a una distancia mínima de un metro del borde de las zanjas y a un solo lado de éstas y sin formar continuo, dejando los pasos

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	64	de	258

necesarios para el tránsito general, todo lo cual se hará utilizando pasarelas rígidas sobre las zanjas.

- Se tomarán precauciones precisas para evitar que las aguas inunden las zanjas abiertas. Cuando aparezca agua en las zanjas que se están excavando, se utilizarán los medios e instalaciones auxiliares necesarias para agotarla.
- Deberán respetarse cuantos servicios y servidumbres se descubran al abrir las zanjas, disponiendo los apeos necesarios.
- Durante el tiempo que permanezcan abiertas las zanjas se establecerán señales de peligro, especialmente por la noche.

## 11.2 Montaje mecánico

### 11.2.1 Montaje de la estructura y de los módulos fotovoltaicos

La estructura sobre la que se colocan los módulos fotovoltaicos está formada por un conjunto de perfiles metálicos unidos entre sí. Para su correcta instalación se seguirá el manual de instalación del fabricante de la estructura y se respetarán los puntos de parada e inspección para verificar que el montaje se hace siempre dentro de tolerancias.

El montaje de la estructura concluye con la fijación de los módulos a los perfiles metálicos mediante uniones atornilladas.

### 11.2.2 Montaje de estaciones transformadoras

Las estaciones transformadoras tan solo necesitarán la adecuación del terreno donde se instalarán y su correcto posicionamiento en el campo solar.

## 11.3 Montaje eléctrico

Los trabajos de montaje eléctrico incluyen las siguientes actividades:

- Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT).
- Instalación eléctrica de Media Tensión (MT).
- Instalación de Subestación eléctrica MT/AT.

### 11.3.1 Instalaciones eléctricas de baja tensión (BT)

#### 11.3.1.1 Instalación de corriente continua en baja tensión (CCBT)

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

En primer lugar, se procederá a la formación de las series de módulos fotovoltaicos interconectando entre sí los módulos positivos con negativo hasta completar el número necesario para cada serie. Esta operación se repetirá sucesivamente para todas las series de la planta fotovoltaica.

A continuación, se instalarán sobre perfiles verticales los inversores, en los lugares destinados para tal efecto.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	65	de 258	

Una vez instalados se procederá a realizar la interconexión entre los polos finales de cada una de las series y los inversores, mediante cables preparados previamente para tal fin.

#### *11.3.1.2 Instalación de corriente alterna en baja tensión (CABT)*

La instalación CABT comprende la alimentación eléctrica de equipos auxiliares y en caso de ser necesario como puedan ser cuadros de baja tensión, estaciones meteorológicas, sistemas de comunicaciones, etc.

Además, se considera instalación CABT la unión de la salida en CA de los inversores con el transformador de MT. En el caso de estaciones de potencia prefabricadas estas conexiones vienen cableadas de fábrica.

#### **11.3.2 Instalación eléctrica de media tensión (MT)**

La estación de potencia de MT que se utilizará en la planta fotovoltaica cuenta al menos con los siguientes elementos:

- Transformador BT/MT.
- Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de baja tensión para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
- Celdas de MT.
- La instalación eléctrica en Media Tensión (MT) consiste en la interconexión entre la salida del transformador de potencia y las celdas de MT, que en el caso de estaciones de potencia prefabricadas suelen venir conectadas de fábrica.
- Conexión de la salida del transformador de potencia con el centro de seccionamiento ubicado junto al propio centro de transformación.
- Instalación de la línea de evacuación que discurrirá desde el centro de seccionamiento hasta el apoyo (de forma subterránea) donde se realizará el entronque con la línea de distribución de 20 KV existente.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 66 de 258

## 12 Desmantelamiento de las instalaciones

El objetivo de las operaciones de desmantelamiento de una planta solar fotovoltaica una vez ha concluido su vida útil, es la restauración de los terrenos a las condiciones anteriores a la construcción del parque, minimizando así la afección al medio ambiente y recuperando el valor ecológico de la zona afectada.

### 12.1 Viales de acceso

Los accesos generales al parque fotovoltaico se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona, por lo que no serán necesarias actuaciones de desmantelamiento.

### 12.2 Trabajos de desmantelamiento y restauración

Una vez concluida la explotación de la planta fotovoltaica se realizarán los trabajos de desmantelamiento y restauración que se indican a continuación.

#### 12.2.1 Fase de desmontaje

- Retirada de los paneles: comprende la desconexión, desmontaje y transporte hasta un centro de reciclado de todos los paneles fotovoltaicos de la planta.
- Desmontaje de la estructura soporte: consiste en el desmontaje y posterior transporte hasta un centro de gestión autorizado de la estructura soporte que sostiene los paneles. La estructura hincada no dejará ningún tipo de residuo en el terreno.
- Desmontaje de la estación de potencia: se procederá a la desconexión, desmontaje y retirada de los inversores y resto de equipos instalados en la estación de potencia. En su caso, se realizará la demolición y/o transporte hasta un vertedero de las casetas prefabricadas donde se alojaron los equipos.
- Retirada de las cimentaciones: se procederá al desmantelamiento de las cimentaciones de centros de transformación o instalaciones análogas mediante una excavadora, que retirará cada pieza para transportarla posteriormente a una planta de tratamiento. Finalmente, los huecos resultantes de la retirada de las cimentaciones serán rellenados con tierra vegetal.

#### 12.2.2 Fase de restauración

Tras el desmontaje de los componentes de la planta, se procederá a la restauración de la parcela donde se ubica la planta.

- Remodelación del terreno: se rellenarán huecos y eliminarán ángulos con terreno vegetal.
- Descompactación del terreno: con la descompactación se persigue que los suelos recuperen una densidad equivalente a la que poseen capas similares en suelos no perturbados, de modo que el medio que encuentre la vegetación para su desarrollo sea el adecuado.
- En su caso, aporte de tierra vegetal: procedente de los montículos creados en la fase de construcción. Una vez remodelado y descompactado el terreno, se procederá al aporte y extendido de la tierra acopiada. La tierra vegetal acopiada se extenderá en las zonas que fueron desprovistas de ella durante la fase de obra.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA –            PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 67 de 258

- Despedregado del terreno: como último paso de la fase de restauración del terreno, se eliminará la pedregosidad superficial. Las piedras recogidas se depositarán en montones, que posteriormente serán trasladadas a canteras o vertederos cercanos.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 68 de 258					

## 13 Seguridad y Salud

En cumplimiento con el RD1627/1997, de 24 de octubre, relativo a las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se establece la obligatoriedad de elaborar un estudio de seguridad y salud, que se adjunta en el documento correspondiente de este proyecto.

## 14 Planificación

Los trámites y obras que comprende este proyecto se estima que se realicen en los plazos mostrados en la siguiente figura.

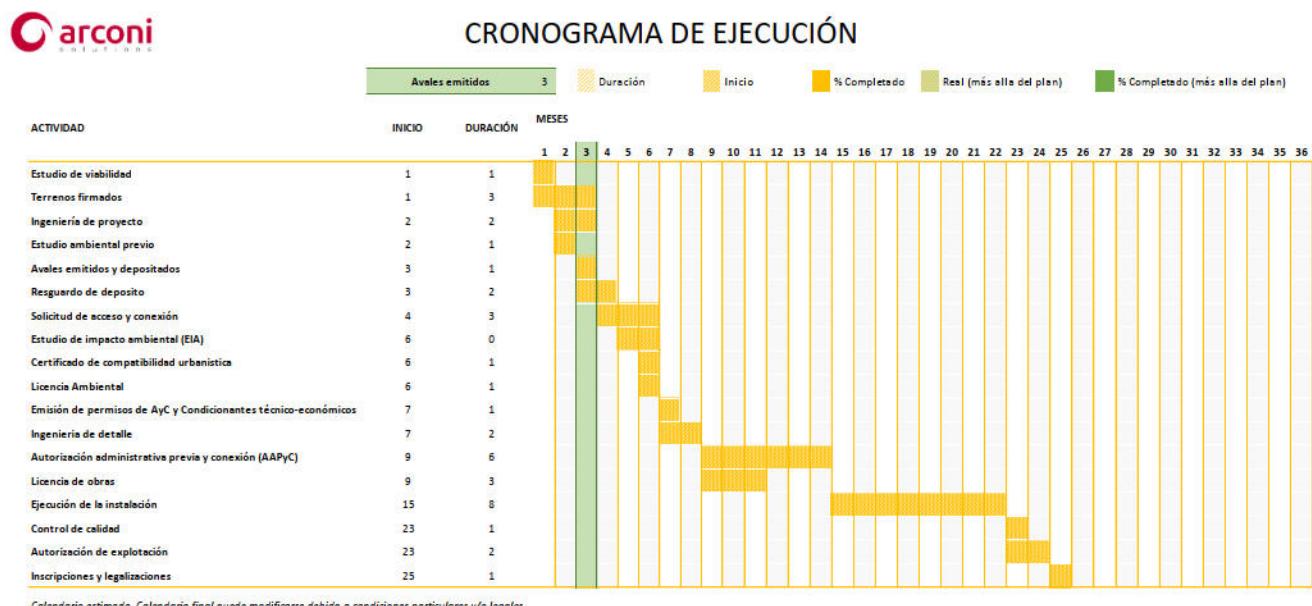


Figura 7. Diagrama de Gantt del proyecto.

## 15 Presupuesto

El presupuesto se incluye en el documento adjunto al proyecto (DOCUMENTO N° 5: PRESUPUESTO).

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 1: MEMORIA TÉCNICA – PLANTA FOTOVOLTAICA (BT Y MT)</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 69 de 258

## 16 Conclusiones

Con el presente documento se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes instalaciones de la planta solar fotovoltaica.

Se realizará cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

***Con el presente documento, se entiende haber descrito adecuadamente las diferentes instalaciones de la Planta Solar Fotovoltaica sin perjuicio de cualquier otra ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.***

En Madrid, a 17 de Diciembre de 2025



	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 70 de 258

## DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	71	de	258

## 1 Memoria

---

El presente proyecto tiene como objeto definir las características de las instalaciones para la conexión de generación de la planta fotovoltaica "Chulapo", de potencia nominal de 4,99 MW (7,78 MW<sub>p</sub>) para verter a red LAMT de 20 kV propiedad de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, y localizada en el término municipal de Paracuellos del Jarama, Ajalvir y Daganzo de Arriba.

Las instalaciones que comprende el presente documento son las siguientes:

- Centro de Protección, Medida y Transformación.
- Centro de Seccionamiento.

Asimismo, es objeto del presente proyecto el servir de base a todos los trámites oficiales o privados que sean precisos para obtener la autorización necesaria para llevar a cabo dichas instalaciones y su posterior puesta en servicio, de acuerdo con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El proyecto de interconexión describirá en detalle de la línea de evacuación y entronque con la línea de distribución existente, y se abordará en un documento diferente. Además, la tramitación con las autoridades competentes la llevará a cabo la propia distribuidora.

### 1.1 Descripción del CT

La salida del inversor se conecta al transformador del centro de transformación, que será el encargado de elevar a la tensión hasta el nivel de media tensión de la planta.

Un centro de transformación contiene el transformador de potencia, las celdas de MT y el transformador de Servicios Auxiliares (SSAA). En este caso se opta por una solución en skid del fabricante del inversor que integra los transformadores y sus protecciones con el inversor y el cargador de baterías.

El centro de transformación cumplirá con lo establecido en la normativa nacional de Instalaciones Eléctricas (la cual establece las especificaciones técnicas que debe cumplir con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica, como de las personas).

#### 1.1.1 MV Skid Compact

El MV Skid Compact es una solución integrada desarrollada por Power Electronics para plantas solares fotovoltaicas que combina en un único skid compacto el inversor central, el transformador elevador y la celda de media tensión. Está diseñado para facilitar el transporte, la instalación y el mantenimiento en proyectos de generación a gran escala, ocupando un espacio mínimo y garantizando una alta eficiencia energética. El sistema se entrega preconfigurado de fábrica, con pruebas FAT realizadas, lo que reduce el tiempo de puesta en marcha en campo. Además, está construido con materiales resistentes para entornos severos y diseñado conforme a las normativas eléctricas internacionales, permitiendo configuraciones flexibles según el requerimiento del proyecto.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	72	de	258

### Características

Tipo de edificio	Skid
Nº de transformadores	1
Tipo de ventilación	Normal
Dimensiones exteriores	6080x2380x3045 mm
Altura vista	2585 mm

Tabla 4. Características generales del centro de transformación.

#### 1.1.2 Transformador de potencia

El transformador de potencia eleva la tensión de salida AC del inversor para lograr una transmisión de mayor eficiencia en las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica. Un ejemplo de un transformador de potencia se muestra en la siguiente figura.

### Características transformador de potencia

Potencia nominal	2,5 MVA
Relación de transformación	0,69/20kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Cambiador de tomas	2,5%, 5%, 7,5%, 10%
Cortocircuito (Xcc)	0,08

Tabla 5. Características del transformador de potencia.

#### 1.1.3 Celdas de Media Tensión (MT)

La estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección en 20kV, así como un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión. Se instalarán celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.

El centro de transformación dispondrá de una celda de línea, celda de medida de tensión en barras, celda de protección y celda de medida de interconexión. Las características constructivas y de diseño de las celdas responden a los siguientes valores nominales:

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	73	de	258

### Características celdas media tensión

Tensión nominal	20kV
Tensión máxima de servicio	24kV
Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo	125kV
Corriente admisible asignada de corta duración 3s	16kA
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	400
Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	200/630
Frecuencia	50 Hz

Tabla 6. Características de celdas de media tensión.

## 1.2 Emplazamiento

### 1.2.1 Localización

El centro de seccionamiento se ubicará en las coordenadas:

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 455.262,63 m E
- Coordenada Y: 4.486.044,00 m N

Los centros de transformación, protección y medida se ubicarán dentro de la planta, en las coordenadas:

#### CT1

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 455451,11 m E
- Coordenada Y: 4.485.938,80 m N

#### CT2

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 455.451,11 m E
- Coordenada Y: 4.485.945,70 m N

#### CT3

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 455.451,11 m E
- Coordenada Y: 4.485.952,44 m N

CS

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 455.450,92 m E
- Coordenada Y: 4.485.961,50 m N

El punto de conexión será en la línea de distribución existente (propiedad de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes) será en las coordenadas:

- Huso: 30T.
- Coordenada X: 459.441,73 m E
- Coordenada Y: 4.489.300,67 m N

En las siguientes figuras se muestra la localización del proyecto.



Figura 8. Localización del proyecto.

### 1.3 Línea de Media Tensión

La línea de media tensión que conecta la planta fotovoltaica con la SET DAGANZO T1 20 kV vendrá definida en el proyecto redactado por INGENIERIA APlicada GEVS SOCIEDAD LIMITADA.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	75	de	258

## 1.4 Centro de transformación

### 1.4.1.1 Descripción

El centro de transformación "CT" será una solución integrada en skid constituido por las siguientes celdas prefabricadas bajo envolvente metálica de 20 kV: celda de línea y protección.

Las actuaciones más importantes que realizar son las siguientes:

- Realización de la puesta a tierra del Centro.
- Cimentación del Skid.
- Instalación y conexionados del skid.

### 1.4.2 Medida

El sistema de medida será de 4 hilos, con 3 transformadores de medida de tensión y 3 transformadores de medida de intensidad. UTUSOL DELTA S.L. instalará los equipos de medida de energía en la parte de 20 kV de su transformador, debiendo adaptarse a lo estipulado en el REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, sus Instrucciones Técnicas Complementarias correspondientes y con cuantas normas se establezcan y regulen los aspectos de la medida.

#### 1.4.2.1 Transformadores de medida

Serán del tipo inductivo, se instalarán de forma que sean fácilmente accesibles (para su verificación o eventual sustitución) en celda independiente y precintable.

Los transformadores dispondrán de cubierta cubre-bornes secundarios precintable. Sus arrollamientos secundarios deberán estar conectados a tierra individualmente y, a su vez, a una toma de tierra general que puede ser la de herrajes de las celdas o instalación general de toma de tierra. Si la acometida de la red de distribución se conecta en los transformadores de medida de tensión e intensidad en los puntos marcados con P1, la tierra en los secundarios respectivos se dará en los puntos marcados S2.

Los secundarios de medida serán de uso exclusivo para la medida de los consumos y tránsito de energía (liquidación) en el punto frontera.

Antes de la puesta en servicio, el promotor entregará a i-DE Redes Eléctricas Inteligentes los Protocolos de Ensayos del fabricante.

#### Características de los transformadores de medida de tensión

- Transformador moldeado y aislado en resina sintética
- Conexión en estrella
- Servicio interior (antiexplosivo)
- Unidades precisas: 3
- Relación de transformación: 22.000:  $\sqrt{3}$  / 110:  $\sqrt{3}$  V
- Potencia de precisión en medida: 15 VA
- Clase de precisión: 0,2
- Tensión nominal de aislamiento y máxima utilización: 24 kV

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.: Rev 02 Pág. 76 de 258

- Tensión de ensayo a 50 Hz durante 1': entre arrollamiento primario y secundario, 50 kV
- Tensión de ensayo a tensión inducida: 50 kV a 120 Hz
- Tensión soportada al choque (valor de cresta): 125 kV
- Factor de tensión: 1,9 Un durante 8 horas

#### Características de los transformadores de medida de intensidad

- Transformador moldeado y aislado en resina sintética
- Servicio interior
- Unidades precisas: 3
- Relación de transformación: 50-100/5-5 A
- Potencia de precisión en medida: 10 VA
- Clase de precisión: 0,2S (gama extendida)
- Tensión de servicio: 24 kV
- Intensidad límite térmica (Iterm): 1 kA eficaces en 1"
- Intensidad límite dinámica (Idin): 2,5. Iterm
- Tensión soportada durante 1' a frecuencia industrial: 50 kV
- Tensión soportada al choque (valor de cresta): 125 kV
- Factor de seguridad: S

Los cables de interconexión entre los transformadores y la regleta de verificación a instalar en el armario de medida estarán constituidos por conductores unipolares con aislamiento de 0,6/1 kV y una sección mínima de 6 mm<sup>2</sup> de tal forma que, para el caso de la interconexión de tensión la caída de tensión sea inferior al uno por mil y en la de intensidad su carga sea inferior a 4 VA.

Los cables de interconexión entre los transformadores de medida y el contador-registrador (armario de medida) serán ignífugos, apantallados y se instalarán siempre bajo tubo rígido o flexible fácilmente identificables del resto de conducciones. Los de intensidad estarán timbrados en los extremos con collarines R y RR para la fase R, S y SS para la fase S y T y TT para la fase T. Para las tensiones, se timbrarán con collarines R, S, T y N. El armario deberá estar puesto a la tierra de herrajes del centro a través de un cable de sección mínima de 35 mm<sup>2</sup>.

#### *1.4.2.2 Contador-registrador*

Deberá cumplir los requisitos exigibles a las instalaciones y equipos de medida situados en fronteras de centrales en Régimen Especial para puntos de medida Tipo 2, de acuerdo con lo establecido en el REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

***El contador de energía será de Tipo 2.***

El modelo y tipo de contador-registrador a utilizar deberá estar homologado y disponer de verificación primitiva. El equipo deberá ser enviado al Departamento de Medida de AT de EMV para la revisión de su correcta parametrización, adjuntando su Hoja de Parametrización y el Protocolo de Ensayos del fabricante.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	77	de	258

El armario de medida será de dimensiones mínimas 750 mm x 750 mm x 300 mm, tipo PL-77T o similar, provisto de cierre candado. Se colocará a una altura del suelo entre 70 y 180 cm y deberá existir una distancia no inferior a 100 cm (pasillo de maniobra) desde la puerta del armario a las celdas de medida. Dispondrá de un dispositivo de verificación de seis polos para el circuito de intensidades y cuatro polos para el circuito de tensiones, tal que permita la separación, para su verificación o sustitución, de los aparatos por ellos alimentados o la inserción de otros sin necesidad de desconectar la instalación.

El armario de media estará situado en el propio centro de transformación, al exterior o límite de propiedad de la finca del solicitante con las zonas comunes (vía pública), o bien en el interior de casetas preparadas para este fin, siendo de permanente, libre y fácil acceso al personal de la Empresa distribuidora, debiendo consultarse la fórmula para dicha ejecución.

#### 1.4.3 Transformador de potencia

Las pérdidas en vacío y en carga, así como los niveles de ruido y los detalles constructivos cumplen lo estipulado en la RU 5201 C.

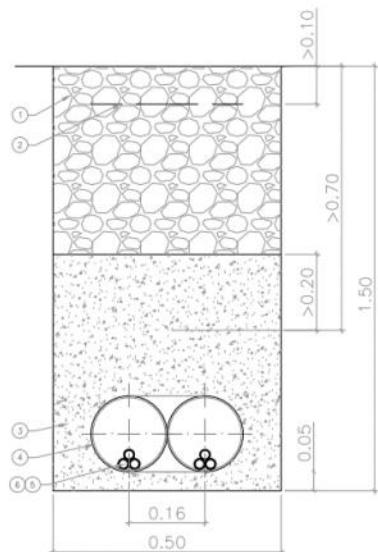
Es del tipo trifásico reductor de tensión, construido según la norma UNE 21428, en 2007, de potencia 2500kVA y con aislamiento en aceite, de tensión primaria 20kV y tensión secundaria 800 V en vacío, de las siguientes características:

- Potencia.....2500 kVA
- Tensión primaria.....20 kV
- Tensión secundaria en vacío.....690 V
- Nivel de aislamiento.....24 kV
- Regulación en primario.....±2,5±5+10%
- Grupo de conexión.....Dynll
- Tensión de cortocircuito.....6 %
- Pérdidas en vacío.....1.750 W
- Pérdidas en carga.....22.000 W
- Volumen de aceite..... 1.550 l

#### 1.4.4 Características de la obra civil

##### 1.4.4.1 Zanja de línea de evacuación

Se realizará una zanja de dimensiones 0,5x1,5m desde el centro de seccionamiento hasta donde se entroncará con la línea de distribución existente. Se utilizarán dos tubos corrugados de doble capa y 160 mm de diámetro, en color rojo.



**OBSERVACIONES:**

- LA POSICIÓN 1 SE COMPACTARA MECÁNICAMENTE POR TONGADAS DE ESPESOR MÁXIMO DE 0'30m, DEBIENDO ALCANZAR UNA DENSIDAD MÍNIMA DEL 0'95% P.M
- EN EL CASO DE TENDIDO DE CABLES UNIPOLARES, SE COLOCARÁ CADA 1'50m UNA SUJECCIÓN QUE AGRUPE A LOS TRES CODOCTORES

6	Ud.	ABRAZADERA TIPO UNEX 6 SIMILAR COLOCADA CADA 1'50 m
5	m3	TERNA DE CABLES HEPHZ118/30KV 3x1x240mm <sup>2</sup> Al
4	mL	TUBO P.E. Ø160
3	m3	HORMIGÓN EN MASA HNE-15/B/20
2	mL	CINTA DE SEÑALIZACIÓN CABLE ELÉCTRICO
1	m3	TIERRA DE EXCAVACIÓN DEBIDAMENTE COMPACTADA O SIMILAR

Figura 9. Zanja por tierra de dos circuitos con tubo hormigonado y señalización para cables de media tensión.

#### 1.4.4.2 Camino de acceso

El centro de transformación será accesible desde el camino rural existente y por el interior de la planta fotovoltaica.

#### 1.4.4.3 Cimentación

El terreno sobre el que irá situado Skid, se compactará previamente con un grado de compactación no menor al 90%.

Las dimensiones de la excavación serán las siguientes: 6480 mm de anchura x 4380 mm de fondo x 560 mm de profundidad.

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

- Estará construida en hormigón armado mínimo H-200 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 EP sobresaliendo 40 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.

La presión que el edificio prefabricado ejerza sobre el terreno no excederá de 1 kg/cm<sup>2</sup>.

#### 1.4.5 Generalidades

##### 1.4.5.1 Conductores de conexionado

###### Alta Tensión

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	79	de	258

La interconexión entre la celda de A.T. y las bornas de Alta Tensión del transformador, por ambos lados, se realizará mediante cable HEPRZ1 12/20 kV de aluminio, de sección 240 mm<sup>2</sup>.

#### Baja Tensión

La interconexión entre las bornas de Baja Tensión del Transformador y el interruptor automático de 2000A Baja Tensión se realizará mediante cable RV-K 2x(3x1x240 mm<sup>2</sup>) Al 0,6/1kV.

##### **1.4.5.2 Señalización**

El edificio cumple las siguientes prescripciones:

- Las puertas de acceso al centro y las pantallas de protección llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico, según las dimensiones y colores que especifica la Recomendación AMYS 1.4.10, modelo AE-10.
- En un lugar bien visible en el interior del Centro se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente y su contenido se referirá a la respiración boca a boca y masaje cardiaco.
- El Centro estará equipado con una pértila y banquillo aislantes, para la ejecución de las maniobras.

##### **1.4.5.3 Foso de recogida de aceite**

El foso de recogida de aceite instalado en Centro de Transformación, según el fabricante, puede albergar hasta un transformador de 2500 kVA. El foso de recogida de líquido dieléctrico contará con un dispositivo cortafuegos basado en un lecho de guijarros.

El depósito de aceite irá recubierto con revestimiento resistente y estanco.

##### **1.4.5.4 Ventilación**

La ventilación del Centro de Transformación será ventilación natural.

##### **1.4.5.5 Sistema de extinción de incendios**

Debido a que el transformador a instalar contiene un dieléctrico cuyo volumen de aceite es inferior a los valores indicados en el Reglamento, no se necesita ningún extintor para el mismo, sin embargo, de acuerdo con a MIE RAT 14, se dispondrá como mínimo de un extintor de eficacia 89B (o equivalentes según el MIE RAT 14).

#### **1.4.6 Red de Tierras**

Se dispondrán dos instalaciones de puesta a tierra independientes entre sí, una puesta a tierra de protección (masas) y otra puesta a tierra de servicios (neutro de baja tensión).

Las dos tierras deberán ser eléctricamente independientes entre sí, de esta forma se evitan posibles accidentes producidos por el paso de tensiones elevadas de unas partes de la instalación a otras, lo que podría suceder si solamente se hiciera una tierra común para todo.

Las uniones y conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que aseguren la perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Asimismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	80	de	258

#### **1.4.6.1 Puesta a tierra de las masas.**

Las masas de Alta y Baja tensión, las pantallas metálicas de los cables, enrejados de protección, armaduras metálicas interiores y cuba del transformador, se conectarán a una instalación o electrodo de p.a.t.

Con objeto de independizar la puesta a tierra de las masas con la del neutro de BT, se establece una toma de tierra del neutro de B.T., a una distancia no inferior a 20 m del C.T.

La línea de tierra, que partirá de la borna de B.T. del neutro del Transformador, se realizará con cable de Cu aislado 0,6/1 kV RV ó DV de 50 mm<sup>2</sup> sección, protegido en su instalación intemperie con tubo corrugado de 32 mm diámetro. Irá alojado en una zanja de 0,8 m de profundidad hasta el electrodo de p.a.t., formado por una o varias picas.

Debido a las características del Centro de Transformación, se toma como configuración del electrodo de puesta 50-30/8/42.

"Los cálculos se han realizado con valores de resistividad máxima y unas dimensiones mínimas de configuración de electrodo, lo que nos garantiza su cumplimiento para valores menores de resistividad y electrodos de mayores dimensiones"

Estos electrodos estarán formados por picas de acero cobreado de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, dispuestas en un rectángulo de 6x3 metros y conectadas mediante un cable de Cu desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, tendido en el fondo de una zanja de 0,80 metros de profundidad.

Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión debido a defectos o averías.

En el piso de la caseta prefabricada existe una superficie equipotencial, que se conectará como mínimo en dos puntas preferentemente opuestas a la p.a.t. de protección del centro.

Una vez conectada la red de puesta a tierra, el valor de esta debe ser inferior a 37Ω.

#### **1.4.6.2 Puesta a tierra del neutro de Baja Tensión**

Con objeto de independizarla de la anterior, se establece una toma de tierra del neutro de B.T., a una distancia no inferior a 20 m. del Centro de Transformación.

La línea de tierra, que partirá de la borna de B.T. del neutro del Transformador, se realizará con cable de Cu aislado 0,6/1 kV RV ó DV de 50 mm<sup>2</sup> sección, protegido en su instalación intemperie con tubo corrugado de 32 mm diámetro. Irá alojado en una zanja de 0,8 m de profundidad hasta el electrodo de p.a.t., formado por una o varias picas.

#### **1.4.7 Medidas adicionales de seguridad para las tensiones de paso y contacto**

El valor de las resistencias de puesta a tierra de protección y de servicio será tal que, en caso de defecto a tierra, las tensiones máximas de paso y contacto no alcancen los valores peligrosos considerados en la ITC-RAT 13.

Si esto no fuera posible, se adoptarán medidas de seguridad adicionales tendentes a adecuar dichos valores de las tensiones de paso y contacto en el exterior del CT.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	<b>DOCUMENTO N° 2: MEMORIA TÉCNICA – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	Rev.:	Rev 02	Pág.	81	de	258

Se construirá exteriormente al CT una acera perimetral de 1 m de ancho por 10 cm de espesor, armada y localizada en la zona normalmente utilizada para acceder al mismo, que aporte una elevada resistividad superficial incluso después de haber llovido. El armado de la acera perimetral no se conectará a la tierra de protección.

#### 1.4.8 Comunicaciones

El cuadro de comunicaciones es un espacio diseñado para alojar los elementos de comunicaciones para establecer la comunicación entre el Centro de Control y el CT (en esta ocasión, es el mismo edificio).

En el compartimento de comunicaciones existen 2 juegos de bornas de alimentación de 24 Vcc y otros 2 juegos de bornas de alimentación de 12 Vcc.

La distribuidora instalará el sistema de comunicación adecuado para cada instalación.

El Centro de Seccionamiento incluirá todos los equipos necesarios para la adaptación del conjunto de la instalación al telemando, cuyas comunicaciones se realizarán por GPRS.

Dicha operación dependerá del Centro de Control de Red de EMV que dispondrá de la posibilidad de apertura por telecontrol del interruptor automático de interconexión de la instalación fotovoltaica.

La instalación asociada a la fotovoltaica estará preparada, en su totalidad, para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición del interruptor de cabecera de EMV, en el tiempo mínimo que ésta tenga establecido.

La posición de cabecera de la línea a la que se conecte la instalación fotovoltaica será protegida con la instalación de un transformador de tensión y un bloqueo al reenganche con presencia de tensión en línea.

## DOCUMENTO N° 3: ANEXOS

## ANEXO I: Coordenadas perimetrales de la planta FV

Las coordenadas de la planta FV Chulapo son:

Coordenadas UTM - ETRS89 / UTM zona 30N (28104A016000480000UD)		
Vértice	X	Y
V1	455.210,93 m E	4.486.200,53 m N
V2	455.373,74 m E	4.486.324,53 m N
V3	455.472,36 m E	4.486.311,67 m N
V4	455.472,36 m E	4.486.921,33 m N
V5	455.085,90 m E	4.486.921,33 m N
V6	455.085,90 m E	4.486.126,10 m N

Tabla 20. Coordenadas de la parcela.

## ANEXO II: Cálculos eléctricos

### 1.1 Dimensionado del generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará sobredimensionado respecto a la potencia nominal de los inversores con el fin de minimizar pérdidas y mejorar el punto de trabajo del inversor.

La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos, las características de los equipos empleados y la retribución por la generación de energía.

Para seleccionar el factor de dimensionado que optimiza la captación de energía en relación a los metros cuadrados de captación instalados, se han considerado las características eléctricas de entrada del inversor seleccionado, así como las posibles pérdidas de energía que puedan aparecer en el tramo comprendido entre el generador fotovoltaico y el inversor (temperatura de operación, sombreados parciales, suciedad de los módulos, dispersión de parámetros, efecto Joule en el cableado de CC, etc.)

### 1.2 Número máximo de módulos por serie

El número de módulos que puede ser conectado en una misma serie en una planta FV se determina teniendo en cuenta dos condiciones.

- La primera condición es que el valor de la tensión de la serie de módulos debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada del inversor y que la tensión máxima del módulo. Esto nos permite saber el número máximo de módulos que podemos conectar en un string.
- La segunda condición es que la tensión de los módulos debe estar comprendida entre los valores del rango de tensión que maximiza la eficiencia del inversor, así obtenemos el número mínimo de módulos por string.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	DOCUMENTO Nº 3: ANEXOS	Rev.:	Rev 02	Pág.	84	de	258

La tensión máxima de un módulo será obtenida cuando se tengan condiciones de baja temperatura, entonces estos operarán a alta eficiencia.

Basados en el criterio de condiciones de mínima temperatura de operación, la expresión para el cálculo de número máximo de módulos por string es la siguiente:

$$N_{smax} = \frac{V_{max\ DC}}{V_{oc} (T_{cell\ min})} \quad [\text{Ec. A01}]$$

Dónde:

- $N_{smax}$ : Número máximo de módulos por string
- $V_{max\ DC}$ : menor valor entre tensión máxima entrada del inversor y tensión máxima del módulo. En este caso este valor es de 1500 V.
- $V_{oc}$  ( $T_{cellmin}$ ): Tensión de vacío del módulo a la mínima temperatura de célula.

Se necesita obtener previamente  $V_{oc}$  ( $T_{cell\ min}$ ) de la siguiente manera:

$$V_{oc} (T_{cellmin}) = V_{oc} (25^\circ C) + \Delta T \cdot \Delta V_{oc} (\%) \quad [\text{Ec. A02}]$$

Dónde:

- $V_{oc}$  ( $25^\circ C$ ): Tensión de vacío del módulo en condiciones estándar.
- $\Delta T$ : diferencia de temperatura entre las condiciones de trabajo del módulo a temperatura mínima de célula y las condiciones estándar de operación ( $25^\circ C$ ).
- $\Delta V_{oc}$  (%): Coeficiente de caída de tensión del módulo a circuito abierto debido a la temperatura.

La temperatura mínima de la célula es obtenida a partir de los pares de valores horarios de temperatura / irradiación incidente sobre el plano de los módulos de la base de datos utilizada para las simulaciones de producción, mediante la siguiente fórmula:

$$T_{cell\ min} (^\circ C) = \text{MIN}(T_{amb_i} (^\circ C) + \frac{NOCT (^\circ C) - 20^\circ C}{800 W/m^2}) \quad [\text{Ec. A03}]$$

Dónde:

- $T_{amb\_i}$ : Temperatura ambiente en el emplazamiento en la hora  $i$  (en  $^\circ C$ ).
- $NOCT$ : Temperatura nominal de la célula ( $45^\circ C$ ), a  $800W/m^2$  de irradiación, con distribución AM espectral de 1,5G, temperatura ambiente de  $20^\circ C$  y velocidad de viento de 1m/s.
- $GlobInc_i$ : Irradiación en el plano de los módulos en la hora  $i$  (en  $W/m^2$ ).

La segunda condición, donde se obtiene el número mínimo de módulos por serie, viene dada en función de la máxima temperatura de la célula. Esta temperatura será alcanzada cuando el módulo esté generando a la tensión de máxima potencia, a temperaturas ambientes elevadas. El cálculo del número mínimo de módulos por string viene dado entonces por la siguiente fórmula:

$$N_{smin} = \frac{V_{min\ MPPT\ Inv}}{V_{mp} (T_{cellmax})} \quad [\text{Ec. A04}]$$

Dónde:

- $N_{s_{min}}$ : Número mínimo de módulos por string.
- $V_{min}$  MPPT Inv.: Tensión mínima del rango del MPPT del inversor.
- $V_{mp}$  (Tcell max): Tensión de máxima potencia del módulo cuando la célula trabaja a su máxima temperatura.

La tensión de máxima potencia del módulo y la temperatura máxima de la célula son calculadas como sigue:

$$V_{mp}(T_{cellmax}) = V_{mp}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}(\%) \quad [Ec. A05]$$

$$T_{cell\ min}(^{\circ}C) = T_{air\ max}(^{\circ}C) + \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20^{\circ}C}{800\ W/m^2} \cdot I_{max} \quad [Ec. A06]$$

Dónde:

- $V_{mp}$  (25°C): Tensión de máxima potencia del módulo en condiciones standard de operación (25°C).
- $\Delta T$ : diferencia de temperatura entre las condiciones de trabajo del módulo a temperatura máxima de célula y las condiciones estándar de operación (25°C).
- $\Delta V_{oc}$  (%): Coeficiente de caída de tensión del módulo a circuito abierto debido a la temperatura.
- $T_{air\ max}$  (°C): Máximo valor histórico de temperatura ambiente en el emplazamiento.
- NOCT: Temperatura nominal de la célula (45°C), a 800W/m<sup>2</sup> de radiación, con distribución AM espectral de 1,5G, temperatura ambiente de 20°C y velocidad de viento de 1m/s.
- $I$ : Radiación máxima (1000W/m<sup>2</sup>).

A continuación, se muestran los datos que han sido utilizados para el cálculo del caso base (Documento N° 1: Memoria Técnica de Planta FV).

Parámetro	Valor
Tensión máxima DC (V)	1500
$V_{oc, stc}$ (V)	45.50
$\beta_{V_{oc}}$ (%/°C)	-0.250
NOCT (°C)	43.00
$T_{stc}$ (°C)	25
$I$ (W/m <sup>2</sup> )	5
$T_{air\ max}$ (°C)	45.0
$T_{min}$ (°C)	-14.0
$V_{min}$ MPPT inversor (V)	500

Parámetro	Valor
$T_{cell\ min}$ (°C)	-13.9
$T_{cell\ max}$ (°C)	73.8
$V_{oc}$ ( $T_{min}$ ) (V)	49.92
$V_{oc}$ ( $T_{max}$ ) (V)	39.95

Parámetro	Valor
$N_{s\ max}$	30
$N_{s\ min}$	17

Tabla 22. Características del modulo fotovoltaico.

## 1.3 Cálculos en baja tensión

### 1.3.1 Objeto

El presente apartado tiene por objeto verificar que la disposición de los cables de corriente continua de string hasta los inversores de string y los inversores es adecuada para las condiciones nominales de funcionamiento a las que están sometidos. Los casos para verificar serán los más desfavorables de los bloques tipo de los que dispone la planta fotovoltaica.

Los cálculos se realizarán de acuerdo con la norma ITC-BT-07.

También se indican los cálculos necesarios para las caídas de tensión y pérdidas de potencia de los cables de corriente continua.

### 1.3.2 Normativa

La instalación se diseñará y construirá con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigentes, así como las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y la compañía que explota la red general de distribución eléctrica de la zona.

Para los cálculos eléctricos se cumplirá lo requerido en la última edición vigente de los códigos y normas que sean de aplicación de la siguiente lista, sin que esto suponga una restricción o renuncia a cualquier otro código y norma aplicable no relacionada en la misma.

## 1.4 Condiciones de instalación Baja Tensión

Los datos de partida considerados para el cálculo de la capacidad de corriente se resumen en las siguientes tablas:

Temperatura ambiente de diseño	35°C
Temperatura del terreno	25°C
Resistividad térmica del terreno 1,5	1,5 K·m/W
Tipo de conductor	Cobre
Secciones de cableado	2x(1x10) mm <sup>2</sup>
Método de instalación	Enterrado bajo tubo
Método de instalación según UNE HD 60364-5-52	D1

Tabla 7. Cableado de nivel 1: cable de string hasta inversor de string.

Temperatura ambiente de diseño	35°C
Temperatura del terreno	25°C
Resistividad térmica del terreno 1,5	1,5 K·m/W
Tipo de conductor	Aluminio
Secciones de cableado	3x(1x240) mm <sup>2</sup> , 3x(1x185) mm <sup>2</sup>
Método de instalación	Directamente enterrados
Método de instalación según UNE HD 60364-5-52	D2

Tabla 23. Cableado de nivel 2: circuitos desde inversor de string hasta centro de transformación.

\*Los datos considerados son una estimación. Posteriormente tendrán que validarse según el estudio geotécnico.

## 1.5 Descripción del cableado

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos será conducida hasta los inversores mediante cables solares ZZ-F 1,8kV de sección 2x(1x6) mm<sup>2</sup> con conductor de cobre de alta resistencia a la luz ultravioleta. A continuación, se muestra la modalidad de conexionado a utilizar:

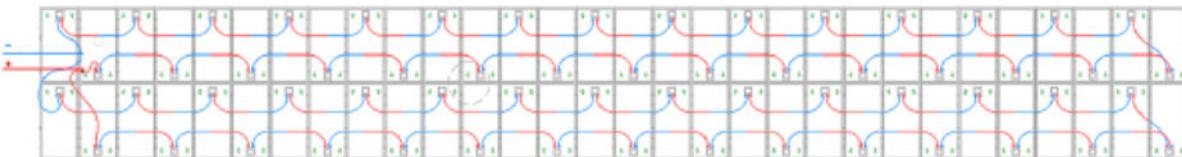


Figura 10. Conexionado de cable de string.

Los cables positivos y negativos del final de los strings se conectan a una extensión de cable que los une con el inversor, para dar continuidad, mediante un cable de sección máxima de 6 mm<sup>2</sup> (dependiendo de la caída de tensión del cable podrá reducirse esta sección).

Calibre	Diámetro sobre el aislamiento	Peso total aprox.	Radio de curvatura	*Ampacidad 40°	Caída de Tensión V↓ cosp=1
mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	V/A.km
1x2.5	5,0	50	20	41	22.87
1x4	5,8	62	23	55	14.18
1x6	6,6	85	26	70	9.445
1x10	8,0	135	32	96	5.433
1x16	8,8	200	35	132	3.455
1x25	10,5	295	42	176	2.215
1x35	11,8	395	47	218	1.574

Tabla 8: Características del cableado de DC.

## 1.6 Intensidad máxima admisible

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

La intensidad máxima calculada para el diseño de cada línea viene dada por la expresión:

$$I_{\text{cálculo}} = 1,25 \cdot I_{\text{circulante}} \cdot nps \cdot I_{\text{pmp}} \quad [\text{Ec. A07}]$$

donde:

- $I_{\text{cálculo}}$ : Intensidad máxima absorbida o prevista en la línea (A) mayorada por 1,25 de acuerdo con la ITC-BT-40.
- 1,25 : mayoración de intensidad según ITC-BT-40 instalaciones de generación.

- $I_{circulante}$ : Intensidad que circula por el cable.
- nps: número de módulo en serie que recoge el cable a estudiar.
- $I_{pmp}$ : intensidad en el punto de máxima potencia del panel.

La corriente máxima admisible por los cables depende de una serie de factores, de sus características constructivas, así como de las características del terreno. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{max.adm} = F_t \cdot F_r \cdot F_{nt} \cdot F_p \cdot I_z \quad [\text{Ec. A08}]$$

donde:

- $F_t$  ≡ factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- $F_r$  ≡ factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno.
- $F_{nt}$  ≡ factor de corrección debido al número de ternas por circuito.
- $F_p$  ≡ factor de corrección debido a la profundidad de enterramiento de los circuitos.
- $I_z$  = Intensidad máxima admisible que puede transportar el conductor antes de aplicar los factores de corrección, o en condiciones estándar. Se aplicarán los valores de la tabla B.52.3 de la norma UNE 60634 HD -5-52.

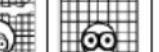
Las secciones finales seleccionadas deben cumplir con el siguiente criterio:  $I_{cálculo} < I_{máx.adm}$

A continuación, se desglosa la manera de obtener cada uno de los valores de la ecuación descrita anteriormente:

#### 1.6.1 $I_z$ Intensidad máxima admisible

En la siguiente tabla, según la normativa aplicada tanto para cables de aluminio como cables de cobre, vienen dadas las intensidades máximas admisibles para los cables en instalación enterrado bajo tubo (tipo D1-Nivel 1) y directamente enterrado (tipo D2-Nivel 2). Para el cableado enterrado, las características de las tablas son a temperatura ambiente del terreno 20°C, enterrados a 0,7 metros de profundidad, en un terreno de resistividad térmica media de 2,5 K.m/W según la normativa aplicada, tanto para cables de aluminio y de cobre:

Tabla B.52.3 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 –  
 Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio –  
 Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Cobre</b>							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	299	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502
<b>Aluminio</b>							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	43	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

NOTA En las columnas 3, 5, 6, 7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tunelado de hasta 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Los valores indicados para mayores tunelados se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.

Ilustración 17: Intensidad máxima admisible, en amperios, para los métodos de instalación de la norma UNE-HD-60364-5-52.

Estas intensidades máximas admisibles son válidas para unos determinados valores de temperaturas, valor de resistividad térmica, profundidad... Como nuestra instalación se va a llevar a cabo en otras condiciones se debe corregir las intensidades de la tabla multiplicando el valor por unos factores de corrección que vienen dados en las siguientes tablas.

#### 1.6.2 Factor de corrección por temperatura ambiente

Dependerá de la temperatura ambiente considerada, cuando la temperatura ambiente de diseño del proyecto es distinta a 30°C la corriente admisible del cable se debe corregir según los valores de la siguiente tabla:

Temperatura ambiente (°C)	Aislamiento		
	XLPE y EPR	Mineral	
		Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70°C	Cable desnudo e inaccesible 105°C
10	1,15	1,26	1,14
15	1,12	1,20	1,11
20	1,08	1,14	1,07
25	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
<b>35</b>	<b>0,96</b>	<b>0,93</b>	<b>0,96</b>
40	0,91	0,85	0,92
45	0,87	0,78	0,88
50	0,82	0,67	0,84
55	0,76	0,57	0,80
60	0,71	0,45	0,75
65	0,65		0,70
70	0,58		0,65
75	0,50		0,60
80	0,41		0,54
85	-		0,47
90	-		0,40
95	-		0,32

Tabla 9: Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30°C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables al aire (norma UNE-HD-60364-5-52).

Dependerá de la temperatura del terreno considerada y de la naturaleza del aislamiento. Cuando la temperatura del terreno del proyecto de la planta solar es diferente a 20°C, la corriente admisible del cable se debe corregir según los valores de la siguiente tabla:

Temperatura del terreno (°C)	Aislamiento XLPE y EPR
10	1,07
15	1,04
20	1,00
<b>25</b>	<b>0,96</b>
30	0,93
35	0,89
40	0,85
45	0,80
50	0,76
55	0,71
60	0,65
65	0,60
70	0,53
75	0,46
80	0,38

Tabla 10. Factores de corrección para temperatura ambiente del terreno diferente a 20°C a aplicar a los conductores enterrados (norma UNE-HD-60364-5-52).

### 1.6.3 Factor de corrección por resistividad térmica

Depende de la capacidad del terreno para disipar calor. Si el valor de la resistividad térmica del terreno donde se va a instalar la planta es diferente a 2,5 Km/W entonces su el valor de la corriente admisible del cable se ha de corregir con los valores que se obtienen de la tabla B.52.16 de la UNE HD-60364-5-52 mostrada a continuación:

Resistividad térmica k·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,1	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,28	1,28	1,12	1	0,90

Tabla 11: Factores de corrección para cables directamente enterrados para terrenos con resistividad diferente a 2,5 K.m/W (norma UNE-HD-60364-5-52).

### 1.6.4 Factor de agrupamiento

Es debido al calentamiento mutuo que se produce entre los cables que coinciden en la misma canalización ya que crea más dificultades para la disipación de calor. Dependerá de la tipología de la canalización, número y tipo de cables que discurren por ella.

Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares

Número de circuitos	Distancia entre cables *				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

\* Cables multipolares

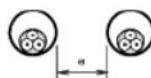


\* Cables unipolares



Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



Ilustración 18: Factores de reducción por agrupamiento de más de un circuito directamente enterrado (norma UNE-HD-60364-5-52).

Tabla B.52.19 – Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo –  
Método de instalación D1 de las tablas B.52.2 a B.52.5

Número de cables	A) Cables multipolares en conductos individuales			
	Distancia entre conductos <sup>a</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos			
	Distancia entre conductos <sup>b</sup>			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,33	0,50	0,65	0,82
18	0,31	0,49	0,65	0,82
19	0,30	0,48	0,64	0,82
20	0,29	0,47	0,63	0,81

<sup>a</sup> Cables multipolares



<sup>b</sup> Cables unipolares



Ilustración 19: Factores de reducción por agrupamientos de más de un circuito en conductos enterrados (norma UNE-HD-60364-5-52).

### 1.6.5 Factor de profundidad

Cuando la profundidad de instalación es diferente a 0,7 metros, la intensidad máxima admisible se debe corregir con los siguientes valores:

Cables de 0,6/1kV. Profundidad tipo 0,7 m		
Profundidad (m)	Soterrados	Entubados
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

Tabla 12. Factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento (UNE 211435).

### 1.7 Cálculo por caída de tensión

El criterio de caída de tensión establece que la sección del cable sea tal que la caída de tensión en él sea menor que la máxima admisible. La caída de tensión de un cable es proporcional a su longitud y resistividad e inversamente proporcional a su sección.

Se establece una caída de tensión máxima de 1,5% total entre cualquier módulo fotovoltaico y el punto de conexión con el inversor, es decir:

$$\Delta V = \text{MAX}(\Delta V_{string-caja}) + \text{MAX}(\Delta V_{caja-inversor}) \leq 1,5\% \quad [\text{Ec. A09}]$$

La caída de tensión a lo largo de un conductor en corriente continua se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{U_{string} \cdot S} \quad [\text{Ec. A10}]$$

Siendo:

- $\Delta V$ : caída de tensión en voltios.
- $\rho$  T<sup>a</sup> servicio: resistividad del material del conductor en ohm\*mm<sup>2</sup>/m a la temperatura de funcionamiento del cable.
- L: longitud del tramo.
- P: potencia del tramo en W.
- S: sección por calentamiento en mm<sup>2</sup>.

Viene dada por la expresión:

$$P = P_{np} \cdot np \quad [\text{Ec. A11}]$$

Donde:

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	DOCUMENTO Nº 3: ANEXOS	Rev.:	Rev 02	Pág.	95	de	258

- Pnp: potencia de pico de cada módulo fotovoltaico.
- np: número de módulos correspondiente a cada tramo.

$$U_{string} = nps \cdot Upmp$$

[Ec. A12]

Siendo:

- nps: número de módulos en serie del string.
- Upmp: tensión en el punto de máxima potencia del módulo.

La temperatura de servicio del cable se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{servicio} = Tamb + fcarga^2 \cdot (Tmax - Tamb)$$

[Ec. A13]

Donde:

- Tamb: temperatura ambiente (20°C terreno y 40°C al aire).
- Fcarga: factor de carga del cable:

$$fcarga = \frac{I_{calculo}}{I_{admissible} \cdot fct}$$

[Ec. A14]

- Tmax: temperatura máxima soportada por el aislamiento (en nuestro caso XLPE, 90°C).

Con la resistividad para el aluminio y el cobre a 20°C y el coeficiente de variación de resistencia para ambos, según se muestra en la siguiente tabla:

- $\rho(Cu)$  a 20°C: 0,017241379
- $\rho(Al)$  a 20°C: 0,028571429
- $\alpha_{Cu}$ : 0,00393
- $\alpha_{Al}$ : 0,00407

Obtenemos la resistividad a la temperatura de servicio:

$$P_{T_{servicio}} = \rho_{20^{\circ}C} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{servicio} - 20)]$$

[Ec. A15]

Posteriormente calculamos la caída de tensión en %, comprobando que no supera 1,5% desde el string hasta el inversor según especificaciones técnicas del promotor, es decir:

$$\Delta V \cdot \frac{100}{U_{string}} < 1,5$$

[Ec. A16]

En las tablas de cálculo se muestran los cálculos de caída de tensión para los tramos de cable de DC desde los módulos hasta los inversores, comprobándose que estén por debajo de 1,5%, así como de los cables de AC que conectan los inversores con el cuadro general de baja tensión, situado en el centro de transformación y los cuales tendrán como valor máximo de caída de tensión 0,5%.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	DOCUMENTO Nº 3: ANEXOS		Rev.:	Rev 02	Pág.	96	de 258

## 1.8 Cálculos de Media Tensión

### 1.8.1 Objeto

El presente apartado se realiza con el objeto de mostrar los cálculos eléctricos correspondientes a los circuitos de media tensión subterráneos que interconectarán el centro de transformación de la planta fotovoltaica con el centro de seccionamiento ubicado junto al mismo.

Para la elección final de los cables se realizan los cálculos correspondientes a la intensidad máxima admisible, caída de tensión, pérdida de potencia y nivel de cortocircuito soportado por el cable seleccionado.

### 1.8.2 Normativa a aplicar

La instalación se diseñará y construirá con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigentes, así como las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y la compañía que explota la red general de distribución eléctrica de la zona.

Para los cálculos eléctricos se cumplirá lo requerido en la última edición vigente de los códigos y normas que sean de aplicación de la siguiente lista, sin que esto suponga una restricción o renuncia a cualquier otro código y norma aplicable no relacionada en la misma.

- International Standardization Organization (ISO)
- International Electrotechnical Commission (IEC)
- UNE-HD 60364-5-52
- 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.
- UNE 211003-1:2001: Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ( $Um= 1,2$  kV) a 3 kV ( $Um=3,6$  kV).
- UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.
- IEC 60949 - Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects.

## 1.9 Datos técnicos de partida Media Tensión

### 1.9.1 Descripción general de la red

La red de media tensión conecta el centro de transformación con el centro de seccionamiento ubicado dentro de la planta. Las características principales de la red de media tensión en 20 kV de la planta fotovoltaica son las siguientes:

- Tensión nominal: 20 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Disposición de la instalación: Directamente enterrado
- Configuración: Triángulo

### 1.9.2 Descripción del cable subterráneo

Los cables empleados serán AL 12/20 kV del tipo unipolar, conductor de aluminio de secciones 150mm<sup>2</sup>, aislamiento XLPE, con pantalla metálica a base de hilos de cobre de 25 mm<sup>2</sup> y cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

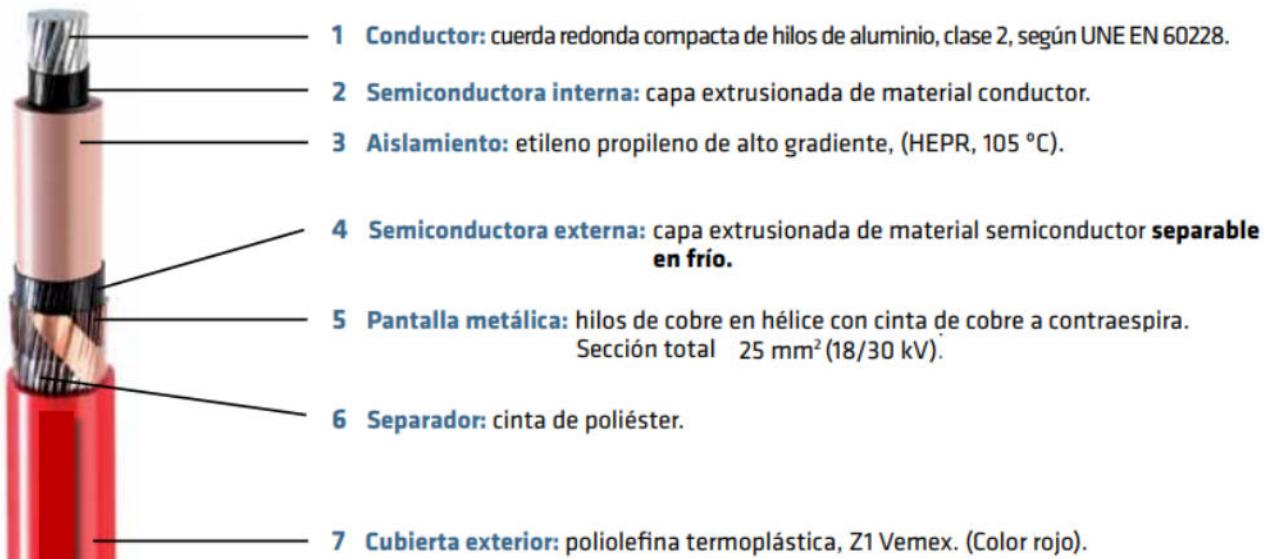


Figura 11. Ejemplo de cable de MT.

- Tensión nominal: 12/20 kV
- Conductor: Cuerda compacta de aluminio
- Secciones de conductores: 150 mm<sup>2</sup>
- Aislamiento: XLPE
- Tipo de canalización: Directamente enterrado en tubo corrugado.

Los valores de las resistencias de los conductores a su temperatura máxima de operación (90°C) y de las reactancias inductivas son:

Sección (mm <sup>2</sup> )	240	400	630
Resistencia corriente alterna (Ω/km)	0,161	0,102	0,057
Reactancia inductiva (Ω/km)	0,113	0,106	0,98

Tabla 139. Características del cable de MT.

### 1.10 Criterio de diseño para Media Tensión

Para la selección de las secciones más adecuadas, se ha tenido en consideración el cumplimiento de la normativa, así como las características eléctricas que deben cumplir.

El dimensionamiento del cable de Media Tensión consiste en calcular la sección mínima normalizada que cumpla simultáneamente las siguientes condiciones:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- Criterio de la caída de tensión.

- Criterio de la Intensidad máxima de cortocircuito.

El método de instalación de los circuitos será directamente enterrado en tubo de PVC, con una resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W, temperatura del terreno de 25°C y enterrado a una profundidad de 0,8 m. En el caso de existir más de una terna por zanja, la separación entre ellas será de 20 cm o 60 cm, dependiente de cada caso. El número máximo de ternas por zanja será de dos.

#### 1.10.1 Intensidad máxima admisible de calentamiento

La intensidad máxima calculada para el diseño de la línea viene dada por la expresión:

$$I_{cálculo} = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} \quad [\text{Ec. A17}]$$

Siendo:

S = potencia máxima a transportar en kVA

U = tensión en kV

La corriente máxima admisible por los cables depende de una serie de factores, de sus características constructivas, así como de las características del terreno. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{max.adm} = F_t \cdot F_r \cdot F_{nt} \cdot F_p \cdot I_z \quad [\text{Ec. A18}]$$

donde:

- $F_t$  ≡ factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- $F_r$  ≡ factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno.
- $F_{nt}$  ≡ factor de corrección debido al número de ternas por circuito.
- $F_p$  ≡ factor de corrección debido a la profundidad de enterramiento de los circuitos.
- $I_z$  = Intensidad máxima admisible que puede transportar el conductor antes de aplicar los factores de corrección, o en condiciones estándar.

Las secciones finales seleccionadas deben cumplir con el siguiente criterio:  $I_{cálculo} < I_{máx.adm}$

Las condiciones para este cálculo son las siguientes:

- Temperatura del terreno: 25 °C.
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W.
- Distancia entre ternas: 20 cm y 60 cm.
- Método de instalación: Directamente enterrado en tubo corrugado.
- Profundidad: 0,80 m.

En las siguientes tablas que se muestran la intensidad admisible en condiciones estándar de los conductores atendiendo a su material de aislamiento y, posteriormente, los correspondientes factores de corrección a aplicar para las condiciones reales de la instalación objeto de este documento.

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	366
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 14: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.

#### 1.10.2 Factor de corrección por temperatura del terreno

Dependerá de la temperatura del terreno considerada y de la naturaleza del aislamiento. Cuando la temperatura del terreno del proyecto de la planta solar es diferente a 25°C, la corriente admisible del cable se debe corregir según los valores la tabla.

#### 1.10.3 Factor de corrección por resistividad térmica

Depende de la capacidad del terreno para disipar calor. Si el valor de la resistividad térmica del terreno donde se va a instalar la planta es diferente a 1,5 Km/W entonces su el valor de la corriente admisible del cable se ha de corregir con los valores que se obtienen de la tabla.

#### 1.10.4 Factor de agrupamiento

Es debido al calentamiento mutuo que se produce entre los cables que coinciden en la misma canalización ya que crea más dificultades para la disipación de calor. Dependerá de la tipología de la canalización, número y tipo de cables que discurren por ella.

#### 1.10.5 Factor de profundidad

Cuando la profundidad de instalación es diferente a 1 metro, la intensidad máxima admisible se debe corregir con los siguientes valores dependiendo del método de instalación y de la sección del cable:

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

Tabla 15. Factores de corrección para profundidades de instalación diferentes de 1 metro.

#### 1.10.6 Caídas de tensión

Se establece una caída de tensión máxima de 0,5% entre el centro de transformación y el centro de seccionamiento.

El cálculo de la caída de tensión se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad [\text{Ec. A19}]$$

donde:

- $I \equiv$  corriente nominal (A)
- $R \equiv$  resistencia del conductor en corriente alterna ( $\Omega/\text{km}$ )
- $X \equiv$  reactancia media para el circuito ( $\Omega/\text{km}$ )
- $L \equiv$  longitud de la línea (km)
- $\cos \varphi \equiv$  factor de potencia

La caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U (\%) = \Delta U / U_{\text{nominal}} \quad [\text{Ec. A20}]$$

#### 1.10.7 Criterio de la intensidad máxima de cortocircuito

La capacidad de corriente en condiciones de cortocircuito para los conductores seleccionados deberá ser superior al nivel de cortocircuito máximo acontecido en la planta. Esto deberá cumplirse para cada una de las secciones seleccionadas.

Las líneas subterráneas tendrán una tensión de funcionamiento de 20 kV, así que tanto el aislamiento del cable y accesorios como las restantes características eléctricas corresponderán a esta tensión para la red de distribución interna de la planta fotovoltaica en media tensión.

Con la sección del conductor se determinará la máxima intensidad de cortocircuito mediante las fórmulas pertenecientes a la norma IEC 60949:

$$I = I_{cc} \cdot \varepsilon \quad [\text{Ec. A21}]$$

Con:

- $I \equiv$  corriente de cortocircuito máxima admisible (A)
- $I_{cc} \equiv$  corriente de cortocircuito adiabática (A)
- $\epsilon \equiv$  factor que contempla las pérdidas de calor en los componentes adyacentes.

La corriente de cortocircuito adiabática se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc}^2 = \frac{1}{t} \left[ S^2 \cdot K^2 \cdot \ln \left( \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta} \right) \right] \quad [\text{Ec. A22}]$$

Con:

- $S \equiv$  sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $t \equiv$  tiempo de duración del cortocircuito (s)
- $K \equiv$  constante dependiente del material conductor. Al = 148 A·s<sup>1/2</sup>/mm<sup>2</sup> y Cu = 226 A·s<sup>1/2</sup>/mm<sup>2</sup>
- $\Theta_f \equiv$  temperatura límite de cortocircuito.
- $\Theta_i \equiv$  temperatura límite para servicio continuo.
- $\beta \equiv$  inverso del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura del conductor. Al=228 K y Cu = 234,5 K.

El conductor es de aluminio, por lo que se tomarán las constantes propias de este material y un tiempo de cortocircuito de 0,5 segundos.

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{1}{t} \left[ S^2 \cdot K^2 \cdot \ln \left( \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta} \right) \right]} \quad [\text{Ec. A23}]$$

- Factor debido a las pérdidas de calor en el conductor.

$$\epsilon = \sqrt{1 + X \cdot \sqrt{\frac{t}{S}} + Y \cdot \left( \frac{t}{S} \right)} \quad [\text{Ec. A24}]$$

Con:

- $\epsilon \equiv$  factor que considera las pérdidas térmicas en el conductor
- $X$  e  $Y \equiv$  factores dependientes de los materiales adyacentes. X = 0,44 (mm<sup>2</sup>/s)<sup>1/2</sup> e Y = 0,1 mm<sup>2</sup>/s para el aluminio.
- $t \equiv$  tiempo de duración de cortocircuito (s)
- $S \equiv$  sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

## 1.11 Cálculo de red de tierras de centro de transformación

### 1.11.1 Objeto

El presente anexo se realiza con el objeto de mostrar los cálculos eléctricos correspondientes al dimensionado de la red de tierra del centro de transformación de la planta fotovoltaica que después se conectará con un centro de seccionamiento, también de nueva construcción.

Para la elección final de la malla de tierra se realizar los cálculos indicados en el procedimiento ITC RAT.

### 1.11.2 Normativa relacionada red de tierras

- ITC RAT: Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento de alta Tensión
- UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.
- IEC 60364:2011: Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- IEC 61643-11:2013: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión. Requisitos y métodos de ensayo.
- IEC 61140:2016: Protección contra los choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos.
- RBT - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- ITC-BT 21: Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras
- ITC-BT 18: Instalaciones de puesta a tierra.
- UNE 36092:2014: Mallas electrosoldadas de acero para uso estructural en armaduras de hormigón armado. Mallas electrosoldadas fabricadas con alambres de acero B 500 T.

### 1.11.3 Datos de entrada

Ps: resistividad del terreno	200 Ωm
Tipo de instalaciones del neutro	Neutro aislado
U: tensión de servicio	15 kV
Unbt: tensión de aislamiento BT	8 kV
t: tiempo de despeje de la falta de las protecciones	0,5 s
Dimensiones del centro de transformación	10,7 m x 6 m

Tabla 16. Datos de entrada.

## 1.12 Cálculos de dimensionado de la red de tierra del CT

A continuación, se reportan los cálculos de dimensionado de la red tierra de un centro de trasformación aislado según el procedimiento ITC RAT.

### 1.12.1 Cálculos de las máximas tensiones de paso y de contacto admisibles

En función del tiempo de despeje de la falta el Reglamento proporciona los valores de máxima tensión de paso y de contacto admisible por el cuerpo humano.

$$0,1 < t \leq 0,9 \text{ s} \rightarrow k = 72 ; n = 1$$

$$0,9 < t \leq 3 \text{ s} \rightarrow k = 78,5 ; n = 0,18$$

$$3 < t \leq 5 \text{ s} \rightarrow Vca = 64 \text{ V} ; Vpa = 640 \text{ V}$$

$$t > 5 \text{ s} \rightarrow Vca = 50 \text{ V} ; Vpa = 500 \text{ V}$$

$$\text{Máxima tensión de paso admisible: } Vp \text{ máx} = \frac{10k}{t^n} \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) = \frac{10 \cdot 72}{t^1} \left( 1 + \frac{1200}{1000} \right) = 3168 \text{ V} \quad [\text{Ec. A25}]$$

$$\text{Máxima tensión de contacto admisible: } Vc \text{ máx} = \frac{k}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) = \frac{72}{t^1} \left( 1 + \frac{300}{1000} \right) = 187 \text{ V} \quad [\text{Ec. A26}]$$

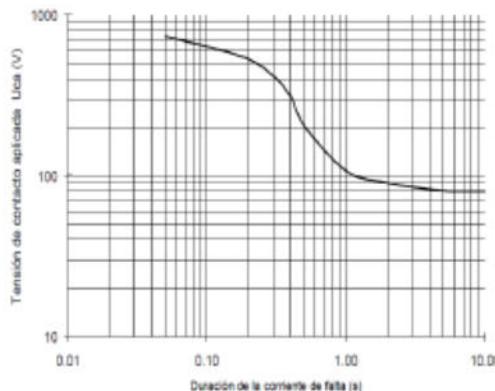


Figura 12. Máxima tensión de contacto admisible en función de la duración de la falta.

En los próximos apartados se comprobará que con el sistema de puesta a tierra elegido los valores de  $V_p$  y  $V_c$  sean inferiores a  $V_{pmáx}$  y  $V_{cmáx}$ .

#### 1.12.2 Dimensionado de la malla de tierra del centro de transformación

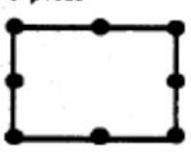
Se elige una malla de tierra rectangular de dimensiones 8x4 metros, con las siguientes características:

- Dimensiones malla de tierra: 8 m x 4 m
- Profundidad de instalación: 0,8 m
- Número de picas: 8
- Longitud de las picas: 2 m

Las dimensiones supuestas para la malla de tierra es la máxima propuesta por el procedimiento ITC RAT, pero cabe destacar que la cimentación del centro de transformación tiene dimensiones superiores a la malla de tierra propuesta. Por lo tanto, al considerar una malla de dimensiones inferiores, se calculará una la resistencia de puesta a tierra real será superior a la real, realizando cálculos conservadores.

La siguiente tabla proporciona los valores de  $K_r$ ,  $K_p$  y  $K_c$  para la malla elegida:

PROFUNDIDAD = 0'8 m

CONFIGURACION	L <sub>p</sub> (m)	RESISTENCIA K <sub>r</sub>	TENSION DE PASO K <sub>p</sub>	TENSION DE CONTACTO EXT K <sub>c</sub> = K <sub>p</sub> (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.084	0.0119	0.0485	80-40/8/00
4 picas 	2	0.069	0.0105	0.0329	80-40/8/42
	4	0.059	0.0088	0.0251	80-40/8/44
	6	0.052	0.0074	0.0202	80-40/8/46
	8	0.046	0.0065	0.0168	80-40/8/48
8 picas 	2	0.063	0.0095	0.0277	80-40/8/82
	4	0.051	0.0073	0.0189	80-40/8/84
	6	0.043	0.0060	0.0141	80-40/8/86
	8	0.038	0.0050	0.0111	80-40/8/88

Dimensiones malla de tierra	8 m x 4 m
K <sub>r</sub>	0,038 m <sup>-1</sup>
K <sub>p</sub>	0,005 m <sup>-1</sup>
K <sub>c</sub>	0,0111 m <sup>-1</sup>

Tabla 17. Características de la malla.

Se procede con el cálculo de la resistencia de puesta a tierra:

$$R_t = K_r \cdot \rho_s = 0,038 \cdot 200 = 7,60\Omega$$

[Ec. A27]

**Resistencia de puesta a tierra: 7,60Ω**

El sistema de puesta a tierra elegido permite cumplir con el criterio del procedimiento ITC RAT.

Cabe destacar que se ha realizado el cálculo de dimensionado de la red de tierra de un centro de transformación aislado. En la realidad, el centro de transformación de la planta solar fotovoltaica se interconectará con la red de tierra general de la planta, por lo tanto, la resistencia de la puesta a tierra será aún menor con respecto a la calculada en esta memoria, habiendo tenido en cuenta el caso más desfavorable posible.

## 1.13 Resultados del cálculo del cableado de Baja Tensión (CC)

CIRCUITO	ORIGEN	FINAL	LARGÜDAD (m)	SISTEMA	CONDUCTOR	CONDUCTIVIDAD (A)	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	MÓDULOS POR STRING	Nº conductores por fase	Vmp	Imp	POTENCIA (W)	CORRIENTE (A)	TENSÓN (V)	ΔV (V)	TENSÓN FINAL (V)	% ΔV	ΔV acumulado	Pérdida Potencia (W)	% ΔP	Largitud de cableable total (m)	U (V)	I (A)	CSC (A)
Cto-01.01.01	Se-01	CB-01.01	10	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	20	1097,40	0,02	51,63
Cto-01.01.02	Se-02	CB-01.01	30	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,42	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	60	1097,40	0,05	17,21
Cto-01.01.03	Se-03	CB-01.01	50	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,42	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	100	1097,40	0,05	10,33
Cto-01.01.04	Se-04	CB-01.01	70	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,52	1098,08	0,38%	0,38%	5,10	0,10%	140	1097,40	0,12	7,38
Cto-01.01.05	Se-05	CB-01.01	90	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1096,72	0,59%	0,59%	5,10	0,10%	220	1097,40	0,19	4,69
Cto-01.01.06	Se-06	CB-01.01	110	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,45	1096,42	0,38%	0,38%	5,10	0,10%	300	1097,40	0,22	3,97
Cto-01.01.07	Se-07	CB-01.01	130	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	10,42	1096,14	0,35%	0,35%	5,10	0,10%	380	1097,40	0,22	3,44
Cto-01.01.08	Se-08	CB-01.01	150	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	12,38	1096,03	0,11%	0,11%	10,20	0,05%	400	1097,40	0,03	25,62
Cto-01.01.09	Se-09	CB-01.01	170	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	14,35	1096,03	0,11%	0,11%	10,20	0,05%	400	1097,40	0,07	12,95
Cto-01.02.01	Se-01	CB-01.02	10	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	20	1097,40	0,02	51,63
Cto-01.02.02	Se-02	CB-01.02	30	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,06%	60	1097,40	0,05	17,21
Cto-01.02.03	Se-03	CB-01.02	50	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,76	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,40	0,09	10,33
Cto-01.02.04	Se-04	CB-01.02	70	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,40	0,12	7,38
Cto-01.02.05	Se-05	CB-01.02	90	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1091,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,40	0,15	5,74
Cto-01.02.06	Se-06	CB-01.02	110	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,59%	0,59%	56,10	0,30%	220	1097,40	0,19	4,69
Cto-01.02.07	Se-07	CB-01.02	130	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1094,54	0,30%	0,30%	66,30	0,15%	260	1097,40	0,22	3,97
Cto-01.02.08	Se-08	CB-01.02	150	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1094,37	0,35%	0,35%	76,50	0,40%	300	1097,40	0,26	3,44
Cto-01.02.09	Se-09	CB-01.02	170	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,58	1096,02	0,11%	0,11%	10,20	0,05%	400	1097,40	0,03	25,62
Cto-01.03.01	Se-01	CB-01.03	10	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	20	1097,40	0,02	51,63
Cto-01.03.02	Se-02	CB-01.03	30	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,06%	60	1097,40	0,05	17,21
Cto-01.03.03	Se-03	CB-01.03	50	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,76	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,40	0,09	10,33
Cto-01.03.04	Se-04	CB-01.03	70	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,40	0,12	7,38
Cto-01.03.05	Se-05	CB-01.03	90	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1091,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,40	0,15	5,74
Cto-01.03.06	Se-06	CB-01.03	110	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,59%	0,59%	56,10	0,30%	220	1097,40	0,19	4,69
Cto-01.03.07	Se-07	CB-01.03	130	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1094,54	0,30%	0,30%	66,30	0,15%	260	1097,40	0,22	3,97
Cto-01.03.08	Se-08	CB-01.03	150	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1094,37	0,35%	0,35%	76,50	0,40%	300	1097,40	0,26	3,44
Cto-01.03.09	Se-09	CB-01.03	170	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,58	1096,02	0,11%	0,11%	10,20	0,05%	400	1097,40	0,03	25,62
Cto-01.04.01	Se-01	CB-01.04	10	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	20	1097,40	0,02	51,63
Cto-01.04.02	Se-02	CB-01.04	30	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,06%	60	1097,40	0,05	17,21
Cto-01.04.03	Se-03	CB-01.04	50	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,76	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,40	0,09	10,33
Cto-01.04.04	Se-04	CB-01.04	70	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,40	0,12	7,38
Cto-01.04.05	Se-05	CB-01.04	90	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1091,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,40	0,15	5,74
Cto-01.04.06	Se-06	CB-01.04	110	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,59%	0,59%	56,10	0,30%	220	1097,40	0,19	4,69
Cto-01.04.07	Se-07	CB-01.04	130	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1094,54	0,30%	0,30%	66,30	0,15%	260	1097,40	0,22	3,97
Cto-01.04.08	Se-08	CB-01.04	150	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1094,37	0,35%	0,35%	76,50	0,40%	300	1097,40	0,26	3,44
Cto-01.04.09	Se-09	CB-01.04	170	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,58	1096,02	0,11%	0,11%	10,20	0,05%	400	1097,40	0,03	25,62
Cto-01.05.01	Se-01	CB-01.05	10	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,01%	20	1097,40	0,02	51,63
Cto-01.05.02	Se-02	CB-01.05	30	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,06%	60	1097,40	0,05	17,21
Cto-01.05.03	Se-03	CB-01.05	50	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,76	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,40	0,09	10,33
Cto-01.05.04	Se-04	CB-01.05	70	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,40	0,12	7,38
Cto-01.05.05	Se-05	CB-01.05	90	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1091,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,40	0,15	5,74
Cto-01.05.06	Se-06	CB-01.05	110	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,59%	0,59%	56,10	0,30%	220	1097,40	0,19	4,69
Cto-01.05.07	Se-07	CB-01.05	130	DC	CORBE	0,017	10	26	1	42,2	17,32	19000,504	17,32	1097										

Cto-01-01-01	Str-01	CB-01-01	10	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,03%	20	1097,20	0,02	51,63
Cto-01-01-02	Str-02	CB-01-01	30	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1096,43	0,16%	0,16%	15,30	0,08%	50	1097,20	0,05	17,21
Cto-01-01-03	Str-03	CB-01-01	50	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1096,06	0,34%	0,34%	25,70	0,19%	140	1097,20	0,13	1,48
Cto-01-01-04	Str-04	CB-01-01	70	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1091,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,20	0,15	5,24
Cto-01-01-05	Str-05	CB-01-01	90	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1096,72	0,55%	0,55%	56,10	0,30%	230	1097,20	0,19	4,69
Cto-01-01-06	Str-06	CB-01-01	110	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1086,54	0,70%	0,70%	66,30	0,35%	360	1097,20	0,22	3,97
Cto-01-01-07	Str-07	CB-01-01	130	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1086,37	0,85%	0,85%	76,50	0,40%	480	1097,20	0,26	3,44
Cto-01-01-08	Str-08	CB-01-01	150	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	9,83	1086,20	0,85%	0,85%	86,70	0,40%	500	1097,20	0,27	3,01
Cto-01-01-09	Str-09	CB-01-01	170	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	10,83	1086,02	0,85%	0,85%	96,90	0,40%	520	1097,20	0,30	2,58
Cto-01-01-10	Str-10	CB-01-01	190	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	11,83	1085,85	0,85%	0,85%	107,10	0,40%	540	1097,20	0,33	2,16
Cto-01-01-11	Str-11	CB-01-01	210	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	12,83	1085,67	0,85%	0,85%	117,30	0,40%	560	1097,20	0,36	1,81
Cto-01-02-01	Str-02	CB-01-02	10	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,03%	20	1097,20	0,02	51,63
Cto-01-02-02	Str-02	CB-01-02	30	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,08%	60	1097,20	0,05	17,21
Cto-01-02-03	Str-03	CB-01-02	50	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,26	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,20	0,09	10,33
Cto-01-02-04	Str-04	CB-01-02	70	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,20	0,12	7,38
Cto-01-02-05	Str-05	CB-01-02	90	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1094,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,20	0,15	5,74
Cto-01-02-06	Str-06	CB-01-02	110	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,55%	0,55%	56,10	0,30%	220	1097,20	0,19	4,69
Cto-01-02-07	Str-07	CB-01-02	130	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1084,54	0,70%	0,70%	66,30	0,35%	260	1097,20	0,22	3,97
Cto-01-02-08	Str-08	CB-01-02	150	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1084,37	0,85%	0,85%	76,50	0,40%	300	1097,20	0,26	3,44
Cto-01-02-09	Str-09	CB-01-02	170	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	10,00	1084,20	0,85%	0,85%	86,70	0,40%	320	1097,20	0,30	2,58
Cto-01-03-01	Str-01	CB-01-03	10	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,03%	20	1097,20	0,02	51,63
Cto-01-03-02	Str-02	CB-01-03	30	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,08%	60	1097,20	0,05	17,21
Cto-01-03-03	Str-03	CB-01-03	50	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,26	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,20	0,09	10,33
Cto-01-03-04	Str-04	CB-01-03	70	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,20	0,12	7,38
Cto-01-03-05	Str-05	CB-01-03	90	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1094,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,20	0,15	5,74
Cto-01-03-06	Str-06	CB-01-03	110	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,55%	0,55%	56,10	0,30%	220	1097,20	0,19	4,69
Cto-01-03-07	Str-07	CB-01-03	130	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1084,54	0,70%	0,70%	66,30	0,35%	260	1097,20	0,22	3,97
Cto-01-03-08	Str-08	CB-01-03	150	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1084,37	0,85%	0,85%	76,50	0,40%	300	1097,20	0,26	3,44
Cto-01-03-09	Str-09	CB-01-03	170	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	10,00	1084,20	0,85%	0,85%	86,70	0,40%	320	1097,20	0,30	2,58
Cto-01-04-01	Str-01	CB-01-04	10	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,03%	20	1097,20	0,02	51,63
Cto-01-04-02	Str-02	CB-01-04	30	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,08%	60	1097,20	0,05	17,21
Cto-01-04-03	Str-03	CB-01-04	50	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,26	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,20	0,09	10,33
Cto-01-04-04	Str-04	CB-01-04	70	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,20	0,12	7,38
Cto-01-04-05	Str-05	CB-01-04	90	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1094,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,20	0,15	5,74
Cto-01-04-06	Str-06	CB-01-04	110	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	6,48	1094,72	0,55%	0,55%	56,10	0,30%	220	1097,20	0,19	4,69
Cto-01-04-07	Str-07	CB-01-04	130	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	7,66	1084,54	0,70%	0,70%	66,30	0,35%	260	1097,20	0,22	3,97
Cto-01-04-08	Str-08	CB-01-04	150	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	8,83	1084,37	0,85%	0,85%	76,50	0,40%	300	1097,20	0,26	3,44
Cto-01-04-09	Str-09	CB-01-04	170	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	10,00	1084,20	0,85%	0,85%	86,70	0,40%	320	1097,20	0,30	2,58
Cto-01-05-01	Str-01	CB-01-05	10	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	0,59	1096,61	0,05%	0,05%	5,10	0,03%	20	1097,20	0,02	51,63
Cto-01-05-02	Str-02	CB-01-05	30	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	1,77	1095,43	0,16%	0,16%	15,30	0,08%	60	1097,20	0,05	17,21
Cto-01-05-03	Str-03	CB-01-05	50	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	2,94	1094,26	0,27%	0,27%	25,50	0,13%	100	1097,20	0,09	10,33
Cto-01-05-04	Str-04	CB-01-05	70	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	4,12	1094,08	0,38%	0,38%	35,70	0,19%	140	1097,20	0,12	7,38
Cto-01-05-05	Str-05	CB-01-05	90	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1097	5,30	1094,90	0,48%	0,48%	45,90	0,24%	180	1097,20	0,15	5,74
Cto-01-05-06	Str-06	CB-01-05	110	DC	COBRE	0,017	10	26	1	42-2	17,32	19000,504	17,32	1										



Instalación fotovoltaica  
7,78MWp/4,99MW  
Proyecto ejecución – Chulapo

A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW\_R02

### DOCUMENTO N° 3: ANEXOS

Rev.: **Rev 02** Pág. **107** de **258**

Rev.. 02 Pag. 107 de 258

## 1.14 Resultados del cálculo del cableado de Baja Tensión (DC/AC) y media tensión (MT)

### 1.14.1 Combiner a inversor (BT-DC)

CIRCUITO	ORIGEN	FINAL	LONGITUD (m)	SISTEMA	CONDUTOR	CONDUTIVIDAD (μ)	SECCIÓN (mm²)	MÓDULOS POR STRING	Nº conductores por fase	Vmp	Imp	POTENCIA (W)	CORRIENTE (A)	TENSIÓN (V)	ΔV (V)	TENSIÓN FINAL (V)	% AV	ΔV acumulado	Pérdida Potencia (W)	% AP	Longitud de cable total (m)	U (V)	Z (Ω)	CSC (mA)
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	35	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	171,23	1097	1,41	1096,59	0,13%	0,13%	22,24	0,14%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	50	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,13%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	65	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	80	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,07	0,12%	0,17%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	95	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1095,54	0,12%	0,26%	463,95	0,27%	190	1097,00	0,01	72,38		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	110	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,00	1095,00	0,13%	0,36%	540,31	0,32%	220	1097,00	0,01	68,88		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	125	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,58	1094,45	0,13%	0,41%	613,98	0,36%	250	1097,00	0,01	60,18		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	135	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,27	1096,73	0,13%	0,13%	171,02	0,10%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	50	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	65	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,07	0,12%	0,27%	319,27	0,23%	130	1097,00	0,01	94,03		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	80	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,64	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	151,73		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	95	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1096,09	0,12%	0,27%	463,95	0,27%	190	1097,00	0,01	94,03		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	110	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,00	1095,00	0,13%	0,36%	540,31	0,32%	220	1097,00	0,01	79,18		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	125	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,58	1094,45	0,13%	0,41%	613,98	0,36%	250	1097,00	0,01	60,18		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	135	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,27	1096,73	0,13%	0,13%	171,02	0,10%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	150	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	165	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-01,0 → INV-01	CB-01,0	INV-01	180	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,09	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	35	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	200,008,544	190,55	1097	1,56	1096,44	0,14%	0,14%	256,81	0,12%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	50	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	65	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	80	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,09	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	95	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1095,54	0,12%	0,31%	466,63	0,37%	190	1097,00	0,01	79,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	110	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,00	1093,00	0,13%	0,36%	540,31	0,41%	220	1097,00	0,01	68,88		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	125	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,58	1094,45	0,13%	0,41%	613,98	0,36%	250	1097,00	0,01	60,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	135	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,27	1096,73	0,13%	0,13%	171,02	0,10%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	150	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	165	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	180	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,09	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	195	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1095,54	0,12%	0,31%	466,63	0,37%	190	1097,00	0,01	79,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	210	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,00	1093,00	0,13%	0,36%	540,31	0,41%	220	1097,00	0,01	68,88		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	225	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,58	1094,45	0,13%	0,41%	613,98	0,36%	250	1097,00	0,01	60,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	235	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,27	1096,73	0,13%	0,13%	171,02	0,10%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	250	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	265	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	280	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,09	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	295	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1095,54	0,12%	0,31%	466,63	0,37%	190	1097,00	0,01	79,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	310	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,00	1093,00	0,13%	0,36%	540,31	0,41%	220	1097,00	0,01	68,88		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	325	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	4,58	1094,45	0,13%	0,41%	613,98	0,36%	250	1097,00	0,01	60,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	340	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,27	1096,73	0,13%	0,13%	171,02	0,10%	70	1097,00	0,00	214,92		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	355	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	1,42	1096,18	0,13%	0,17%	245,59	0,14%	100	1097,00	0,01	150,45		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	370	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,36	1096,64	0,12%	0,22%	319,27	0,19%	130	1097,00	0,01	151,73		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	385	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	2,86	1096,09	0,12%	0,27%	392,27	0,23%	160	1097,00	0,01	94,03		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	400	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097	3,36	1095,54	0,12%	0,31%	466,63	0,37%	190	1097,00	0,01	79,18		
CB-02,0 → INV-02	CB-02,0	INV-02	415	DC	ALUMINIO	0,028	240	1	1	170,013,536	155,91	1097</td												

## ANEXO III: Cálculo de campos magnéticos

### 1.1 Objeto

El objeto del presente anexo es la presentación cuantitativa de los valores de campo eléctrico y campo magnético en la planta fotovoltaica.

### 1.2 Hipótesis de partida

Para prevenir los posibles efectos a corto plazo, varias agencias nacionales e internacionales han elaborado normativas de exposición a campos eléctricos y magnéticos. Actualmente la normativa internacional más extendida es la promulgada por ICNIRP (Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación No Ionizante), organismo vinculado a la Organización Mundial de la Salud.

La Unión Europea, siguiendo el consejo del Comité Científico Director, se basó en ICNIRP para elaborar la Recomendación del Consejo Europeo relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos (0 Hz a 300 GHz), 1999/519/CE, publicada en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas en julio de 1999. Su objetivo es únicamente prevenir los efectos agudos (a corto plazo) producidos por la inducción de corrientes eléctricas en el interior del organismo, puesto que no existe evidencia científica de que los campos electromagnéticos estén relacionados con enfermedad alguna.

Tras establecer diversos factores de seguridad, el Consejo de la Unión Europea recomienda como restricción básica para el público limitar la densidad de corriente eléctrica inducida a  $2 \text{ mA/m}^2$  en sitios donde pueda permanecer bastante tiempo, y calcula de forma teórica unos niveles de referencia para el campo electromagnético de 50 Hz: 5 kV/m para el campo eléctrico y 100  $\mu\text{T}$  para el campo magnético. Si el nivel de campo medido no supera este nivel de referencia se cumple la restricción básica y, por lo tanto, la Recomendación; sin embargo, si se supera el nivel de referencia entonces se debe evaluar si se supera la restricción básica. En la revisión de sus propias directrices que ICNIRP llevó a cabo en 2010, elevó el nivel de referencia para el campo magnético de 50 Hz para público en general de 100  $\mu\text{T}$  a 200  $\mu\text{T}$ .

La política a este respecto consiste en cumplir con la normativa internacional existente, no entrando a discutir los resultados de los cientos de estudios que anualmente se publican, puesto que ninguno de los organismos científicos de reconocido prestigio que se han pronunciado a este respecto en los últimos años ha considerado necesario modificar sus conclusiones a la luz de los mismos. Sin embargo, si se realiza una labor de análisis y seguimiento de los estudios científicos, las publicaciones, normativas extranjeras y novedades que sobre los campos eléctricos y magnéticos de frecuencia industrial aparecen a nivel mundial, como se refleja en los boletines e informes periódicos que se elaboran en la empresa.

Como se indicó, las líneas eléctricas aéreas de alta tensión no generan un campo magnético superior a 100  $\mu\text{T}$ , incluso en el punto más cercano a los conductores. Sin embargo, en circunstancias muy determinadas sí puede haber un campo eléctrico por encima de 5 kV/m justo debajo de los conductores de algunas líneas de 220 kV; sin embargo, el campo eléctrico es detenido por paredes y techos, por lo que sería prácticamente nulo en el interior de un inmueble.

En el interior del 'parque' de una subestación de 220 KV, es decir la zona donde está toda la aparamenta eléctrica y el paso está restringido únicamente a trabajadores, los niveles de campo eléctrico y magnético pueden llegar a ser algo superiores a los generados por las líneas. Sin embargo, disminuyen aún más rápidamente al alejarnos, por lo que fuera de la subestación, en sitios accesibles al público, serán incluso inferiores a los que generan las propias líneas eléctricas de entrada y salida.

En este caso, donde la tensión máxima que puede haber dentro del centro de transformación, centro de seccionamiento y línea de evacuación es de 20 kV (muy inferior a las líneas de alta tensión de 220 KV), cumpliendo la recomendación europea, el público no estará expuesto a campos electromagnéticos por encima de los recomendados en sitios donde pueda permanecer mucho tiempo.

### 1.3 Campos electromagnéticos en la planta fotovoltaica

***Todos los equipos adquiridos para el proyecto cumplen con las especificaciones europeas, por lo que en la Planta Solar Fotovoltaica no se esperan valores altos de campo magnético y campo eléctrico que sea perjudicial para la salud.***

***Se esperan valores máximos de 1 kV/m y 80 µT.***

## ANEXO IV: Cálculo de productividad energética

### 1.1 Metodología de cálculo y resultados

La metodología utilizada para la estimación de producción de energía está basada en un año meteorológico tipo (TMY) P50 y resumida en las siguientes etapas:

- Proceso de simulación en PVsyst.
  - o Cálculo de la energía incidente efectiva, transformación de la irradiación en el plano colector (sistema de seguimiento a un eje).
  - o Cálculo de energía en el inversor a MPP.
- Pérdidas en el sistema y ajuste de la relación de rendimiento (Performance Ratio)
- Cálculo de la producción de energía en el año cero (Resultados)

A continuación, se describe el proceso de cálculo de producción de energía en el punto de conexión para el año cero de operación de la instalación solar y la distribución mensual típica para la previsión de producción de energía anual.

La producción de energía en el punto de entrega ha sido calculada con el software especializado para instalaciones fotovoltaicas PVsyst versión 7.3.

PVsyst es una herramienta de simulación altamente sofisticada desarrollada en la Universidad de Ginebra desde 1993, siendo el software más difundido mundialmente para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y evaluación de la producción de energía de los mismos. El software PVsyst permite analizar con precisión diferentes configuraciones para los sistemas fotovoltaicos y evaluar sus resultados, a fin de poder identificar la mejor solución.

La simulación por hora realizada en PVSYST implica unas cincuenta variables, que se acumulan en las cifras mensuales. El informe de resultados de PVsyst se adjunta al final de este documento. La simulación ha ejecutado los siguientes pasos:

#### 1.1.1 Cálculo de energía incidente efectiva

El PVSYST recoge datos por hora (irradiancia global horizontal, la temperatura y la radiación difusa) y lleva a cabo el cálculo de la radiación (global, difusa y albedo) en el plano fotovoltaico, en este caso seguidor solar de un eje, PVsyst realiza este cálculo usando los ángulos solares para el intervalo de tiempo calculado en el lugar del proyecto.

A continuación, el software aplica el factor de corrección por inclinación de los módulos en cada momento.

Esto conduce a la llamada "Energía real incidente", es decir, la radiación que alcanza efectivamente la superficie de la célula fotovoltaica.

El factor de transposición (TF) es la relación entre la irradiación en el plano del módulo y la irradiación horizontal. Para ello, PVSYST ofrece dos modelos de ejecución:

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02					
	DOCUMENTO N° 3: ANEXOS	Rev.:	Rev 02	Pág.	112	de	258

- Modelo Hay, un modelo clásico y robusto que muestra buenos resultados incluso cuando el conocimiento de la radiación difusa no es bueno.
- Modelo Pérez (Pérez, Ineichen et al.), es el modelo más sofisticado que requiere buenos datos de radiación horizontales.

La transposición se calcula por separado para cada componente de la irradiación. El componente del haz implica una transformación geométrica pura (coseno), que no implica ningún supuesto físico.

Los dos modelos difieren en el tratamiento de la componente difusa:

- En el modelo Hay, la radiación difusa se divide en contribución isotrópico y "circunsolar" proporcional a la componente del haz. Por la transposición, la porción media esfera isotrópico se reduce de acuerdo con el ángulo sólido de la bóveda celeste "visto" por el plano (es decir, la fracción  $(1 + \cos i) / 2$ , donde "i" es el ángulo de inclinación). El circunsolar se transpone geométricamente como el haz componente. El modelo especifica Hay determinar la fracción circunsolar, que se elige con el índice de Claridad  $K_b$  de la componente del haz.
- El modelo de Pérez-Ineichen introduce la "banda horizonte" como una tercera componente difusa. Se divide el cielo en sectores, y parametriza la transformación de base de datos de varias mediciones locales distribuidas en todo el mundo.

El componente de albedo se evalúa de la misma manera en ambos modelos como una fracción dada (relación de albedo) del total, ponderado por la fracción de "rodaja de naranja" definida entre la horizontal y la extensión del plano inclinado, que es una fracción  $(1 - \cos i) / 2$  de media esfera.

### 1.1.2 Energía "virtual" de MPP

El software calcula la temperatura de los módulos (balance de energía entre absorbido y las pérdidas de calor) y la potencia disponible en el punto de máxima potencia MPP (es una energía "virtual", como si el sistema funcionara a la perfección, disponible en las bornas del inversor).

### 1.1.3 Energía del sistema

Los siguientes pasos de simulación dependen del sistema a estudio. Una vez que la irradiación global efectiva incidente y el punto MPP se determinan, el sistema contempla el comportamiento del inversor que es el siguiente:

- Si la energía disponible en el campo FV (EArrMPP) no alcanza el límite de entrada del inversor, el inversor considera un circuito abierto ( $I = 0$  y  $T = V_{oc}$ ).
- Si la potencia de salida del inversor es superior a su potencia nominal, su comportamiento será (de acuerdo a sus especificaciones técnicas):
  - o Limitación: el inversor busca en su curva I/V el punto correspondiente que actúe en su potencia nominal más cercana, disminuyendo la corriente de funcionamiento.
  - o Corte: las entradas del inversor se cortan, la disposición se considera en circuito abierto, la potencia es igual a cero.
- En funcionamiento normal, el inversor trabaja en el MPP por lo que su potencia de entrada es EArrMPP y la potencia de salida se calculan de acuerdo con su curva de eficiencia.

En cada caso, la pérdida de energía para un funcionamiento óptimo MPP se acumula de forma independiente, así como los valores de tensión e intensidad.

#### 1.1.4 Estimación de pérdidas y cálculo de PR

Con el fin de hacer un estudio adecuado y detallado de la previsión energética, es necesario definir las pérdidas del sistema fotovoltaico.

Las pérdidas consideradas en este estudio se aplican en la fórmula de la Producción Anual de Referencia,  $Y_r$  (Reference yield) definido como:

$$Y_r = P_{STC} \cdot \frac{IGI}{G_{STC}} \quad [\text{Ec. A30}]$$

Dónde:

- $P_{STC}$  = suma de la potencia nominal de los módulos en condiciones STC.
- $IGI$  = radiación global en el plano inclinado (plano de los módulos) sin considerar las pérdidas por sombreado interno o externo.
- $G_{STC}$  = irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>).

La producción anual de referencia equivale por tanto a la producción de energía de un sistema fotovoltaico con PR (Performance Ratio) de 100%.

La pérdida total se obtiene mediante la siguiente relación:

Producción de energía certificada=  $Y_r \cdot (1 - \text{total de pérdidas})$

En los siguientes apartados se describen los factores de pérdida considerados para el cálculo de la Producción de energía certificada.

##### 1.1.4.1 Albedo

Se corresponde con la reflectividad de las superficies circundantes y del interior de la UFV. Para este proyecto se estimó con un valor medio de reflectividad de 20% (0,20), considerando un suelo de pastos promedio (que será el recubrimiento futuro del suelo).

Este valor de albedo se considera constante durante todo el año en las simulaciones.

##### 1.1.4.2 Sombreado del panel (pérdida por radiación)

Debido a la disposición de los seguidores en la planta se producen sombras internas en los paneles. Para minimizar el sombreado entre los módulos, los seguidores deben instalarse a una distancia mínima de separación entre unos y otros.

Esta distancia se calcula normalmente utilizando un ángulo de sombra relacionada con la altura del Sol. Cuando el Sol está bajo, el ángulo de sombreado también será bajo, por lo que los módulos tendrán mayores sombreados.

En el sistema considerado, los seguidores incluyen backtracking (sistema que trabaja para la reducción de pérdidas por sombras internas).

Las pérdidas por sombreado entre paneles se calculan en PVSYST a través de simulaciones en modelos 3D, Como se muestra a continuación:

#### **1.1.4.3 Pérdidas por ángulo de reflexión y espectrales**

La reflexión angular se produce cuando la luz del sol tiene un ángulo distinto de 0° sobre la superficie de los módulos, lo que implica una pérdida de energía que puede ser determinada por la ley del Coseno (grandes pérdidas con grandes ángulos de incidencia).

Esto es debido al hecho de que la superficie de los módulos produce reflexiones que causan una pérdida en el rendimiento. Este fenómeno de reflexión aumenta con el ángulo de incidencia, Los módulos ahora utilizan un cristal anti-reflejo. Así, la cantidad de luz absorbida es mayor, aumentando así el rendimiento de los módulos.

Los reflejos espectrales de los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos, lo que significa que la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación en el tiempo y el espectro solar normalizado en relación con el espectro solar puede afectar a la respuesta de las células fotovoltaicas que resultan en ganancia o pérdida de energía.

La potencia nominal y la irradiancia del panel fotovoltaico en condiciones estándar de medida STC (25 °C y 1000 W/m<sup>2</sup>) implican una incidencia espectral estándar (AM1,5) durante el período de operación.

#### **1.1.4.4 Pérdidas por suciedad**

La deposición de suciedad y polvo sobre la superficie de los módulos provoca la disminución de generación de energía. Para un mismo grado de suciedad, la pérdida de energía es mayor cuando los rayos de sol inciden con respecto a la inclinación del panel que cuando caen perpendicularmente.

La influencia de la suciedad en los módulos depende de varios factores. Además de los efectos de inclinación del módulo y del clima, las condiciones del lugar o cercanías de la planta son muy importantes para estimar el factor de suciedad.

Para un mejor rendimiento, los módulos deben ser limpiados con regularidad, teniendo en cuenta la información del cliente y los métodos de limpieza, se ha adoptado para este informe, un factor de pérdidas por suciedad del 2%.

#### **1.1.4.5 Pérdidas del módulo**

Las pérdidas del módulo vienen marcadas por el fabricante del mismo, PVSYST utiliza los datos incluidos en el archivo de simulación del panel provisto por el fabricante de los mismos. Todos los módulos tienen un rendimiento variable en términos de producción de energía para los diferentes niveles de radiación.

#### **1.1.4.6 Pérdidas por nivel de radiación**

Los módulos de silicio cristalino suelen perder eficacia cuando se reduce intensidad de la luz que reciben. Es decir, cuando la radiación es inferior a 1000 W/m<sup>2</sup>, la eficiencia del módulo se reduce de acuerdo a los valores de la hoja de datos del panel. Estas pérdidas se calculan mediante el modelo de simulación PVSYST de los módulos elegidos.

#### 1.1.4.7 Pérdidas por temperatura

La corriente suministrada por las células solares es relativamente estable a altas temperaturas, en cambio, a altas temperaturas la tensión se reduce. Esto lleva a una pérdida de energía debido al aumento de temperatura de la célula.

Para determinar la temperatura real en cada momento de las células PVSYST utiliza una ecuación con dos parámetros térmicos:  $U_c$  y  $U_v$ .

Cuando no hay un estudio de viento disponible PVSYST recomienda usar  $U_c = 29$  y  $U_v = 0$  para módulos montados al aire, con el fin de hacer frente a la incertidumbre de la velocidad del viento. Estos valores han sido obtenidos mediante un gran número de ensayos realizados por los proveedores del software específico.

#### 1.1.4.8 Pérdidas eléctricas en strings debidas al sombreado

La versión 7 del PVSyst incluye la posibilidad de calcular las pérdidas debido al efecto de sombreado en las pérdidas eléctricas. Estas pérdidas son debido a la diferencia de corriente en cada string, de modo que la corriente en cada célula limita la corriente superior de la célula dentro de un mismo string.

Para la simulación, estas pérdidas se consideran del 0% puesto que la estrategia de backtracking de los seguidores impide que haya sombras directas sobre los paneles.

#### 1.1.4.9 Pérdidas por la calidad de los módulos

Los módulos fotovoltaicos obtenidos en procesos de fabricación industrial no son todos iguales, su potencia nominal en STC tiene cierta dispersión (por lo general una dispersión tipo Gauss).

Los fabricantes de los módulos aseguran que la potencia de pico del módulo es de entre  $\pm 3\%$  a  $\pm 10\%$  de lo que marca la ficha técnica. De acuerdo con las especificaciones técnicas de los módulos de este proyecto, la cantidad mínima y máxima potencia a entregar por el que puede variar de 0 a  $\pm 5$  Wp.

Tomando un escenario conservador para el uso de este valor en el cálculo de generación de energía se decide tomar la ganancia de calidad módulo correspondiente a 0,4%.

#### 1.1.4.10 LID (Degradación inducida por la luz)

El LID es una pérdida de rendimiento que surge en las primeras horas de exposición al sol de los módulos cristalinos. Puede afectar al rendimiento real en relación con los datos finales de las pruebas de flash en las fábricas de módulos fotovoltaicos.

#### 1.1.4.11 Pérdidas por mismatch

Estas pérdidas están relacionadas con el hecho de que las células y/o módulos que componen el sistema fotovoltaico no son idénticas, y sus parámetros eléctricos varían, de modo que no todos pueden trabajar simultáneamente en el punto de máxima potencia.

La tolerancia de potencia del módulo establecida por la hoja de datos está entre 0 a  $\pm 5$  Wp.

Los factores eléctricos directamente relacionados con la potencia, tensión e intensidad también tienen ciertas tolerancias. Esto significa que dos módulos con una misma potencia máxima medida pueden tener diferentes valores de voltaje y corriente. Sin embargo, el inversor sólo se puede ajustar a una tensión, lo que ya pone compromiso todos los módulos conectados a él. En un string, el módulo con menor corriente

limita la corriente total del string, limitando también la potencia de ese string. La diferencia entre la suma de las potencias de todos los módulos con respecto a la potencia individual de los módulos en el punto de máxima potencia es lo que se conoce como la pérdida de incompatibilidad o "mismatch".

Para este informe, las pérdidas "mismatch" son evaluadas por una distribución de Gauss.

#### 1.1.4.12 *Estimación de la degradación*

La garantía del fabricante del módulo fija una degradación lineal anual. Sobre la base de la distribución normal de los paneles instalados en la planta, la degradación anual media considerada en este informe fue de 0,0% por simularse el año natural cero. Para los respectivos años sucesivos de operación del parque la degradación será de 0.5% / año.

#### 1.1.4.13 *Pérdidas en el cableado CC*

La pérdida de potencia en el cableado de CC debe calcularse teniendo en cuenta las secciones y la longitud del cable y la tensión considerada para la planta fotovoltaica en condiciones de prueba estándar.

#### 1.1.4.14 *Pérdidas en el inversor*

Las siguientes pérdidas tienen que ser consideradas en relación con el funcionamiento de los inversores de los paneles fotovoltaicos:

- Pérdidas asociadas con el punto de potencia máxima (MPPT) del generador fotovoltaico:
  - o Pérdidas debidas a la superación de la potencia nominal del inversor;
  - o Pérdidas debidas al umbral de potencia;
  - o Pérdidas debidas a la superación de la tensión nominal del inversor;
  - o Pérdidas debidas al umbral de tensión.
- Pérdidas por conversión eléctrica DC/AC.

El inversor funciona directamente conectado al generador y cuenta con un dispositivo electrónico para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico (que varía dependiendo de las condiciones ambientales, de irradiación y temperatura).

El inversor puede ser caracterizado por el punto de máxima potencia de la curva de rendimiento, que se define como la relación de la energía producida con respecto a la cantidad máxima que podría ocurrir en el caso de un seguimiento perfecto.

Las pérdidas debidas a la superación de la potencia y/o de la tensión nominal del inversor, o de alcance del umbral de potencia y/o de la tensión, dependerá de la irradiación efectiva global incidente, del dimensionamiento del generador fotovoltaico y del comportamiento del inversor en MPP, como se ha explicado anteriormente.

La eficiencia del inversor en ciertos niveles de potencias y tensiones de entrada es modelada de acuerdo con la información proporcionada por el fabricante. Los cálculos de eficiencia del inversor realizados en el software PVSYST tienen en cuenta el autoconsumo del propio dispositivo.

El modelo de simulación de PVSYST interpola la eficiencia para cada hora del año de acuerdo con el nivel real de potencia y la tensión. Para el análisis del rendimiento, se supone que el inversor es capaz de evitar desconectarse debido a los excesos de temperatura.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución – Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02				
	DOCUMENTO Nº 3: ANEXOS	Rev.:	Rev 02	Pág.	117	de 258

Las pérdidas asociadas con la potencia nominal del inversor están directamente relacionadas con la proporción de CC/AC consideradas. Al aumentar la relación CC/AC, la generación de energía se maximiza, pero algunas pérdidas deben ser consideradas.

Las pérdidas medias debido a la sobrecarga del inversor obtenidas en la simulación alcanzaron un valor de 0,0%. El umbral de potencia es la potencia mínima de entrada necesaria para operar. Las pérdidas asociadas con el límite de potencia del inversor serán del 0,0%.

#### **1.1.4.15 *Cableado BT CA y pérdidas en el transformador***

Las pérdidas eléctricas por el cableado de BT en AC se han calculado teniendo en cuenta la caída de tensión debido a la sección del cable, la longitud condiciones de prueba estándares.

Las pérdidas de las conexiones en baja tensión entre el inversor y el transformador de media tensión dentro del centro de transformación, se considerarán despreciables.

Las pérdidas del transformador de media tensión son simuladas de acuerdo con la suposición de pérdidas constantes en el hierro y pérdidas resistivas e inductivas de corriente.

#### **1.1.4.16 *Pérdidas en los cableados de AC de MT***

Los cables de MT comienzan en las celdas de media tensión de cada centro de transformación y van hasta el OCR que conecta la planta con la red de MT del distribuidor.

Las pérdidas medias anuales asumidas en la red de media tensión sobre las condiciones de la instalación son del 0,5% de acuerdo con las estimaciones de pérdidas de energía para líneas de MT de instalaciones solares similares.

#### **1.1.4.17 *Pérdidas por consumo interno de la planta***

En los sistemas de seguridad, control, iluminación de salas técnicas o de personal de operación de la planta fotovoltaica, se consume una cierta cantidad de energía. Además, en las plantas fotovoltaicas que utilizan seguidores solares, estos necesitan de una alimentación para su accionamiento y control.

	Instalación fotovoltaica 7,78MWp/4,99MW Proyecto ejecución - Chulapo	A23347-MT-PSFV Chulapo 4,99MW_R02				
	DOCUMENTO N° 3: ANEXOS	Rev.:	Rev 02	Pág.	118	de 258

## 1.2 Simulación PVsyst



PVsyst V8.0.6

**PVsyst - Simulation report**

Grid-Connected System

Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW

Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST

Tracking system with backtracking

System power: 7782 kWp

Paracuellos de Jarama - Spain

ARCONI SOLUTIONS  
ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)  
Edgar Neville 5 - 3ºA  
MADRID / 28020  
SPAIN





Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW



Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST

PVsyst V8.0.6  
VC0, Simulation date:  
07/02/26 14:16  
with V8.0.6

ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)

Project summary			
Geographical Site	Situation	Project settings	
Paracuellos de Jarama	Latitude 40.62 °N	Albedo 0.20	
España	Longitude -3.53 °W		
	Altitude 668 m		
	Time zone UTC+1		
Weather data			
Paracuellos de Jarama			
PVGIS api TMY			

System summary			
Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		
Orientation #1	Near Shadings	User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)	
Axis azimuth 0 °			
Phi min / max. +/- 66 °			
Diffuse shading central tracker			
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
System information			
PV Array	Inverters		
Nb. of modules 10660 units	Nb. of units 16 units		
Pnom total 7782 kWp	Pnom total 6600 kWac		
	Grid power limit 5260 kWac		
	Grid lim. Pnom ratio 1.482		

Results summary				
Produced Energy 14666 MWh/year	Specific production 1883 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR		83.66 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P60 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



PVsyst V8.0.6  
VCO, Simulation date:  
07/02/26 14:16  
with V8.0.6

Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW  
Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST



ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)

General parameters			
Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
Orientation #1			Models used
Tracking plane, horizontal N-S axis		Transposition	Perez
Axis azimuth	0 °	Diffuse	Imported
Phi min / max.	-/+ 66 °	Circumsolar	separate
Diffuse shading	central tracker		
Tracking algorithm			
Astronomic calculation			
Backtracking activated			
Horizon			
Average Height	2.3 °	Near Shadings	User's needs
Bifacial system definition		Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Orientation #1			Grid power limitation
Bifacial system			Active power 5260 kWac
Model	Unlimited Trackers 2D model		Pnom ratio 1.482
Bifacial model geometry			
Tracker Spacing	11.00 m		
Tracker width	4.79 m		
GCR	43.6 %		
Axis height above ground	2.10 m		
Nb. of sheds	410 units		
Bifacial model definitions			
Ground albedo	0.30		
Bifaciality factor	86 %		
Rear shading factor	6.0 %		
Rear mismatch loss	10.0 %		
Shed transparent fraction	0.0 %		

#### PV Array Characteristics

PV module	Risen Energy Co., Ltd	Inverter	
Manufacturer		Manufacturer	Sungrow
Model	RSM132-8-730BHDG	Model	SG360-HX
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	730 Wp	Unit Nom. Power	360 kWac
Number of PV modules	10660 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	7782 kWp	Total power	6600 kWac
Modules	410 string x 26 In series	Operating voltage	500-1450 V
At operating cond. (60°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.39
Pmpp	7325 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	1018 V		
I mpp	7192 A		



PVsyst V8.0.6  
VCO, Simulation date:  
07/02/26 14:16  
with V8.0.6

Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW  
Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST

ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)



**PV Array Characteristics**

Total PV power	7782 kWp	Total inverter power	6600 kWac
Nominal (STC)		Total power	
Total	10660 modules	Number of inverters	16 units
Module area	33114 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.39

**Array losses**

Array Soiling Losses	Loss Fraction	1.0 %	Thermal Loss factor	Module temperature according to irradiance	DC wiring losses				
			Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Global array res.				
			Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Loss Fraction				
Module Quality Loss	Loss Fraction	-0.8 %	Module mismatch losses	1.0 % at MPP	Strings Mismatch loss				
			Loss Fraction		Loss Fraction				
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): User defined profile								
	0°	20°	40°	60°	70°	76°	80°	86°	90°
	1.000	1.000	1.000	1.000	0.994	0.978	0.947	0.864	0.000

**System losses**

Auxiliaries loss	Proportional to Power	1.0 W/kW
	0.0 kW from Power thresh.	
Night aux. cons.		3.00 kW

**AC wiring losses**

Inv. output line up to MV transfo	800 Vac tri
Inverter voltage	
Loss Fraction	1.68 % at STC
Inverter: SG360-HX	
Wire section (16 Inv.)	Alu 16 x 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Average wires length	200 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	20 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 240 mm <sup>2</sup>
Length	300 m
Loss Fraction	0.03 % at STC

**AC losses in transformers**

MV transfo	20 kV	Operating losses at STC (full system)
Medium voltage		Nb. identical MV transfos
One transfo parameters		3
Nominal power at STC	2.67 MVA	Nominal power at STC
Iron Loss (night disconnect)	1.87 kVA	Iron loss (night disconnect)
Iron loss fraction	0.07 % at STC	Copper loss
Copper loss	36.47 kVA	7.72 MVA
Copper loss fraction	1.38 % at STC	6.60 kVA
Coils equivalent resistance	3 x 3.43 mΩ	106.41 kVA

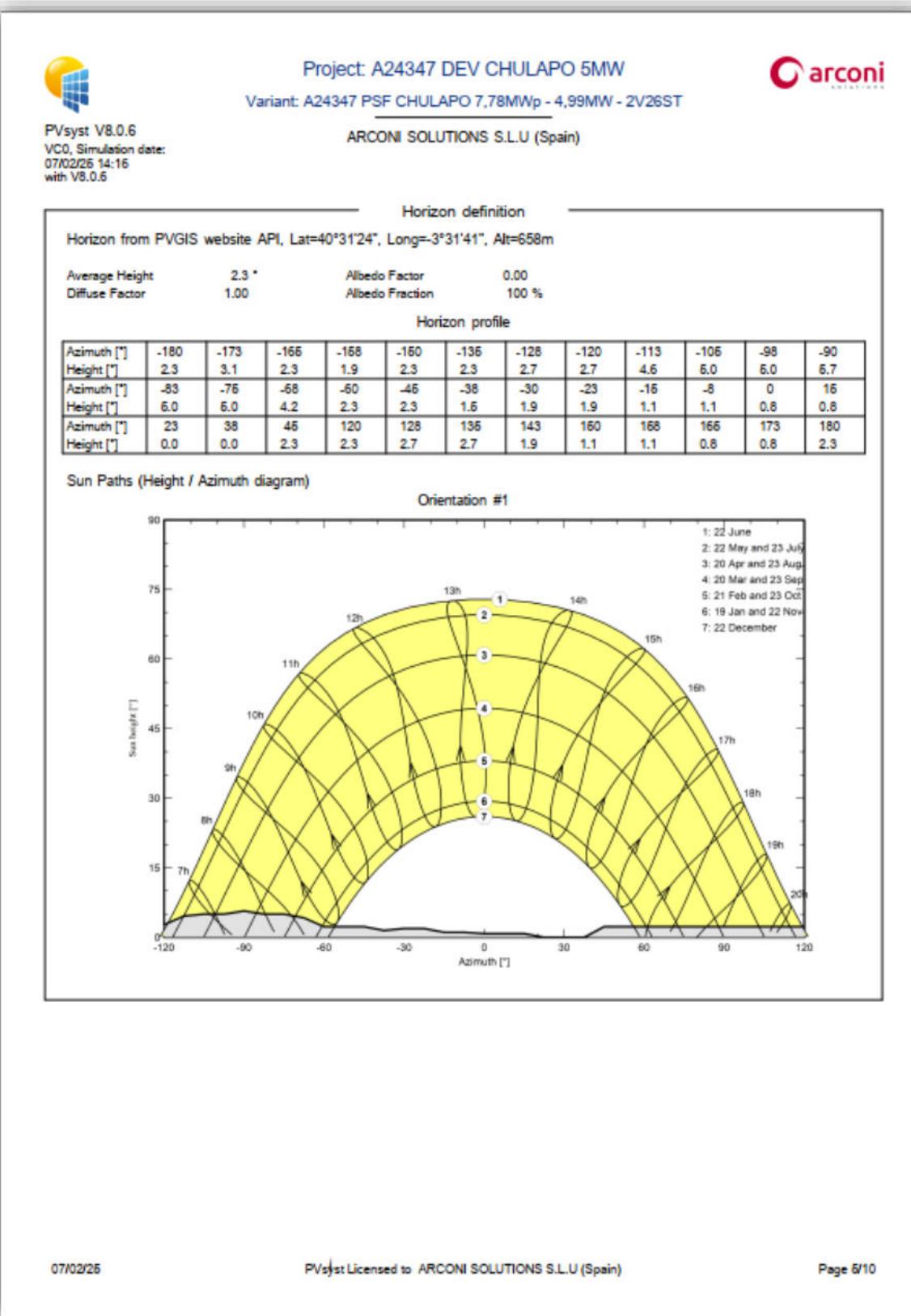
07/02/26

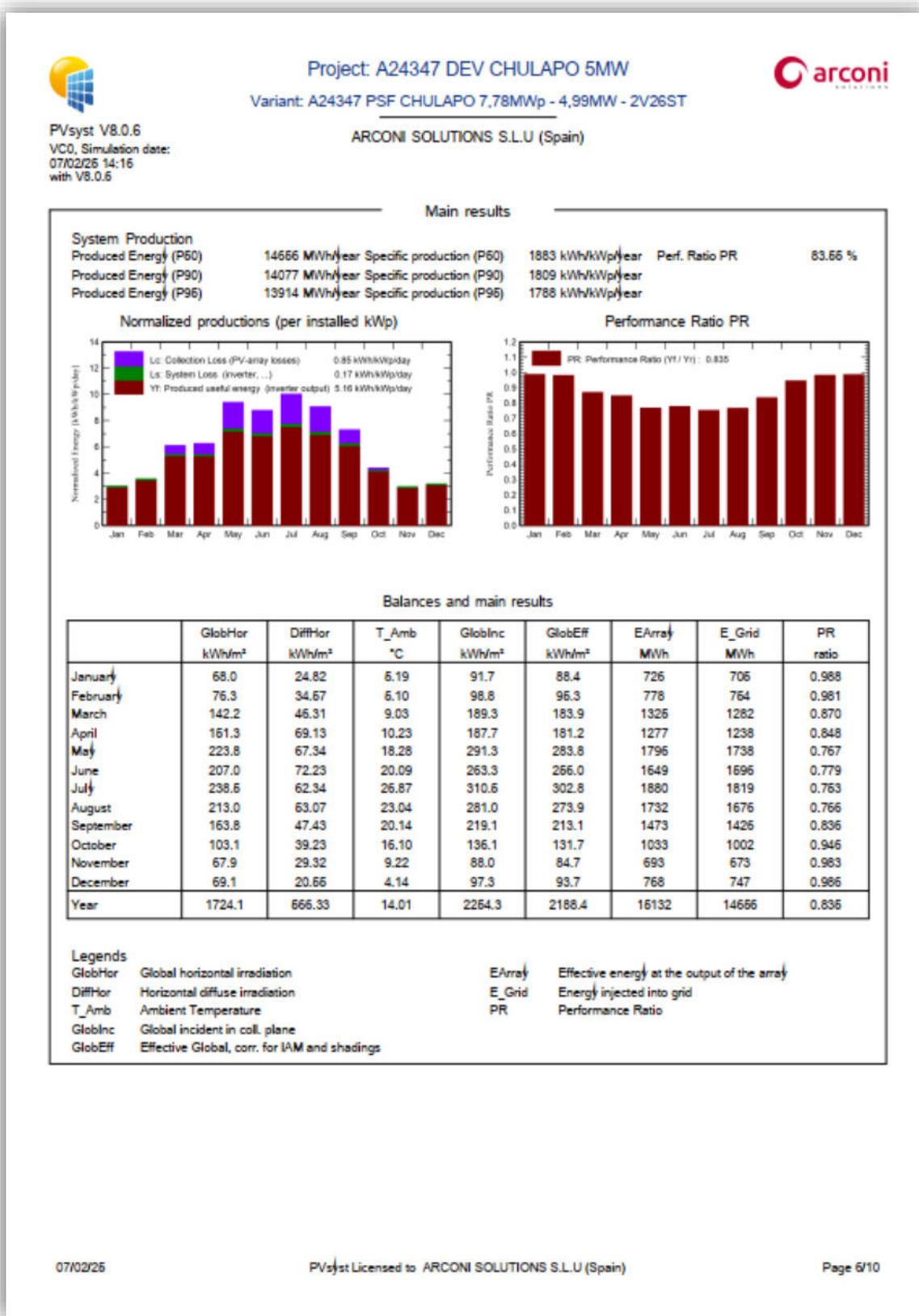
PVsyst Licensed to: ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)

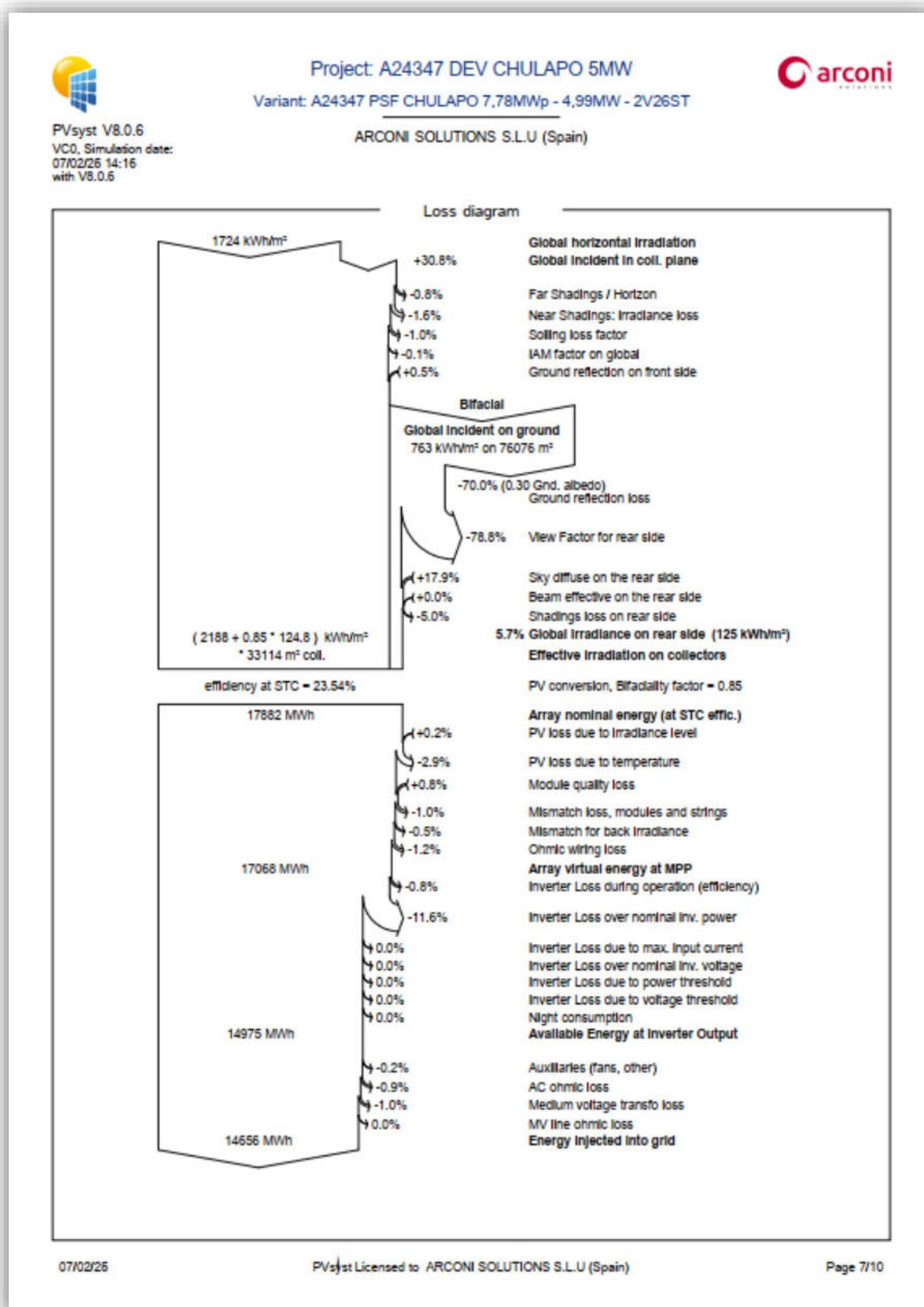
Page 4/10

Documento Confidencial © 2025 Arconi Solutions

Pag 121









Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW



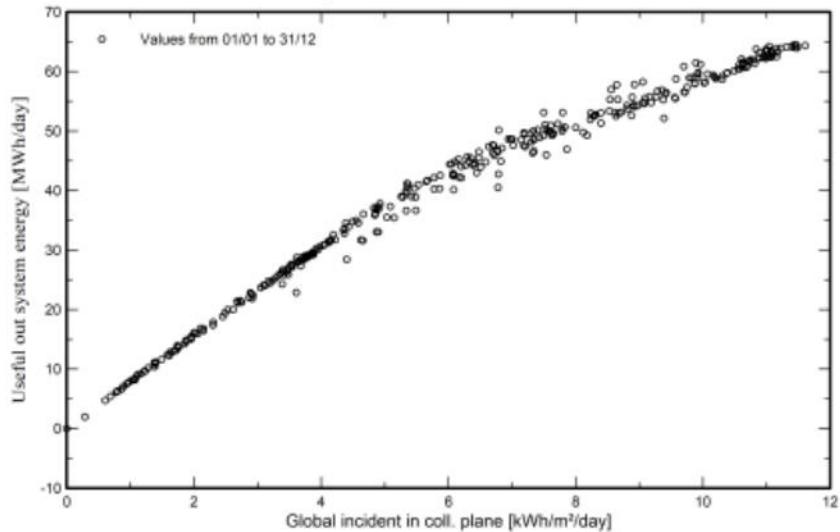
Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST

ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)

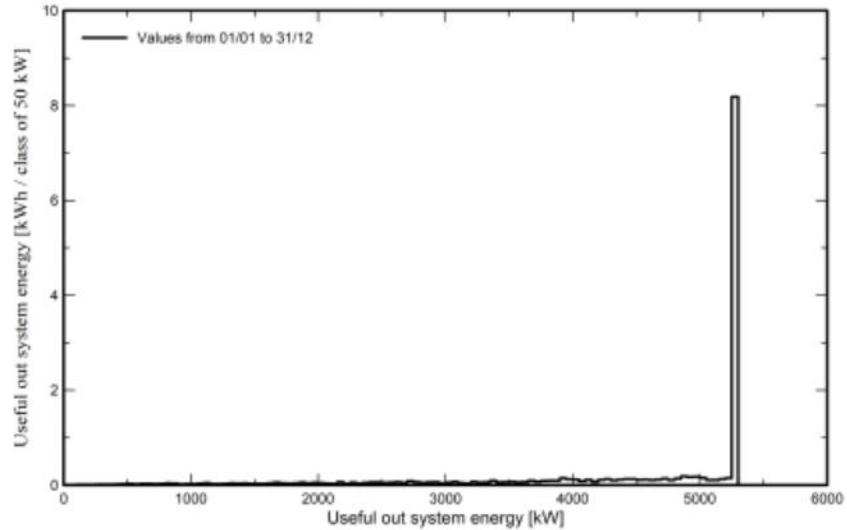
PVsyst V8.0.6  
VC0, Simulation date:  
07/02/26 14:16  
with V8.0.6

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



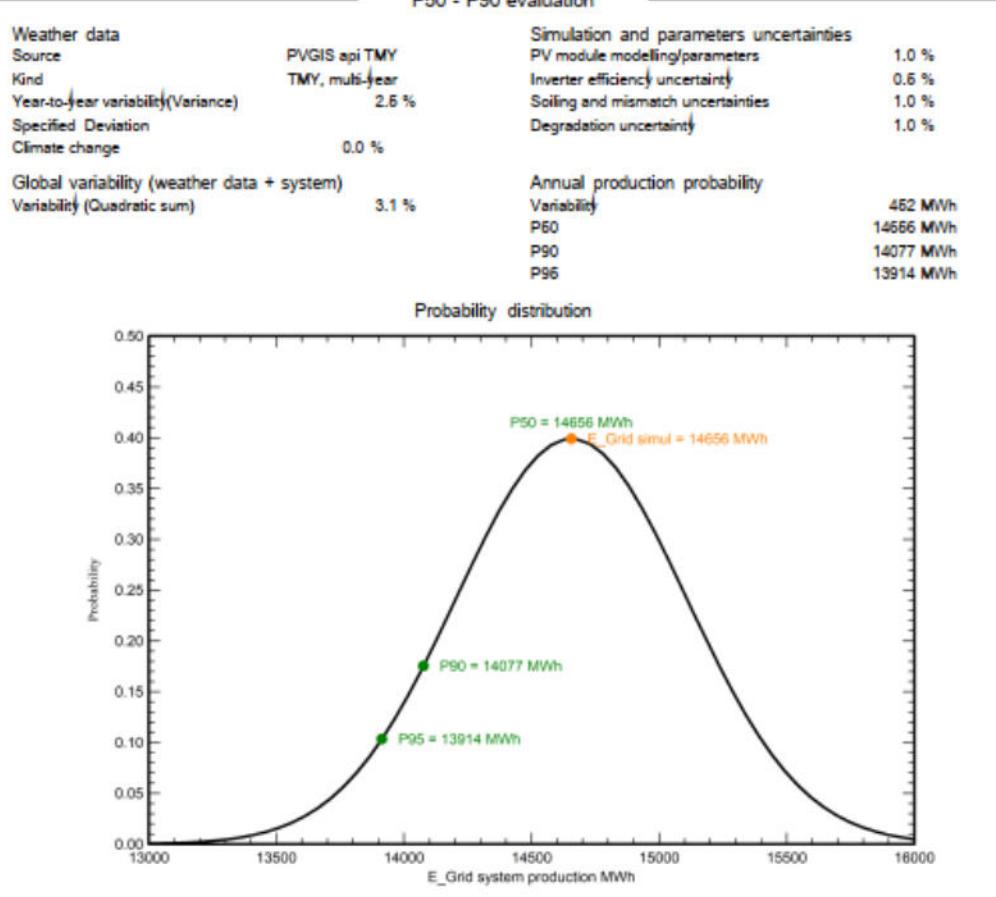


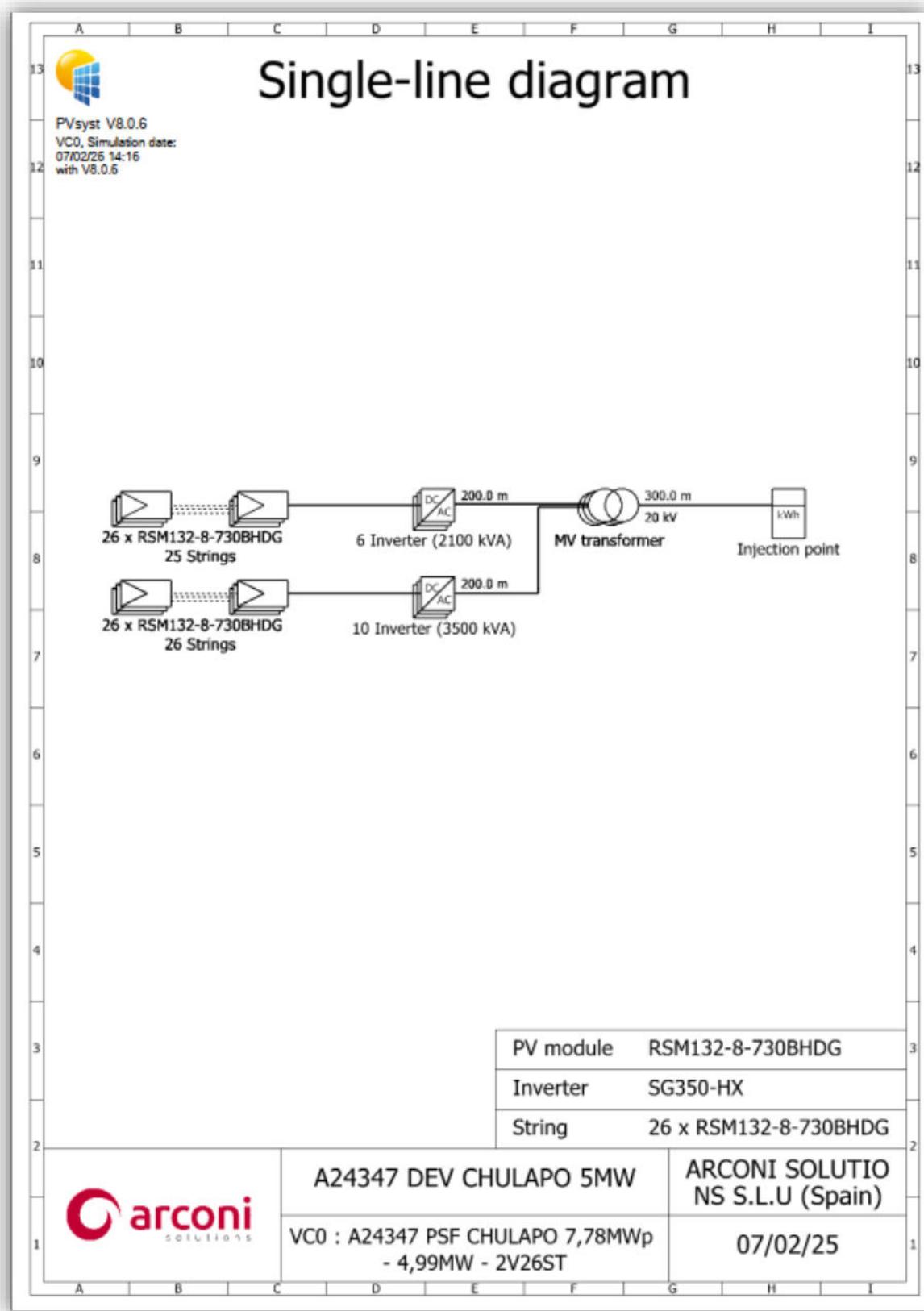
PVsyst V8.0.6  
VC0, Simulation date:  
07/02/26 14:16  
with V8.0.6

Project: A24347 DEV CHULAPO 5MW

Variant: A24347 PSF CHULAPO 7,78MWp - 4,99MW - 2V26ST

ARCONI SOLUTIONS S.L.U (Spain)





## ANEXO V: Ficha técnica del módulo fotovoltaico



The module picture is for reference only.

**risen**  
Hyper-ion Pro

Heterojunction Hyper-ion Series  
Bifacial Module

**RSM132-8-720-740BHDG**

**Hyper-link Interconnection**  
Patented Technology

**720-740 Wp**  
Power Output Range

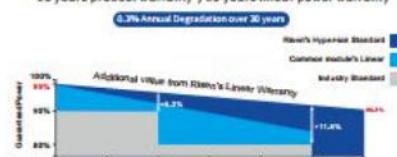
**23.8%**  
Higher Efficiency

**0~+3%**  
Positive Power Tolerance

**No B-O caused LID** **Ultra-high bifacial factor** **Ultra-high power generation, ultra-low carbon emission**

**Most stable power temperature coefficient** **Lead technology of metallization process** **Excellent anti-LID & anti-PID performance**

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**  
15 years product warranty / 30 years linear power warranty  
0.7% Annual Degradation over 30 years



Risen's Hyperion Standard      Common module Linear      Industry Standard

Additional value from Risen's Linear Warranty

\*Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd