Universidad de Valladolid

Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía

Campus de Soria

GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TITULO: DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

~~~~~~~

AUTOR: JAVIER BOTIJA RUIZ

DEPARTAMENTO: INGENIERÍA AGRARIA Y FORESTAL

TUTOR/ES: LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO

SORIA, 18 DE JULIO DE 2019
~~~~~~~

AUTORIZACIÓN del TUTOR del TRABAJO FIN DE GRADO

D. Luis Hernández Callejo

profesor del departamento de Ingeniería Agraria y Energética

como Tutor del TFG titulado "DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA"

presentado por el alumno D. Javier Botija Ruiz

da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que el alumno ha presentado un Trabajo de Fin de Grado de mucha calidad y ha realizado las fases del mismo con destreza técnica en la materia.

Soria, 18 de Julio de 2019

El Tutor del TFG,

Fdo.: .....

RESUMEN EJECUTIVO

TÍTULO: Diseño e instalación de una planta solar fotovoltaica de 5,5 MW conectada a red eléctrica.

DEPARTAMENTO: Ingeniería Agraria Y Forestal

TUTOR: Luis Hernández Callejo

COTUTOR: Víctor Alonso Gómez

Este TFG tratará sobre una instalación fotovoltaica conectada a red de 5,5 MW.

Dicha instalación se encontrará localizada en la provincia de Soria, en el término de El Burgo de Osma. Constará de un total de 19712 módulos fotovoltaicos de potencia 330W, los cuales formarán strings de 28 paneles conectados en serie. Las 44 cajas de combinación a las que irán las series, irán conectadas a dos inversores centrales de 2750 kW, que a su vez estarán conectados a un transformador central de 5500 kW.

La salida del transformador central, tras pasar por los elementos de seguridad necesarios, estará unida con una red aérea existente de la zona paralela a la instalación, donde se inyectarán los 5,5MW generados en el campo fotovoltaico.

Se ha optado por el desarrollo de esta tecnología renovable para poder estudiar y demostrar el aumento de rentabilidad que ha sufrido este sector en los últimos años, comprobando la viabilidad de la inversión de las plantas fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica en la actualidad.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO..... 3

1. DOCUMENTO Nº1: MEMORIA 13

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....15

1.1. OBJETO DEL PROYECTO.....15

1.2. LOCALIZACIÓN.....15

1.3. PROMOTOR DEL PROYECTO 17

1.4. LEGISLACIÓN APLICABLE AL PROYECTO.....17

2. NECESIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 18

2.1. ASPECTOS POSITIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....18

2.2. ORIGEN DE LAS EMISIONES DE GEI.....18

3. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....20

3.1. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MUNDIAL 20

3.1.1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 20

3.1.2. RELACIÓN POTENCIAL TÉCNICO DE EERR – CONSUMO MUNDIAL ENERGÉTICO.....20

3.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 21

3.2.1. EMISIONES DEBIDO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.....21

3.2.2. CONSUMO DE ENERGÍA EN ESPAÑA.....21

3.3.3. INTERCAMBIOS DE ENERGÍA – COMPRA DE GWH.....21

3.3.4. PRECIO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA 22

3.3.5. ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA Y SU COMPARACIÓN CON LAS ENERGÍAS FÓSILES 22

3.3.6. COMPARATIVA DE GENERACIÓN DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA.....22

4. FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA 25

4.1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 25

4.2. ELEMENTOS CONSTITUYENTES.....26

4.3. FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA 26

4.4. DOPADO DEL SILICIO.....26

4.5. PERO ENTONCES QUÉ IMPORTANCIA / FINALIDAD TIENE AQUÍ LA LUZ SOLAR.....28

5. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS: DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES Y EQUIPOS 29
5.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 30
5.2. ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS 34
5.3. CAJAS DE COMBINACIÓN 35
5.4. CENTRO DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN – POWER STATION 37
5.5. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 42
5.6. LÍNEA AÉREA MT 43
5.7. CABLEADO DE INTERCONEXIÓN 44
5.8. ARQUETAS 48
5.9. PUESTA A TIERRA 52
5.9.1. PUESTA A TIERRA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO = PUESTA A TIERRA 1 52
5.9.2. PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN = PUESTA A TIERRA 2 53
5.9.3. PUESTA A TIERRA DE SERVICIOS AUXILIARES = TIERRA 3 54
5.10. VELETA Y ANEMÓMETRO 55
5.11. PIRANÓMETROS 56
5.12. CENTRO DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL 58
5.13. CAMINO 61
5.14. VALLADO DE LA INSTALACIÓN 63
5.14.1. CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA 63
5.14.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES 64
5.14.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS PUERTAS 65
5.15. CÁMARAS DE SEGURIDAD 66
6. FASES DEL PROCESO DE LA INSTALACIÓN. DIAGRAMA DE GANTT 67
6.1. CONDICIONES GENERALES PREVIAS AL INICIO DE LA INSTALACION 67
6.2. PERSONAL 67
6.3. EDIFICIOS DE LA INSTALACIÓN 68
A. EDIFICIOS DURANTE LA OBRA 68
B. EDIFICIOS DURANTE LA VIDA ÚTIL DE LA INSTALACIÓN 68
6.4. FASES DE PROCESO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE 69
A. LIMPIEZA Y PREPARACIÓN DEL TERRENO. 69
7. PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN 76
7.1. VERIFICACIÓN POR EXAMEN 77
7.2. VERIFICACIÓN MEDIANTE TOMA Y ESTUDIO DE MEDIDAS 77
8. FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN 79

9. MANTENIMIENTO 81
9.1. INTRODUCCIÓN 81
9.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO 81
9.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO 87
10. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIAD DE LA INVERSIÓN 88
11. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL 90
11.1. IMPACTO AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN Y SU OPERACIÓN 90
11.2. IMPACTO AMBIENTAL DURANTE EL PROCESO DE FABRICACIÓN..91
11.3. IMPACTO AMBIENTAL EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA.....92
11.4. IMPACTO AMBIENTAL EN LA FASE DE EXPLOTACIÓN DE LA PLANTA.....92
11.5. RECICLAJE Y DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO.....94

I. ANEJO I: ESTUDIO CLIMÁTICO.....95
1. INTRODUCCIÓN.....97
2. RADICACIÓN MEDIA DEL LUGAR.....97
2.1. COMPARATIVA DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA EN LAS CAPITALES DE PROVINICA.....98
2.2. ÍNDICE DE NUBOSIDAD.....99
2.3. IRRADIACIÓN SOLAR SOBRE EL PLANO HORIZONTAL 100
2.4. HORA SOLAR PICO. RELACIÓN RADIACIÓN SOLAR – PRODUCCIÓN DE LA CÉLULA 101
3. TEMPERATURAS.....102
3.1. MÁXIMAS Y MÍNIMAS REGISTRADAS.....102
3.2. DATOS PROMEDIO 102
3.3. RELACIÓN RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA 103
4. PRECIPITACIONES.....104
4.1. PRECIPITACIÓN DE LLUVIA MENSUAL PROMEDIO.....104
5. VIENTOS.....105
5.1. VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO 105
6. CONCLUSIONES.....106

II. ANEJO II: MEMORIA DE COMPONENTES Y EQUIPOS 107

1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN 109

2. MOVIMIENTOS DEL SOL Y DIAGRAMAS DE SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE PANELES.....111

2.1. INTRODUCCIÓN. ESTUDIO DE LAS SOMBRAS EN LA INSTALACIÓN 111

2.2. DISTANCIA DESDE EL FINAL DEL 1ER PANEL HASTA EL PRINCIPIO DEL SEGUNDO PANEL (D1) 113

2.3. DISTANCIA ENTRE EL PRINCIPIO DEL 1ER PANEL HASTA EL PRINCIPIO DEL 2º PANEL (D2).....115

3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....116

3.1. ELECCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO 116

3.2. ELECCIÓN DEL INVERSOR 117

3.3. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN CADA SERIE 118

3.4. CALCULO DEL NÚMERO DE SERIES.....120

4. ELECCIÓN DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN 123

4.1. INTRODUCCIÓN 123

4.2. CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LAS SECCIONES EN BAJA TENSIÓN.....125

4.2.1. EXPLICACIÓN DE LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LAS SECCIONES.....125

4.2.2. RESOLUCIÓN DE LOS CRITERIOS Y CÁLCULO DE LAS SECCIONES 132

4.3. RESOLUCIÓN DE LOS CRITERIOS Y CÁLCULO DE LAS SECCIONES EN MEDIA TENSIÓN.....166

5.3.1. EXPLICACIÓN DE LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LAS SECCIONES.....166

4.3.2. RESOLUCIÓN DE LOS CRITERIOS Y CÁLCULO DE LAS SECCIONES 175

5. PUESTA A TIERRA 182

6. CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES.....194

6.1. CÁLCULOS DE LAS CARGAS A SOPORTAR POR LAS CIMENTACIONES 194

6.1.1. EFECTO DEL PESO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE Y LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....194

6.1.2. EFECTO DEL VIENTO SOBRE LA INSTALACIÓN.....195

6.1.3. VALORES TOTALES CALCULADOS SOBRE LA ESTRUCTURA SOPORTE.....199

6.2. CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES 200

III. ANEJO III: MEMORIA DE COMPONENTES Y EQUIPOS 203
1. INTRODUCCIÓN.....205
2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....205
2.1. FUNCIÓN PRINCIPAL DE LOS MÓDULOS 205
2.2. COMPONENTES DE LOS MÓDULOS 205
3. ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS.....209
4. CAJAS DE COMBINACIÓN DE LOS STRINGS 210
5. CENTRO DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN – POWER STATION 211
5.1. INVERSOR 213
5.2. TRANSFORMADOR 215
5.3. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.....216
6. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 217
7. LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN 218
7.1. LUGAR DE CONEXIÓN DE LA RED GENERADA 218
7.2. TIPO DE APOYOS Y CONFIGURACIÓN ELEGIDA 219
8. CABLEADO DE INTERCONEXIÓN 220
9. ARQUETAS 228
10. PUESTA A TIERRA 231
10.1. GENERALIDADES.....231
10.2. COMPONENTES QUE CONFORMAN LA PUESTA A TIERRA.....231
10.3. TIPOS DE PUESTAS A TIERRA DEL SISTEMA 234
10.3.1. PUESTAS A TIERRA 1 Y 2 = PUESTA A TIERRA IT.....234
10.3.2. PUESTA A TIERRA 3 = PUESTA A TIERRA TN-S 235
11. VELETA Y ANEMÓMETRO 236
12. PIRANÓMETROS 237
13. CENTRO DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL.....238
14. VALLADO 248
14.1. SEÑALIZACIÓN EN EL VALLADO 248
14.2. CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA.....248
14.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES 250
14.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS PUERTAS 252
15. CÁMARAS DE SEGURIDAD 253
16. SISTEMAS Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....254

IV. ANEJO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DELA INSTALACIÓN 257
1. INGRESOS POR LA VENTA DE LA ENERGÍA GENERADA.....259
1.1. ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR LA INSTALACIÓN 259
1.1.1. ENERGÍA GENERADA SEGÚN EL PROGRAMA PVGIS 260
1.1.2. ENERGÍA GENERADA SEGÚN EL PROGRAMA PVSYST 261
1.2. INGRESOS POR LA VENTA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA 265
2. ESTUDIO DE LOS GASTOS O PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN 267
3. ESTUDIO DE LA INVERSIÓN: TR, VAN Y TIR 268
4. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: PAYBACK. 270
4.1. ESTUDIO DEL PAYBACK SIN PRÉSTAMO FINANCIERO 270
4.2. ESTUDIO DEL PAYBACK CON PRÉSTAMO FINANCIERO 272

V. ANEJO V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD 275
1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD 277
2. NORMATIVA APLICABLE.....277
3. ANTECEDENTES DE LA INSTALACIÓN.....278
4. OBLIGACIONES EN LA INSTALACIÓN 278
5. DOCUMENTACIÓN NECESARIA.....279
6. ANÁLISIS DE RIESGOS Y SU PREVENCIÓN 280
6.1. RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS GENERALES 280
6.1.1. RIESGOS GENERALES 280
6.1.2. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER GENERAL 280
6.2. RIESGOS ESPECÍFICOS.....285
6.2.1. OBRA CIVIL 285
6.2.2. RIESGOS EN TAREAS 286
6.2.3. RIESGOS EN MAQUINARIA.....293
6.2.4. RIESGOS EN HERRAMIENTAS MANUALES.....298
6.3. ASISTENCIA A ACCIDENTADOS 298

2. DOCUMENTO Nº2 - PLANOS.....299

3. DOCUMENTO Nº3 – PLIEGO DE CONDICIONES 311
1. OBJETO DEL PLIEGO 313
2. CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES 313
2.1. ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS.....313
2.2. DISEÑO 314

2.3. COMPONENTES Y MATERIALES 315
1. GENERALIDADES 315
2. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAÍCOS 315
3. ESTRUCTURA SOPORTE 316
4. INVERSORES 317
9. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA 319
10. MEDIDAS DE SEGURIDAD 319
3. REQUERIMIENTOS TECNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO 320
3.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 320
A. GARANTIAS 321
B. PLAZOS. 321
C. CONDICIONES ECONÓMICAS DE LA GARANTÍA. 322
D. ANULACIÓN DE LA GARANTÍA. 322
E. LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN. 322
4. EJECUCION DE LAS OBRAS 323
4.1. COMIENZO DE LAS OBRAS 323
4.2. PLAZOS 323
4.3. OBRA CIVIL, LÍNEA AÉREA 323
4.4. OBRA CIVIL: LÍNEA ENTERRADA 325
4.5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS 325
5. CONDICIONES ECONOMICAS 327
5.1. SEGURO DE OBRA 327
5.2. PRECIOS Y ABONO DE LA OBRA 327
5.3. PLAZO DE EJECUCIÓN 327
5.4. CONTRATO 328
5.5. RESPONSABILIDADES 328
5.6. RESCISION DEL CONTRATO 329

4. DOCUMENTO Nº4 - PRESUPUESTO 331

1. DOCUMENTO Nº1

MEMORIA

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO
2. NECESIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
3. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
4. FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA
5. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS: DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES Y EQUIPOS
6. FASES DEL PROCESO DE LA INSTALACIÓN. DIAGRAMA DE GANTT
7. PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN
8. FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN
9. MANTENIMIENTO
10. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN
11. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es la definición técnica de una instalación fotovoltaica de 5,5 MW conectada a la red eléctrica, localizada en El Burgo de Osma, provincia de Soria. La definición técnica que se detalla en los siguientes puntos del proyecto es suficiente como para que fuera posible su construcción por parte de una industria del sector solar fotovoltaica.

Además, se realizará así mismo un análisis económico detallado que sirva como estudio de la viabilidad económica de la instalación, detallando la relación gasto-beneficio que aportará a la red eléctrica a la que se conectará.

1.2. LOCALIZACIÓN

La instalación objeto de este proyecto se realizará en una parcela del Burgo de Osma, en la provincia de Soria. Los detalles de dicha localización se detallan a continuación:

Provincia: SORIA

Municipio: El Burgo de Osma

Superficie: 17 hectáreas aproximadamente, con 165m2.

Latitud: 41.580800

Longitud: -3.032218

Figura 1: Ortofoto de la sección de la parcela escogida para la instalación fotovoltaica.

Fuente: Google Earth Pro

Para la elección de esta localización se han tenido en cuenta una serie de elementos que condicionan el establecimiento de la instalación fotovoltaica:

- El terreno elegido y, por tanto, donde se va a colocar la instalación fotovoltaica, debe de estar cerca o en linde con una red de caminos. Esto es necesario para poder realizar tanto las labores de construcción como para las labores del futuro mantenimiento que requerirá la instalación.
- La instalación debe de estar cerca de una subestación eléctrica, con el objetivo de que la conexión de electricidad producida por la instalación pueda ser fácilmente evacuada a la red eléctrica.
- El terreno donde se instale las mesas fotovoltaicas y todos los demás elementos tiene que tener un nivel de superficie lo menos irregular posible, con el fin de evitar sobrecostes debido a las labores de excavación.
- El área de la parcela escogida tiene que ser suficientemente grande como para que la potencia que se quiere instalar quepa dentro de esta.

A continuación, se detalla a vista de ortofoto la parcela que finalmente se ha escogido:

Figura 2: Ortofoto de la parcela elegida, y de sus alrededores.

Fuente: QGis

1.3. PROMOTOR DEL PROYECTO

Haciendo de promotor se encuentra la institución propulsora del presente proyecto, la Universidad de Valladolid.

1.4. LEGISLACIÓN APLICABLE AL PROYECTO

La normativa de aplicación utilizada para la redacción de este proyecto ha sido:

- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)
- 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.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kv) y baja tensión, de Iberdrola (documento MT 2.03.20)
- Código Técnico de la Edificación (CTE)

Otros documentos de interés, aun no siendo normativa de obligado cumplimiento:

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red; PCT-C-REV - julio 2011 de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)
- Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría, elaborado por la Comisión de Reglamentos de UNESA.

2. NECESIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

2.1. ASPECTOS POSITIVOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El uso y la introducción de las energías renovables en el ámbito mundial es una tarea fundamental y prioritaria que los gobiernos actuales del mundo deben de asimilar. El uso de las energías renovables tiene, como principal ventaja la mitigación del cambio climático, ya que erradica el uso de los combustibles fósiles, los cuales provocan emisiones que contribuyen al cambio climático del planeta.

La segunda ventaja de las energías renovables es que son una fuente inagotable de energía, ya que fuentes como el Sol, el viento, las olas del mar, no van a sufrir un agotamiento cercano, algo que sí que tienen las fuentes fósiles.

La tercera de las ventajas se basa en la no dependencia energética del exterior, ya que en la actualidad muchos de los países del mundo dependen de otros energéticamente, a los cuales compran combustibles fósiles para poder generar electricidad.

Y la cuarta ventaja, pero no menos importante, es que en los últimos se han desarrollado a nivel de Europa una serie de leyes y pactos en las Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que implican ayudas económicas y de desarrollo a las energías renovables, lo cual implica que la rentabilidad de estas energías aumente, y que la investigación y puesta en marcha de estas energías limpias resulte más rentable a la persona que apuesta por ellas. En este sentido, la CMNUCC acordó el objetivo de mantener el aumento de la temperatura global en 2 °C por encima de los niveles pre-industriales, así como considerar la disminución de esa meta a 1,5 °C en el futuro cercano.

2.2. ORIGEN DE LAS EMISIONES DE GEI

Existen pruebas reales en la actualidad (como el deshielo de los polos, o la desertificación) que nos demuestran que el problema del cambio climático a nivel mundial es real y tangible, y que dicho problema cada vez se agravará más si no tomamos las medidas necesarias en la actualidad.

El consumo energético tiene una estrecha correlación con el cambio climático. O lo que es lo mismo, el cambio climático se encuentra altamente ligado al sector del consumo energético. De esta forma se afirma que hay una relación directa con el consumo energético, y con el tipo de generación energética que tenemos actualmente.

En este contexto se plantea la solución de bajar el consumo energético que en la actualidad llevamos a cabo los seres humanos. Esta se basa por tanto en bajar las emisiones específicas por cada kW que consumimos.

Las emisiones anuales de gases de efecto invernadero derivadas de la actividad humana han aumentado exponencialmente desde los últimos años, aumentando en mayor medida en los últimos años. Así, en el periodo 1970 – 2010 aumentaron un 1,3% al año, mientras en el periodo 2000-2010 las emisiones de GEI por parte de la actividad humana aumentaron un 2,2% al año.

3. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MUNDIAL

3.1.1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El porcentaje de la energía renovable utilizada en el consumo primario y final de la energía a nivel mundial se ha visto alterado en los últimos años, y se espera que este cambio se siga produciendo. En 2008, se crearon 492 EJ de energía primaria, de las cuales 427 EJ provenían de energías no renovables. En este mismo año hubo un consumo final de energía de 294 EJ**.** Sin embargo, en el año 2035 se prevé que exista un 577 EJ de energía primaria, de las cuales 420 EJ provendrán de energías no renovables, lo cual demuestra que la proporción será mucho inferior al estudio anterior realizado en el 2008, tal y como destaca el IPCC en "Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático", 2011.

3.1.2. RELACIÓN POTENCIAL TÉCNICO DE EERR – CONSUMO MUNDIAL ENERGÉTICO

Ante el panorama emergente de las energías renovables, cabe preguntarse si en un futuro podremos tener suficiente con la producción de energía que nos aportan las energías renovables para poder satisfacer toda la demanda de energía eléctrica mundial. El potencial técnico mundial a nivel mundial de las fuentes de energía renovables no limita el crecimiento sostenido de las energías renovables.

Aunque existen estimaciones publicadas muy diversas, todos los estudios coinciden en concluir que el potencial técnico mundial o potencia máxima de las energías renovables es considerablemente superior a la demanda mundial de energía. Esto querrá decir que si explotáramos al máximo todos los recursos renovables que La Tierra nos aporta, no solo no necesitaríamos depender de las energías fósiles, sino que nos sobraría energía para otros usos.

Así, y en relación con la energía que toma mayor protagonismo en este estudio, el potencial técnico de la energía solar está siendo el que más está aumentando en los últimos años. Así, en 2014 la E. solar generada aumentó hasta un 39%, mientras que la solar solo creció un 12%.

Sin embargo, el coste de producción de energía solar (debido a los costes elevados de fabricación de placas fotovoltaicas) es demasiado elevado, lo cual sigue siendo un problema para su inclusión en el mercado, puesto que en la actualidad sale más barato o rentable seguir utilizando materias primeas fósiles que hacer uso de esta energía renovable, aunque en algunas situaciones la energía renovable está empezando a ser ya económicamente competitiva.

3.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

3.2.1. EMISIONES DEBIDO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Las emisiones de CO2 derivadas de la generación de electricidad en España se incrementaron hasta alcanzar un total estimado de 74,9 millones de toneladas en 2017, un 17,9% más que en 2016, debido principalmente a la menor participación de las energías renovables en el mix.

Sin embargo, cabe destacar que, a pesar de este aumento de las emisiones, el nivel de este año es un 33% inferior al registrado hace una década y que más de la mitad de la electricidad generada en 2017 procede de fuentes que producen cero emisiones de CO2 (nuclear y renovable).

3.2.2. CONSUMO DE ENERGÍA EN ESPAÑA

Se ha mantenido la tendencia de crecimiento, iniciada en 2015, de la demanda de electricidad en España, aunque sigue estando por debajo del nivel máximo de demanda alcanzado en 2008.

En concreto, la demanda en España en 2017 creció un 1,1% interanual, superando la tasa de crecimiento del 0,7% registrada en 2016, aunque fue un 4,6% inferior al nivel de demanda de 2008.

En el sistema peninsular, que representa algo más del 94% de la demanda total española, el consumo anual de electricidad también fue un 1,1% superior al de 2016.

Después de haber tenido en cuenta los efectos de los patrones estacionales y laborales, el crecimiento de la demanda de electricidad atribuible principalmente a la actividad económica aumentó un 1,6% con respecto a 2016.

3.3.3. INTERCAMBIOS DE ENERGÍA – COMPRA DE GWh

El volumen de los programas de intercambio energético de España con otros países registró un incremento del 10,4% respecto al año anterior.

Por interconexión, un año más España fue importador neto de energía de Francia, y por segundo año consecutivo de Portugal.

La interconexión con Francia registró un saldo de importación de 12.464 GWh (7.806 en 2016) y en la interconexión con Portugal el saldo de importación fue de 2.685 GWh (5.084 GWh en 2016).

Con Andorra y Marruecos, el saldo volvió a ser exportador, con valores de 233 GWh y 5.741 GWh respectivamente.

3.3.4. PRECIO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico fue de 60,6 €/MWh, un 25,1% superior al precio de 2016 y el segundo más alto desde el máximo histórico registrado en 2008.

Asimismo, la energía final contratada en el mercado eléctrico (empresas de suministro de referencia más contratación en el mercado libre) fue un 1,1% superior a la del año anterior.

3.3.5. ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA Y SU COMPARACIÓN CON LAS ENERGÍAS FÓSILES

La capacidad de potencia instalada de todo el conjunto de las instalaciones generadoras en España ha disminuido por segundo año consecutivo cerrando el año con 104.122 MW instalados, un 0,5% menos que en 2016 (Disminución debida principalmente al cierre definitivo de la central nuclear de Santa María de Garoña de 455 MW).

Del total de la potencia instalada a nivel nacional, el 46,3% corresponde a energías renovables. y un 53,7% a las tecnologías no renovables.

En cuanto a la generación de electricidad en el año 2017, las energías renovables, condicionadas por un notable descenso de la producción hidroeléctrica (-49,1% respecto al año anterior), redujeron su participación en el conjunto de la generación peninsular a su valor más bajo en los últimos cinco años (33,7% frente al 40,3% en 2016). Este descenso de las energías renovables fue sustituido por una mayor aportación de las no renovables (66,3% frente al 59,7% en 2016), procedentes principalmente de centrales de ciclo combinado y de carbón.

Sin embargo, y con la ayuda de la salida de la crisis en España, en el año 2018 se pudo revertir esta situación de declive de las energías renovables, generando estas últimas el 40% de la producción eléctrica en España en el periodo de 2018.

Un porcentaje que supone un aumento de un 6,3% respecto los resultados del año 2017 (*fuente Red Eléctrica de España*).

3.3.6. COMPARATIVA DE GENERACIÓN DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA

Por tecnología, la producción de electricidad en la península en 2017 fue generada principalmente por la energía nuclear con un 22,4% (22,6% en 2016), seguida por la eólica con un 19,1% (19% en 2016).

En lo que respecta al carbón, éste aumentó su cuota hasta el 17,1% (14,2% en 2016) y el ciclo combinado se situó en el 13,6% (10,3% en 2016), mientras que la hidroeléctrica se redujo al 7,4% (14,5% en 2016).

El resto de la generación se repartió entre cogeneración (11,3%), tecnologías solares (5,4%) y otras (3,7%).

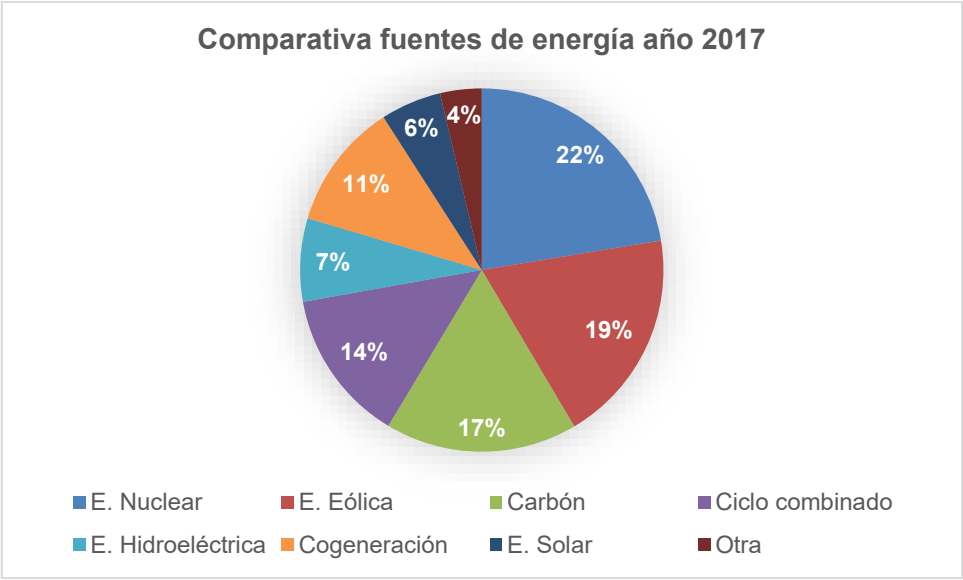


Figura 3: Gráfico de comparativa de las fuentes de energía en el año 2017

Sin embargo, en el año 2018 se pudo constatar un cambio en el reparto de producciones de energía, tal y como se puede observar en la comparativa del siguiente gráfico (datos del periodo 2018) respecto del gráfico anterior (datos del periodo 2017).

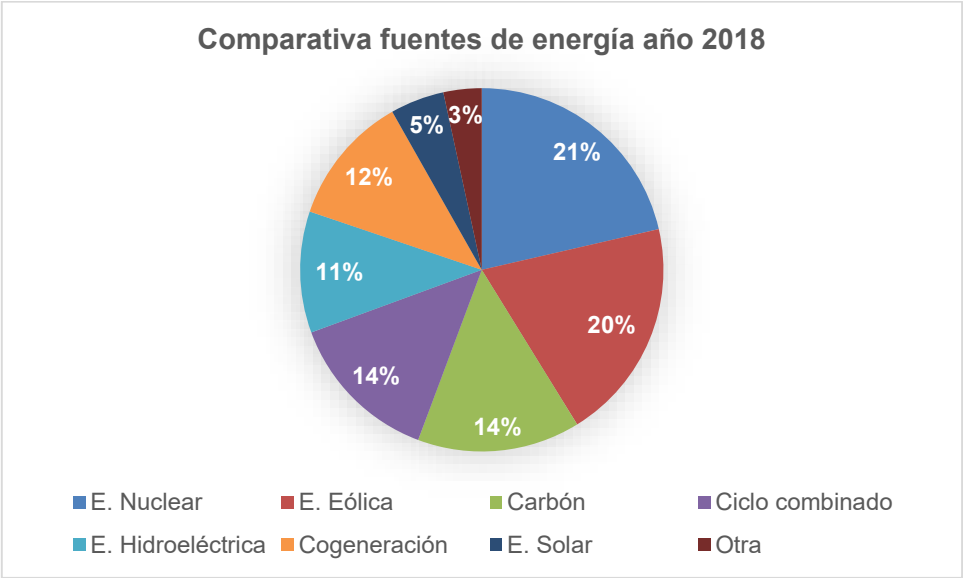


Figura 4: Gráfico de comparativa de las fuentes de energía en el año 2018

El reparto de producción de energía separado por el tipo de tecnología utilizado, quedó en el 2018 de la siguiente manera:

La principal fuente de energía de la península fue, al igual que en el 2017, la energía nuclear, con un 21,40%. Hay que destacar, sin embargo, que este porcentaje bajó en el 2018 respecto al 2017.

Seguida de la nuclear, se encontró la energía eólica, con un 19,80% de la producción final española. Por tanto, esta fuente de energía renovable aumentó un 0,7% respecto del año anterior, 2017.

En tercer lugar, aparece el carbón, energía no renovable, con un porcentaje del 14,50%. Este valor se vio reducido en un 2,6%, rompiendo así la dinámica que este tipo de energía fósil tuvo en los últimos años en España, la cual aumentaba año tras año.

En el caso de la hidroeléctrica, se produjo en el año 2018 un aumento 6,3%, tras el bajón del 2017 que llegó a superar nada menos que el 14%.

El resto de generación eléctrica en el país se repartió entre cogeneración, solar fotovoltaica, y otras.

4. FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA

4.1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la energía lumínica que proviene del sol en energía eléctrica, proceso que llevaremos a cabo con los denominados paneles solares.

En 2009, a nivel mundial, había instalados aproximadamente 7,5 GW de sistemas de energía fotovoltaica. [2]

Con ello, la capacidad fotovoltaica instalada acumulativa mundial ascendió, en el año 2009, a unos 22 GW, con posibilidad de generar hasta 26 TWh (93.600 TJ) anuales. [2]

Más de un 90% de esa capacidad está instalada en tres mercados punteros: la UE, con un 73% del total, Japón con un 12%, y Estados Unidos con un 8%. [2]

En lo que respecta a la Unión Europea, y en concreto a España, el aumento del sector solar fotovoltaico nacional es cuantioso: 55 megavatios en 2016; 135 en 2017; y 261,7 en 2018. [3], generando así un aumento del casi 500%.

Sin embargo, hay que destacar que un 90% de ese aumento energético (235,7 megavatios) corresponde al autoconsumo energético y tan solo 26 megas del total corresponden a plantas solares fotovoltaicas sobre suelo, que, a fin de cuentas, es la energía que se hace referencia en este proyecto.

Esto quiere decir que a pesar del crecimiento notable que ha tenido la energía solar en los últimos años, la energía solar fotovoltaica está aún muy por detrás de otras fuentes de obtención de energía.

Además, hay que destacar, desde el punto de vista de Europa, y en comparación de España con los países de la Unión Europea, que a pesar del crecimiento notable que ha tenido la energía solar en nuestro país, la cifra de la potencia solar instalada en España (tanto fotovoltaica como térmica) representa solo un 3% de la nueva potencia instalada en Europa en 2018.

Esto quiere decir que a España sigue quedándole por delante mucho camino que recorrer en cuanto a energía solar respecta, quedando nuestro país muy lejos de países europeos como Alemania y Países Bajos, que son estos las zonas con un mayor desarrollo de nueva potencia fotovoltaica

[2] IPCC, "Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático", 2011.

[3] Datos obtenidos de la unión Española Fotovoltaica UNEF.

4.2. ELEMENTOS CONSTITUYENTES

En la energía solar fotovoltaica son necesarios una serie de elementos, los cuales, tendrán como principal objetivo transformar la energía solar en energía eléctrica.

Estas transformaciones se llevan a cabo en los parques fotovoltaicos. Estos están formados por los llamados paneles fotovoltaicos.

Este elemento, también denominado módulo fotovoltaico, será el elemento que tiene como principal objetivo recibir y que captar la luz solar.

A su vez, estos elementos están compuestos por varias células fotovoltaicas, conectadas entre sí y alojadas en un mismo marco.

Este conjunto de células fotovoltaicas que conforman los paneles fotovoltaicos son dispositivos de pequeño tamaño cuyo objetivo es convertir, como ya se ha destacado, la energía solar en electricidad, gracias a una serie de procesos y de situaciones que se explican a continuación.

4.3. FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Como hemos comentado, la energía solar se puede transformar directamente en electricidad mediante las denominadas células fotovoltaicas.

El proceso que tiene lugar en estas células se basa en la aplicación del denominado efecto fotovoltaico.

Este efecto se produce al incidir la luz solar sobre unos materiales denominados semiconductores; de esta manera se genera un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica.

A continuación, se va a explicar la composición y la naturaleza que deben de tener estos semiconductores.

4.4. DOPADO DEL SILICIO

La lámina o célula fotovoltaica consta de dos capas bien diferenciadas (una capa de tipo “n” y otra de tipo “p”), las cuales poseerán dos semiconductores diferentes.

Esta diferenciación de capas queda lejos de conformar a la célula fotovoltaica exclusivamente de Silicio. Así, este tiene que ser “dopado”, evitando siempre que aparezca como puro.

Este proceso de dopaje es necesario ya que es necesario conseguir un flujo entre las dos capas diferentes que conforman las celdas fotovoltaicas (n y p).

Si en ambas capas colocáramos Silicio puro (es decir, sin dopar) no habría flujo entre estas capas, y por lo tanto no se producirían los flujos de carga necesarios para generar la energía eléctrica.

- Así, se utilizan células fotovoltaicas que están compuestas a partir de dos tipos de capas. Cada una de estas capas bien diferenciadas están compuestas por dos tipos de semiconductores:

● **Los semiconductores del tipo N**, que conforman la capa "Tipo N".

Estos semiconductores están formados por átomos de Silicio (en estado puro), al que se le añade impurezas de átomos de Fósforo, el cual posee 5 electrones de valencia.

Como los átomos del Silicio tienen 4 electrones de valencia y los átomos de las impurezas 5, se pueden formar 4 enlaces covalentes (uno por cada electrón del Silicio), sobrando un electrón por cada átomo sobrante de Fósforo, el cual quedará libre.

Este electrón libre será el portador de electricidad, que posteriormente extraeremos con el flujo entre las dos capas.

● **Los semiconductores del tipo P**, están formados por Silicio, al cual en este caso le añadiremos impurezas con 3 electrones de valencia, usando así como impureza el Boro.

Cada átomo del Silicio (que tiene 4 electrones, y por lo tanto la posibilidad de formar 4 enlaces covalentes), solo podrá formar 3 enlaces con los átomos Boro.

Esto es porque el Boro tiene 3 átomos, mientras que el Silicio posee 4 átomos. De esta forma, 3 de los 4 átomos del Silicio se "ocuparán" con los átomos de Boro.

Así, habrá un átomo de Silicio que se quedará libre, átomo que esperará a que llegue un electrón para formar el enlace que faltará.

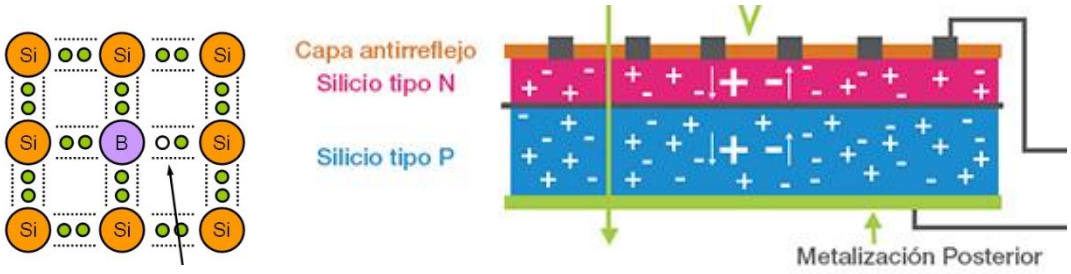


Figura 5: Capas que conforman las celdas solares fotovoltaicas / Fuente: Minando al sol

- Y aquí es donde radica la importancia del proceso, ya que este hueco que se forma en la Capa del semiconductor del tipo P, será ocupado por el electrón que sobraba en la capa del semiconductor del tipo N.

Será este movimiento de electrones entre capas el que favorecerá, tras la unión exterior de la capa N con la P, el flujo necesario para la producción de energía eléctrica.

4.5. PERO ENTONCES QUÉ IMPORTANCIA / FINALIDAD TIENE AQUÍ LA LUZ SOLAR

En este proceso la luz solar y los fotones que esta produce tienen un papel fundamental.

Tras que se produjera el flujo comentado en el punto anterior, los electrones habrán pasado de una capa a otra, ocupando todos los huecos necesarios que había en la capa del tipo P.

Sin embargo, la “gracia” del proceso es que este flujo se produzca de forma continuada, no solo con la finalidad de ocupar los huecos en los enlaces covalentes que había provocado el Boro.

Y aquí es donde radica la importancia de la energía solar y su influencia de las placas solares.

Serán los fotones (aportados por la luz solar) los que van a excitar a la capa intermedia que existe entre las dos capas + y -. Así, los fotones excitan a la capa denominada *Interfase*, la cual hará que los electrones que se hayan almacenados en la ya ocupada capa P, se exciten, y una vez atravesado la capa N, sean capaces de circular por el electrodo negativo.

De este modo, los electrones del electrodo negativo pasarán al electrodo positivo y posteriormente de nuevo a la capa P, generando en su recorrido la energía eléctrica que estamos buscando.

Así, mientras haya fuente de luz aportadora de los fotones excitadores de los electrones, será posible que se produzca este flujo, el cual generará, como hemos indicado, la producción de energía eléctrica.

5. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS: DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES Y EQUIPOS

El estudio de alternativas y variantes en una instalación fotovoltaica de conexión a red es de primordial importancia, ya que permite la comparación entre los diferentes elementos que van a componen la futura instalación fotovoltaica, eligiendo así siempre aquellos elementos que posean una calidad y un precio de mejores características que los demás.

De este modo, se tendrán en cuenta dos factores fundamentales: el coste y el rendimiento de los elementos.

En este apartado se indican y detallan las diferentes alternativas que se han estudiado para el presente proyecto, destacando al final de cada apartado la elección final elegida.

La decisión tomada en la elección de uno u otro elemento tiene que adecuarse a las características de tensiones y corrientes de la instalación. Estas características eléctricas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1: Características de tensión y corriente en la instalación. Producción del proceso.

Fuente: Elaboración propia

	Agrupación	I máx cc	I pmp	V máx en circuito abierto	V pmp	Potencia total
1 string	28 paneles en serie	*9,05A*	*8,65A*	*46,85*28 = 1311,8V*	*38,15*28 = 1068,2 V*	*330*28= 9,24kW*
1 caja de combinación	16 strings o series	*9,05*16 = 144,8A*	*8,65*16 = 138,4A*	*1311,8V*	*1068,2 V*	*9,24*16 = 147,84 kW*
1 inversor	22 entradas	*144,8*22 = 3185,6A*	*138,4*22 = 3044,8 A*	*1311,8V*	*1068,2 V*	*147,84 * 22 = 3252,48 kW*

Estas tensiones y corrientes corresponden al inversor 1, el cual recibirá la corriente de la parte derecha de la instalación utilizando el camino central como elemento divisor de los dos lados del parque fotovoltaico. Dicho de otra manera, recibirá la corriente de las primeras 22 entradas.

El segundo de los inversores, localizado en la misma agrupación que el anterior tal y como se detallará más adelante, recibirá la corriente de la parte izquierda de la instalación, o lo que es lo mismo, de las 22 entradas restantes.

Será en el apartado *Anejo III: Descripción de componentes y equipos* donde se estudien más en profundidad estas combinaciones, así como las características de sus elementos, funciones y propiedades de trabajo de los elementos finales escogidos.

5.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son uno de los elementos más importantes que hay que tener en cuenta en la comparación de equipos. Estos poseen varias características que los diferencia unos de otros, las cuales se describen a continuación:

COMPOSICIÓN ATÓMICA DEL SILICIO QUE LOS FORMA

La gran característica que diferencia unos módulos fotovoltaicos de otros es la composición atómica del silicio que los forma, pudiendo ser monocristalinos o policristalinos. Entre ellos existen diferencias fundamentales entre costes y eficiencia:

- Monocristalinos → Las celdas fotovoltaicas de composición monocristalina tienen la característica de una buena captación de energía solar, lo cual supone que el rendimiento de las celdas sea mucho mayor. Sin embargo, el coste que tienen estos módulos monocristalinos es mucho mayor.

- Policristalinos → En el caso de los módulos formados a partir de silicio policristalino, son módulos que poseen menor eficiencia, pero a su vez el coste de producción es más reducido que en el caso anterior.

RELACIÓN POTENCIA / m^2

La segunda característica fundamental en los módulos fotovoltaicos es la potencia entregada por metro cuadrado. Sin embargo, al contrario que la característica anterior, casi todos los fabricantes se encuentran dentro de los mismos estándares en cuento a potencia/m^2.

Hay que destacar que, al ser una gran instalación, interesan módulos que permitan la obtención de la mayor potencia posible. Así, se elegirán módulos que tengan una potencia pico de entrono a los 300 Wp.

EFICIENCIA

La eficiencia es otro de los factores fundamentales en la elección del panel. Se define como la relación entre la potencia generada por un panel fotovoltaico y la potencia irradiada que el panel ha recibido.

Así, debido a la eficiencia, en dos instalaciones diferentes podemos tener los mismos m^2 de módulos fotovoltaicos implantados, pero diferente obtención de potencia.

Y de igual manera, si para una misma potencia instalada necesitamos menor cantidad de placas, reduciremos los costes de placas, de las estructuras, de cableados, canalizaciones, etc.

DISPONIBILIDAD DE LOS ELEMENTOS

Cuando la mayoría de los elementos son similares, este factor puede ser un factor determinante, ya que la disponibilidad de la empresa elegida para la venta y recogida de los módulos fotovoltaicos es también fundamental.

De igual manera, también es positivo que el producto elegido pueda ser adquirido en varios proveedores, ya que, si la empresa del distribuidor al que se le compran los productos cierra o cambia, la instalación fotovoltaica puede estar avocada a problemas ante la necesidad de cambio de los paneles debido a cualquier avería o problema con los productos comprados.

TEMPERATURA DE TRABAJO

La temperatura del trabajo es un factor importante, ya que una temperatura no adecuada a las condiciones del panel puede provocar una cuantiosa pérdida de eficiencia.

La eficiencia de las placas disminuye cuando aumenta la temperatura. Así, la eficiencia decrece del orden de 0,4 a 0,5% por grado de aumento de la temperatura para una célula de silicio.

PÉRDIDAS CON EL PASO DE LOS AÑOS

Con el paso de los años se produce inevitablemente una pérdida de características en las células fotovoltaicas, lo cual provoca que la eficiencia de las mismas se vea reducida. Por tanto, se elegirá favorablemente aquella opción que sea más resistente al paso de los años y por tanto a la pérdida de sus características.

Una vez estudiadas todas las características necesarias e ideales que deben de tener los módulos fotovoltaicos, se ha realizado la siguiente tabla comparativa:

Tabla 2: Comparativa de los paneles fotovoltaicos a instalar.

Fuente: Elaboración propia

FABRICANTE	**ATERSA**	**ATERSA**	**SOLAR WORLD**	**AUO**
MODELO	A-330M Ultra	A-330P Ultra	SW 300W	BenQ SunVivo 330W
Tecnología cristal empleada	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Monocristalino
Características generales				
Potencia pico (Wp)	330	330	300	330
Tensión circuito abierto (V)	46,78	46,85	40,0	64,9
Tensión máxima potencia (V)	38,07	38,15	32,6	54,7
Intensidad corto-circuito (A)	9,12	9,05	9,83	6,52
Intensidad máxima potencia (A)	8,67	8,65	9,31	6,04
Eficiencia (%)	16,96	16,96	17,89	20,3
Temperatura nominal (ºC)	47	47	46	45
Parámetros térmicos				
Coef temperatura Isc (%/ºC)	0,04	0,04	0,07	0,05
Coef temperatura Voc (%/ºC)	-0,32	-0,32	-0,29	-0,26
Coef temperatura P (%/ºC)	-0,43	-0,43	-0,39	-0,33
Rango de funcionamiento				
Rango de temperaturas (ºC)	-40 / +85	-40 / +85	-40 / +85	-40 / +80
Porcentaje de la potencia nominal pasados 25 años	80% de la potencia nominal	80% de la potencia nominal	80% de la potencia nominal	87% de la potencia nominal
Máxima corriente inversa o IR (A)	15,1	15,1	25	20
Características físicas				
Dimensiones (Largo/Ancho/Alto) (mm)	1965/990/40	1965/990/40	1675/1001/33	1559/1046/46
Peso (kg)	22,50	22,50	18	18,6
Garantía del producto	10	10	20	15
Precio del producto				
Valor actual del producto (€)	256,69	199,65	250,41	267,00

Tras el estudio de los tres proveedores anteriormente estudiados, con los correspondientes cuatro productos rellenados en la anterior tabla, se ha decidido elegir finalmente el producto A-330P Ultra, del proveedor ATERSA.

La decisión se ha tomado principalmente por el precio de los productos estudiados, ya que el producto elegido es el producto más barato de los otros tres estudiados.

Este es un factor importante cuando las instalaciones fotovoltaicas son de gran tamaño y el precio de los paneles varía cuantiosamente, como en el caso de este proyecto, ya que diferencia de precio tiene un importante papel a la hora del desembolso inicial que tiene que realizar el promotor y la posterior amortización de la instalación.

En el caso de este parque fotovoltaico, el número de paneles a colocar se acerca a los 20000 paneles. Esto significa, como ya se ha comentado, que el precio que estos tengan tiene un papel fundamental, pudiendo escoger siempre que sea posible los más rentables calidad-precio.

Aplicado a este caso, la diferencia de haber escogido el segundo panel más barato y no el primero provocaría un desembolso de casi 1.200.000 de € más, que habiendo escogido el panel escogido.

Por todo esto anteriormente descrito, los paneles escogidos son los A-330P Ultra, del proveedor ATERSA.

5.2. Estructura soporte de los módulos

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos tiene el papel de servir de sujeción a los elementos de las mesas fotovoltaicas, ya sean paneles fotovoltaicos, cajas de combinación o, en algunos casos, elementos de medida como los piranómetros.

Por ello, las características que tienen que tener los soportes, como la resistencia a fuerzas externas como viento o nieve, y el número de paneles que puede llegar a sostener cada uno, son factores fundamentales que tienen vital importancia en la elección de una u otra opción.

Tabla 3: Comparativa de los soportes a instalar.

Fuente: Elaboración propia.

FABRICANTE	SUNFER	K2 SYSTEMS	NCLAVE
Modelo	FV925XL	N-Rack	NClave monoposte
Características mecánicas			
Disposición de los módulos	Dos en vertical	Dos en vertical	Dos en vertical
Capacidad de módulos	Desde 1 hasta 60	16 módulos	
Número de células por módulo	72 células/módulo	72 células	60 ó 72 células
Inclinación del módulo	20º ó 30º	Máximo de 25º	Máximo de 20º
Instalación recomendada	Suelo o cubierta plana	Sobre suelo	Directamente sobre el suelo
Perfilería	Aluminio EN AW 6005A T6	Aluminio 6063 T66 AlMgSi 05 F22	Acero alta resistencia S275JR y S355JR
Tornillería	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
Asentamiento recomendado	Zapatas de hormigón	Zapatas de hormigón	Zapatas de hormigón
Precio del producto			
Valor actual del producto (€)	286,44€		433,50€

Una vez realizado el estudio de cada una de las opciones que aparecen en la tabla, la elección escogida es la del fabricante Sunfer, debido a dos razones principalmente.

La primera de las razones es la capacidad de los módulos que puede sostener este soporte, ya que en el caso de esta instalación se requieren de soportes que sean capaces de soportar largas filas o strings de paneles fotovoltaicos.

En este sentido, fabricantes k2 systems solo permiten la colocación de 16 módulos, lo cual supondría un mayor número de mesas fotovoltaicas y de soportes necesarios en la instalación. Así, es el fabricante escogido Sunfer el que sí que permite instalar las mesas fotovoltaicas que se necesitan en esta instalación, de 56 módulos fotovoltaicos cada una. Además, y siendo este también un factor a favor de la opción elegida, el precio del soporte del proveedor Sunfer es el más barato económicamente hablando.

5.3. Cajas de combinación

Las cajas de combinación son elementos de la instalación que tienen como principal función la conexión de varias filas de módulos conectados en serie (también llamados strings). Así, estas cajas son las encargadas de poner en paralelo las primeras agrupaciones de strings.

Estas cajas, tal y como lo indica su propio nombre, tienen como principal función combinar varios strings o filas de paneles, con el fin de alcanzar los voltajes y las intensidades necesarias para que el inversor trabaje de manera correcta en los rangos de operación de acuerdo a la especificación de este.

Y es que los inversores centrales que se utilizan en esta instalación necesitan trabajar con una cantidad específica de voltios y amperios (cantidad que no se podría alcanzar con un solo string) para poder convertir la mayor parte de energía minimizando al máximo las pérdidas.

De esta forma, se evitan las caídas de tensión en los cables de string de entrada a la caja. Además, se consigue una reducción notable de cantidad de cable. A la hora de escoger la caja de combinación hay que tener en cuenta tres parámetros diferentes:

- El voltaje que soporta la caja.
- La intensidad que puede entrar en la caja.
- El número de entradas (bipolares +/-) que puede recibir la caja. Hay que destacar que el número de entradas será variable en función del tipo de cajas de combinación que se elijan, pero el número de salidas será siempre 1.

LOCALIZACIÓN IDEAL DE LAS CAJAS

Estos elementos de combinación se localizan entre las series de paneles fotovoltaicos y los inversores, y su buen planteamiento supondrá una reducción considerable de los costes del cableado a utilizar.

Es importante destacar que, desde el punto de vista de las pérdidas que se pueden producir en el transporte de la energía, las cajas de combinación se instalen cuanto más cerca de los strings mejor, ya que las pérdidas de energía en el camino string-caja de combinación son mayores que las pérdidas de energía en el camino caja de combinación-inversor.

RELACIÓN EFICIENCIA-COSTES

La correcta elección de estas cajas es fundamental, ya que una buena elección puede presentar muchas ventajas. Así, en estos elementos no se debe escatimar en gastos, ya que hacen un trabajo de eficiencia fundamental, y comparada con el resto de los equipos como paneles y en especial inversores representa un pequeñísimo porcentaje del costo.

Una vez se han tenido en cuenta los parámetros y características principales explicadas en los párrafos anteriores, se ha realizado una tabla en la que se comparan estos elementos estudiados:

Tabla 4: Comparativa de las cajas de combinación a instalar.

Fuente: Elaboración propia.

FABRICANTE	SMA	ABB	FIMER
Modelo	DC-CMB-U15-16	1SLM301600A0940	SB 1615
Entrada de corriente continua			
Nº de entradas +/-	16	16	16
Tensión asignada (V)	1500	1500	1500
Corriente máxima asignada (A)	17,2	15	20
Tipo de fusible	gPV	gPV	gPV
Tamaño de fusible (mm)	10x38 – 1500V CC	10x38 – 1500V CC	-
Salida de corriente continua			
Nº de salidas	1	1	1
Tensión asignada (V)	1000	1500	1500
Corriente asignada (A)	275	160	250
Protección contra sobretensión CC	Tipo 2 = 40kA	Tipo 2	Tipo 2
Carcasa/parámetros ambientales			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 66/autoventilado	IP 54/autoventilado
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Características mecánicas			
Alto (cm)	65	89,7	65
Ancho (cm)	55	59	55
Fondo (cm)	26	36	26
Peso (kg)	25	25	24
Precio del producto			
Valor actual (€)	1796,30€	1965,20€	2156,10€

En el presente proyecto se ha elegido la opción primera, caja de combinación de la empresa SMA, ya que posee una relación de tensión y corriente de salida mejor que las demás opciones.

5.4. Centro de inversión y transformación – Power Station

En este apartado entra en juego el concepto fundamental de las “Power station” o “Combiner box”, cajas concentradas en donde, estando en el mismo bloque, se concentran los elementos de inversión o inversores, el transformador, y las celdas de protección.

Estos bloques conjuntos de los elementos necesarios para la trasformación de la energía generada en una instalación fotovoltaica, son muy comunes en las instalaciones de solar fotovoltaica conectadas a red con una gran generación de energía.

Este tipo de configuración permite que las pérdidas que se producen por el cableado y los elementos dispuestos entre los elementos nombrados se vean altamente reducidas, y por lo tanto la eficiencia general de la instalación y de la conversión de la energía sea mucho más elevada.

Sin embargo, los fabricantes de estas cajas compactas dejan a libre elección el inversor a utilizar en la instalación determinada. Tras la elección de este, será el fabricante el que diseñe “a medida” las power stations que mejor se complementan con estos inversores elegidos.

Es decir, primero se escoge el inversor que mejor se adapte a la instalación fotovoltaica en cuestión, y tras esta elección, el fabricante mostrará al comprador las cajas compactas o power station que poseen ese inversor seleccionado.

Es por esta razón por la cual, en este apartado, y con intención de escoger finalmente la powerstation más adecuada para la instalación fotovoltaica de este proyecto, se van a detallar las características de los inversores necesarios, y tras su elección, se incluirán estos, si el fabricante lo permite, en una combiner box o power station.

IMPORTANCIA EN LA CORRECTA ELECCIÓN DEL INVERSOR

El centro de inversión es un elemento que tiene una gran importancia en una instalación fotovoltaica. Así, es de vital importancia ya que transforma la corriente continua que producen los módulos fotovoltaicos a corriente alterna.

Este cambio es necesario debido a las largas distancias que tiene que recorrer la energía producida. Así, estas distancias se tienen que realizar en CA y no en CC, debido a las pérdidas que de la segunda manera se pueden llegar a alcanzar.

Es de vital importancia la elección de un inversor correcto, debido al papel fundamental que este elemento desarrolla en la instalación.

Algunas de las características más destacadas que hay que tener en cuenta a la hora de la elección del inversor son las que se detallan a continuación.

POTENCIA

La potencia del inversor se tendrá que adaptar a la potencia de la instalación que nos ocupa.

En este sentido existen dos posibilidades de actuación: o bien elegir un inversor de pequeña potencia, lo cual provocará la necesidad de instalar muchos bloques repetidos o bien instalar menos inversores, pero de mayor potencia, los cuales acepten el total de la potencia que se está generando en la instalación.

- En el primero de los casos se requerirá la instalación de muchos bloques repetidos para poder alcanzar la potencia que se desea tener en la instalación.

Esto desembocará en mayores costes de la instalación y mayor probabilidad de labores de mantenimiento, debido a que habrá más elementos susceptibles de avería.

- Sin embargo, y en relación con las labores de mantenimiento y con la segunda posibilidad de actuación, este tipo de labores de mantenimiento, aunque menos probables que ocurran por haber menos elementos que arreglar, pueden llegar a tener una mayor transcendencia en los procesos de mantenimiento.

Esto se debe a que si uno de los dos inversores que existen en una instalación se estropea, la producción de energía se reducirá a la mitad, teniendo que parar necesariamente la mitad de la explotación. Esto provocará una reducción notable de la producción de energía durante las labores de mantenimiento.

EFICIENCIA

La eficiencia es otro parámetro fundamental a tener en cuenta, ya que es la relación de la CC que entra al inversor y la CA que saldrá de este.

Si el inversor tiene una eficiencia baja, la transferencia de energía por parte del inversor bajará, y por lo tanto los ingresos de la instalación se verán afectados. Es decir, con este parámetro se intentará evitar que la energía que entre se pierda en forma de calor, y que toda la energía entrante pase tras el inversor en forma de CA.

PRECIO

Es un aspecto de gran trascendencia ya que un precio excesivamente elevado puede provocar que la rentabilidad de la instalación sea negativa, y por tanto no se pueda producir la instalación de la planta fotovoltaica.

RANGO DE TENSIÓN DE ENTRADA

El rango de tensión de entrada (con las iniciales PMP en español, o MPP en inglés) se definirá como el intervalo de corriente (V) que el inversor tiene que recibir para que este trabaje siempre en el punto de máxima potencia. Si el intervalo es muy reducido, la probabilidad de que el inversor trabaje en su punto de máxima potencia, y por tanto genere la mayor cantidad de V posible será menor que si el intervalo es grande.

Este es un factor fundamental, ya que las oscilaciones que puede tener el voltaje de entrada al inversor pueden ser elevadas, y tener un inversor que, aunque tenga esas oscilaciones trabaje en Pmáx es de suma importancia.

Es un parámetro fundamental ya que en función de este se diseñarán las agrupaciones de paneles en serie o strings.

FIABILIDAD DEL FABRICANTE

Debido a la alta importancia que tiene el inversor en la instalación fotovoltaica, es fundamental escoger un fabricante que garantice la fiabilidad de sus productos, ya que un fallo del inversor puede producir daños de alta magnitud tanto económicos como técnicos en la instalación.

Así, se han escogido marcas o fabricantes que poseen años de experiencia, y que garantizan fiabilidad en los productos que estos venden. Las empresas escogidas son tanto SMA como GAMESA, empresas reconocidas en el mundo de la solar fotovoltaica a nivel mundial.

Una vez detallados y analizados los factores más importantes que determinan la elección de los inversores de una instalación fotovoltaica, y con intención de la elección final de la power station, se destacan a continuación para cada uno de los inversores:

Tabla 5: Comparativa de los inversores a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Fabricante	**SMA**	**GAMESA**
Modelo	Sunny central 2750-EV	Gamesa Electric PV 2500
Entrada de corriente continua		
Tensión mínima PMP (V)	875	900
Tensión máxima PMP (V)	1200	1300
Tensión máxima en circuito abierto (V)	1500	1500
Intensidad de entrada máxima (A)	3200	2880
Intensidad de entrada máxima de cortocircuito (A)	6400	3600
Salida de corriente alterna		
Potencia nominal (kVA)	2500	2500
Rendimiento (%)	98,7	99,0
Tensión de salida CA (V)	600	660
Intensidad nominal de salida (A)	2646	2275
Frecuencia de red (Hz)	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	47.5 - 53/57 - 63 Hz
Distorsión armónica máxima (%)	<3% a potencia nominal	<3% a potencia nominal
Características mecánicas		
Alto (cm)	231,8	223
Ancho (cm)	278	280
Profundidad (cm)	158,8	97,5
Peso (kg)	<3400	2400
Máxima altitud (m) (sin que se produzca reducción de potencia)	1000-2000	2000
Precio del producto		
Valor actual del producto (€)	70264,87€	95654,35€

En el presente proyecto se ha escogido finalmente la opción del inversor SMA, debido a que las tensiones e intensidades de salida son más favorables en este modelo de inversor.

Así, para el caso del inversor de la empresa Gamesa la intensidad de entrada máxima no cumple con los requisitos de esta instalación, ya que la intensidad máxima de cortocircuito (3185,6A) y la intensidad del punto de máxima potencia (3044,8A) de esta instalación sobrepasa el límite marcado del inversor (2880A).

POWERSTATION

Tal y como se ha destacado al comienzo de este apartado, una vez se ha elegido el inversor más adecuado para la instalación del presente proyecto, es el proveedor SMA el que crea una solución compacta en la que aparecerán:

- 2 inversores de las características elegidas, los cuales poseen las propiedades más adecuadas para la instalación fotovoltaica actual,
- 1 transformador, siendo este diseñado específicamente para la conexión de los dos inversores elegidos
- Celdas de protección, necesarias para la protección del circuito eléctrico de la instalación.

Esta solución "a medida" que SMA crea en función de las características de los inversores escogidos por el comprador, posee finalmente las siguientes características:

Tabla 6: Características de la power station / combiner box de la instalación.

Fuente: Elaboración propia

Fabricante	SMA
Modelo	MV Power Station 5500
Entrada de corriente continua	
Inversores seleccionables	2 x SC 2750 - EV
Tensión de entrada máxima	1500 V
Corriente de entrada máxima	2 x 3200 A
Número de entradas de CC	2 x 24 protegidos por dos polos
Salida de corriente alterna de media tensión	
Potencia estándar a 1000 m (kVA)	5000 kVA
Tensiones nominales de CA típicas	11 kV hasta 35 kV
Frecuencia de red de CA	50 Hz
Corriente máx de salida a 33 kV	40 kW
Coeficiente de distorsión máx.	< 3 %
Factor de potencia a potencia asignada	1
Características mecánicas	
Alto (mm)	2896
Ancho (mm)	12192
Profundidad (mm)	2438
Peso (kg)	<3400
Máxima altitud (m) (sin que se produzca reducción de potencia)	< 26 toneladas
Precio del producto	
Precio actual del producto (€)	67290€

5.5. Transformador de servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares tiene como principal función el dotar de energía a los servicios auxiliares de la instalación, como lo son cámaras de videovigilancia, ventilación de los sistemas de inversión, centro de monitorización de la planta, etc.

Así, la finalidad de este transformador será la de obtener energía en la salida de la power station (energía que será CA y MT) y transformarla a bajas tensiones para poder alimentar a los servicios anteriormente nombrados, entre otros.

La potencia en el lado de media tensión que debe de tener este transformador de SSAA tiene que ser, como máximo, de 30kVA, que será la potencia que tendrá la celda a la que estará conectado dicho transformador.

Por lo tanto, el transformador escogido, y teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, será el siguiente:

Tabla 7: Características del transformador de Servicios Auxiliares.

Fuente: Elaboración propia.

CARACTERISTICAS TRANSFORMADOR DE SSAA	
Fabricante	PROLEC
Modelo	Transformador Pedestal Trifásico
Potencia nominal	30 kVA
Tensión primario	400 V
Tensión secundario	220 V
Peso total	770 kg
Valor actual del producto (€)	37289€

5.6. Línea aérea MT

En el presente proyecto es necesaria la existencia de una línea aérea de enlace de media tensión, ya que no se dispone de una subestación junto a la instalación.

Sin embargo, y aunque no exista una subestación pegada a la instalación, sí que existe una subestación de 20kV que se encuentra a unos escasos 2,5km en línea recta.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se han barajado diferentes alternativas:

1. La primera de las opciones era la inyección de la red generada en la instalación fotovoltaica a través de una línea aérea de esos 2,5km hasta llegar a la subestación en cuestión, lugar donde se conectarían los cables de media tensión a los elementos de recepción de la subestación.
2. Sin embargo, y tras el estudio de la zona, se ha observado que paralela a la parcela de la instalación fotovoltaica existe ya una línea aérea de media tensión, la cual se puede utilizar para la conexión de la red generada en la instalación.

Una vez estudiadas y contrastadas las dos opciones expuestas, se ha decidido llevar a cabo la opción segunda, ya que de esta manera los postes utilizados y su correspondiente coste de dinero, además de otros problemas como impacto visual, metros de cable, y obras necesarias para la instalación de las líneas, habrán sido solventados.

5.7. Cableado de interconexión

En este apartado se van a estudiar diferentes empresas proveedoras de cableado, con el objetivo de escoger el cableado más adecuado y con mejor relación calidad-precio para la instalación.

La elección del cableado estará condicionada a factores como precio que cada fabricante ponga a sus productos, aislamiento de estos, secciones, caídas de tensión, etc.

A continuación, se van a detallar y estudiar las alternativas que aparecen para cada uno de los diferentes tramos de la instalación, ya que no todos los tramos necesitan las mismas condiciones y características de cableado. Así:

A. CABLEADO DE UNIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Este es el cableado que transcurrirá por detrás de cada uno de los paneles fotovoltaicos, uniéndose cada uno con el panel que tenga a su lado.

Este cableado viene determinado e incluido por la empresa proveedora de los paneles fotovoltaicos, por lo que para este tramo de la instalación no será necesario estudiar las diferentes alternativas de cableado.

Así, el cableado que será proporcionado por la empresa ATERSA, empresa proveedora de los módulos fotovoltaicos, será:

Tabla 8: Características del cableado de unión de los paneles fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia.

Proveedor	ATERSA
Cableado a instalar	Cable Solar 4 mm2 1200 mm

B. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN (POR BANDEJA)

Este tramo de cableado hará referencia al cableado que transcurre desde el final del string hasta la caja de combinación. Este cableado es necesario ya que no siempre existe una caja de combinación al final de cada uno de los strings, tal y como se puede apreciar en el plano [e insertar el número del plano de la parcela con colores].

Por ello, se hace necesario la instalación de bandejas que transporten estos cableados hasta las cajas de combinación.

A continuación, se estudian los diferentes proveedores que poseen cableado en venta para su colocación en este tramo. Para su comparación, se va a tomar como referencia el cableado de sección de 10mm2. Aparecen así:

Tabla 9: Comparativa del cableado CC por bandeja, tomando como referencia cable 10mm2.

Fuente: Elaboración propia.

Proveedor	**EXZHELLENT® SOLAR**	**PRYSMIAN**
Nombre del cable	ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	P-Sun CPRO 2.0 ZZ-F 0,6/1 kV
Precio actual por metro de cable (€/m)	0,15 €/m	0,25 €/m

El cable seleccionado será el EXZHELLENT® SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC.

C. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN (ENTERRADO)

Este tramo de cableado hace referencia al cableado que une los strings de las mesas fotovoltaicas con sus cajas de combinación correspondientes, debido a que los primeros se encuentran en filas diferentes a las segundas. Por este motivo, es necesario unir el final de los strings con sus cajas de combinación mediante cableado enterrado. Para la comparación de los precios del metro del cable se va a tomar como referencia, al igual que en el caso anterior, el cableado de sección de 10mm2.

Tabla 10: Comparativa del cableado CC enterrado, tomando como referencia cable 10mm2.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor	**EXZHELLENT® SOLAR**	**PRYSMIAN**
Nombre del cable	ZZ-F (PV1-F) - Libre de halógenos 1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC	P-SUN 2.0 CPRO - ZZ-F 0,6/1 kV
Precio actual por metro de cable (€/m)	0,75 €/m	0,52 €/m

El cableado seleccionado para este tramo será el PRYSMIAN P-SUN 2.0 CPRO - ZZ-F 0,6/1 kV

D. CABLEADO DE CAJAS DE COMBINACIÓN – POWER STATION

Este cableado hace referencia al cableado que une las cajas de combinación correspondientes a cada combinación de strings con la power station central. Este cableado va enterrado bajo zanja, zanja que compartirá en uno de los tramos con el cableado de media tensión, tal y como se explicará en apartados más adelante. Para la comparación de los precios del metro del cable se va a tomar como referencia, al igual que en los casos anteriores, el cableado de sección de 120mm2.

Tabla 11: Comparativa del cableado CC enterrado, estudiando el cable de sección 120mm2.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor	**EXZHELLENT® SOLAR**	**PRYSMIAN**	**CABLES RCT**
Nombre del cable	XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	ACEFLEX Eca RV-K 0,6/1 kV	RV-K 0,6/1 kV
Precio actual por metro de cable (€/m)	10,36 €/m	14,20 €/m	16,70€/m

El cableado seleccionado para este tramo será el EXZHELLENT® SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

E. CABLEADO POWER STATION – LÍNEA AÉREA MT (TRAMO SUBTERRÁNEO)

Este cableado es el tramo de cableado de MT que va subterráneo.El cableado de este tramo hace referencia al cableado que sale de la power station (por lo tanto, transportará MT en CA) y termina con la conexión al poste aéreo instalado en el límite de la parcela.

El cableado necesario para transportar dicha energía tiene una sección, tal y como se ha calculado en el apartado *Memoria de cálculos* de 240 mm2. A continuación se comparan dos fabricantes diferentes:

Tabla 12: Comparativa del cableado CC enterrado, estudiando el cable de sección 240mm2.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor	**EXZHELLENT® SOLAR**	**PRYSMIAN**
Nombre del cable	HEPRZ1 AL H16 12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV	AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1
Precio actual por metro de cable (€/m)	7,52 €/m	6,53 €/m

El cableado seleccionado para este tramo es el del fabricante PRYSMIAN, modelo AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1.

F. CABLEADO POWER STATION – LÍNEA AÉREA MT (TRAMO AÉREO)

Este es el último tramo de cableado de la instalación fotovoltaica.

Es un tramo de cableado aéreo que tendrá como función la unión de los dos postes aéreos que tiene la instalación fotovoltaica. El final de este cableado se dará con la conexión de la red de la instalación a la red aérea ya existente de la compañía IBERDROLA.

El cableado elegido para este tramo es el cableado LA-56, apareciendo, tal y como se puede apreciar en la siguiente tabla, diferentes proveedores con diferentes precios. Así:

Tabla 13: Comparativa del cableado Línea aérea LA-56.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor	**SOLIDAL Y QUINTAS & QUINTAS**	**GENERAL CABLE**
Cableado a instalar	Conductor aluminioacero LA-56	Conductor aluminioacero LA-56
Precio actual por metro de cable (€/m)	4,95€	4,50 €

El cableado escogido para este último tramo de la instalación es el cableado GENERAL CABLE Conductor aluminioacero LA-56.

G. CABLEADO DE FIBRA ÓPTICA PARA SSAA

Este cableado será el encargado de unir los SSAA dispuestos mayoritariamente alrededor de la parcela, como están por ejemplo las cámaras de seguridad.

El cableado de fibra óptica que cumplirá las funciones de interconexión entre los elementos de la monitorización de la instalación será el siguiente:

Cableado Fibra óptica multimodo OM2 MTW.

5.8. Arquetas

Se entiende por arqueta al elemento hueco incrustado e instalado en la zanja, que tiene como principal función facilitar el manejo de las conexiones del cableado la instalación, mejorando así el enlace y distribución de las líneas eléctricas que van enterradas en las zanjas.

Las arquetas eléctricas elegidas para esta instalación son todas ellas prefabricadas de hormigón, siendo estas las arquetas más idóneas para instalaciones fotovoltaicas, como la que se desarrolla en el presente proyecto.

Hay que destacar que se han distinguido tres tipos de arquetas en la instalación, ya que sus medidas y el cableado que circularán por ellas no será el mismo. Así:

- Arquetas de baja y media tensión → Estas arquetas son las que se distribuyen a lo largo de la parte derecha del camino principal de la instalación.

Estas arquetas estarán atravesadas por cableado tanto de baja tensión proveniente de las cajas de combinación, como de cableado de media tensión, proveniente de la powerstation con dirección a la torre de la red aérea instalado en la linde sur de la instalación.

- Arquetas de baja tensión → Este tipo de arquetas serán el resto de las arquetas de la instalación. Es decir, aquellas que se encuentran a la izquierda del camino principal, y en los tramos por encima de la powerstation.

Este tipo de arquetas estarán formadas por cableado de baja tensión. Así servirá como punto de encuentro del cableado que sale de las cajas de combinación al cableado que circula a través de la zanja hasta llegar a los inversores.

- Arquetas de Servicios Auxiliares → Estas arquetas irán destinadas a la zanja que se localiza por el contorno de la instalación fotovoltaica, la cual provee de electricidad a los servicios auxiliares como cámaras de seguridad.

Para cada una de las arquetas señaladas, y debido a que sus dimensiones, precio y peso son diferentes, se han realizado dos tablas diferentes, con intención de elegir la arqueta que contenga las características más adecuadas para cada uno de los tramos señalados anteriormente.

En la primera de ellas, aparecen las características de las arquetas de media y baja tensión:

Tabla 14: Comparativa de arquetas de media y baja tensión.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor		**PREFABRICADOS Y POSTES S.A.**	**BUPRE S.L.**
Material		Hormigón armado-vibrado	Hormigón armado-vibrado
Resistencias		B-125 y D-400	B-125 y D-400
Características		Conjunto de módulos	Conjunto de módulos
Medidas (Largo x ancho x alto)	Módulo superior	600x600x350	600x600x350
	Módulo suplementación 20 cm	1000x1000x200	1000x1000x200
	Módulo inferior	1000x1000x600	1000x1000x600
Ampliación necesaria para conseguir la altura que se necesita		CONO IBERDROLA	CONO IBERDROLA
Material de la tapa que incluye		TAPA FUNDICION TIPO M2 – T2	TAPA FUNDICION TIPO M2 – T2
Peso		782	770
Precio actual del producto (€)		267,68	200,95€

El precio en este caso será el factor determinante, ya que las arquetas vendidas por los dos proveedores comparados en la tabla tienen la misma función y las mismas características.

Así, de los dos proveedores que aparecen en la tabla, el escogido finalmente es Bupre S.L. debido a que el precio del producto es menor con este distribuidor.

Cabe destacar que el peso favorece también a la arqueta seleccionada, ya que es menor que la arqueta del proveedor no escogido.

En el segundo tipo de arquetas estudiado en el presente proyecto, arquetas para cableado exclusivamente de baja tensión, se han estudiado dos proveedores diferentes, al igual que en el caso anterior. Aparecen las características en este tipo de arquetas:

Tabla 15: Comparativa de arquetas de baja tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Arquetas de baja tensión		
Proveedor	Prefabricados y postes S.A.	Bupre S.L.
Material	Hormigón armado-vibrado	Hormigón armado-vibrado
Carga capaz de soportar	B-125 y D-400	B-125 y D-400
Características	Módulo único	Módulo único
Medidas (Largo x ancho x alto)	600 x 1100 x 1100	600 x 1100 x 1100
Material de la tapa que incluye	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1
Peso	279 kg	270 kg
Precio actual del producto (€)	172,92€	151,25€

Cabe destacar que en este caso, de los dos proveedores que se desarrollan en la tabla, el escogido finalmente es Bupre S.L.

La razón principal de esta decisión se basa en el precio y peso, al igual que en las arquetas de baja y media tensión, ya que ambas características favorecen al proveedor de arquetas seleccionado.

En el tercer tipo de arquetas, las destinadas para las zanjas de servicios auxiliares, se han estudiado dos proveedores diferentes. La elección de la arqueta más adecuada para las características de este tramo de la instalación se muestra a continuación:

Tabla 15: Comparativa de arquetas de baja tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Arquetas de baja tensión de SSAA		
Proveedor	Prefabricados y postes S.A.	Bupre S.L.
Material	Hormigón armado-vibrado	Hormigón armado-vibrado
Carga capaz de soportar	B-125 y D-400	B-125 y D-400
Características	Módulo único	Módulo único
Medidas (Largo x ancho x alto)	400 x 540 x 800	400 x 540 x 800
Material de la tapa que incluye	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1
Peso	228 kg	225 kg
Precio actual del producto (€)	112,82€	101,95€

Finalmente, la opción elegida será la del proveedor Bupre S.L., debido a que el precio del producto es menor.

Esto es debido a que las demás características de las arquetas son iguales, por ello ha sido el precio el que ha marcado la diferencia.

5.9. Puesta a tierra

5.9.1. PUESTA A TIERRA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO = PUESTA A TIERRA 1

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

Este elemento es necesario en todas las instalaciones, ya que es un elemento de seguridad que permite evitar posibles pasos de elevada corriente por el cuerpo humano, desviándose así la corriente por el sistema de la puesta a tierra en vez de pasar a través del cuerpo humano, lo cual podría provocar, en los peores casos, la muerte de la persona en cuestión.

Existen diferentes tipos de esquemas de distribución que conforman la puesta a tierra, los cuales tendrán como principal diferencia si el neutro del elemento a proteger está conectado directamente a tierra o si por el contrario son las masas del elemento eléctrico las que están conectadas a esa tierra. De entre todos los esquemas que existen, se van a diferenciar a continuación dos de ellos, los cuales son:

1. Esquema TT → Este esquema de conexión a tierra corresponde a instalaciones alimentadas directamente por una red de distribución en B.T. en las que el neutro del transformador de alimentación está conectado directamente a tierra, y las partes metálicas de los receptores están unidas a otra toma de tierra.

2. Esquema IT → En estos esquemas, todos los componentes activos están aislados de tierra, evitando por tanto que el neutro del transformador de alimentación está conectado directamente a tierra.

En el caso de la puesta a tierra 1, que es la que se está describiendo en este apartado, se considera el campo fotovoltaico como un sistema con neutro aislado, es decir, sistema IT. Este esquema de conexión tendrá la ventaja de que la instalación pueda seguir funcionando de forma segura ante un primer fallo de aislamiento, aunque este primer fallo debe ser detectado y reparado antes de que pueda surgir un segundo fallo de aislamiento momento en el que, ahora sí, dejará de funcionar la instalación.

Por lo tanto, como conclusión, el sistema elegido para la puesta a tierra del campo fotovoltaico será un sistema IT.

La disposición de esta puesta a tierra será en forma de anillo, estableciéndose así una circunferencia alrededor de la planta fotovoltaica, la cual poseerá un radio de 50 metros.

Este anillo será un único anillo, formado por un cableado de cobre desnudo de 50mm2, que estará enterrado a una profundidad de 0,7 metros.

5.9.2. PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN = PUESTA A TIERRA 2

Tal y como se ha descrito en el apartado anterior, existen dos tipos principales de esquemas de conexión a tierra, los cuales son TT e IT.

Ante estas dos posibilidades hay que destacar que existen ventajas y desventajas respecto a ambos tipos de sistema de puesta a tierra. Sin embargo, estos puntos a favor y en contra de los esquemas descritos no se van a describir, ya que el propio fabricante de la power station que se va a instalar en esta instalación fotovoltaica (SMA) describe:

"Si en el lado de baja tensión existe una conexión de punto neutro, esta no se debe conectar ni poner a tierra". Información obtenida del documento técnico descargado de la web del fabricante SMA, Requisitos para los transformadores de media tensión y para los transformadores de autoalimentación de SUNNY CENTRAL.

Esto quiere decir que es el propio fabricante SMA el que resuelve la duda expuesta en el párrafo anterior, en el que se describía la opción de poner esquema de puesta a tierra IT o TT.

Así, bajo esta condición que el fabricante expone, está claro que la opción que se debe de elegir es el esquema de puesta a tierra IT, en el cual el neutro del lado de baja tensión del transformador no irá conectado a tierra.

Hay que destacar que este tipo de conexiones IT de "Grounding System: Floating" es común para las *combainer box* o, en este caso denominada, power station SMA. Esta independencia del neutro del transformador respecto de la puesta a tierra se debe a la siguiente razón:

En un inversor central, es decir, aquellos inversores de gran potencia que se conectan de forma directa a un transformador, las partes de continua y alterna (entrada y salida del inversor) deben considerarse, a efectos de aislamiento, como una única unidad.

Esto es así ya que los estos elementos de la power station no poseen en su interior un transformador de aislamiento propio que sirva de aislante galvánico de la parte de corriente continua y de alterna. Es el propio transformador central al que conectamos el inversor el que debe de asumir dicha función.

Es por ello, por lo que, si conectamos la parte de baja tensión del transformador directamente a la puesta a tierra, el transformador estará aislado galvánicamente del propio inversor, por lo tanto, la función de aislante galvánico que este último debe tener en las combiner box/power station no podrá llevarla a cabo.

Por lo tanto, como conclusión, el sistema que se debe de colocar en este tramo de la instalación fotovoltaica es un sistema IT, sin conexionado del neutro del transformador en su lado de baja tensión a la tierra.

Este electrodo "tipo" estará formado por 8 picas de 4 metros de longitud y 14 mm de diámetro. Todas las picas que conforman la puesta a tierra estarán unidas en hilera a partir de cobre desnudo horizontal de 50 mm2 de sección.

5.9.3. PUESTA A TIERRA DE SERVICIOS AUXILIARES = TIERRA 3

Hay que recordar que la instalación fotovoltaica actual posee transformador de servicios auxiliares, cuya principal función, tal y como se ha destacado en puntos anteriores, es la de suministrar la energía necesaria a todos los elementos auxiliares constituyentes de la instalación, como lo son cámaras de seguridad, alumbrado, servicios de ventilación etc.

Esta puesta a tierra de SSAA se denomina también "puesta a tierra de servicios", lo cual indica que el neutro del transformador de SSAA, esta vez sí, irá conectado a tierra.

Hay que destacar que el transformador de SSAA no tiene las mismas características que el transformador general explicado en la puesta a tierra 2, ya que en este caso el transformador de SSAA transformará la MT en BT, y no al contrario como en el caso del transformador central.

Hay que tener en cuenta que el neutro en este caso sí que debe de estar conectado a tierra. Es por esta razón por la cual las posibilidades de la puesta a tierra en este tramo de la instalación son dos:

- Sistema TT → Este sistema de puesta a tierra se ha explicado anteriormente.
- Sistema TN → En el sistema de tipo TN existe un punto directamente puesto a tierra, mientras que las masas de la instalación eléctrica están conectadas a este punto mediante conductores de protección.

En este sistema TN además de las tres fases y el neutro, existe un quinto conductor denominado CP, el cual se conectará a las envolventes metálicas de los equipos SSAA y del mismo modo al neutro de la estrella del transformador de SSAA.

El sistema elegido para la instalación de SSAA es el sistema TN. Este consistirá en la unión de las envolventes metálicas de los SSAA con el conductor de protección CP, y la conexión de este con el neutro de la estrella del transformador.

Los conductores de las fases junto al conductor de neutro se harán pasar por el toroidal del interruptor diferencial. Ante un defecto, la intensidad retornará por el conductor CP y si la intensidad de defecto es superior a la sensibilidad de dicho interruptor, este actuará.

Así, las envolventes metálicas de los equipos se conectan al neutro de la estrella del transformador de SSAA, constituyendo así el esquema tipo TN-S necesario en este tipo de puesta a tierra de servicios.

El conductor CP del sistema de protección tipo TN-S, será de cobre desnudo de 50 mm2.

Destacar a su vez que el neutro del transformador de SSAA será de cobre con aislamiento tanto eléctrico como mecánico hasta su conexión con el primer electrodo.

5.10. Veleta y anemómetro

La instalación dispondrá de una veleta y un anemómetro localizados en la parte superior de la Power Station.

Ambos elementos tienen como principal finalidad el estudio de la velocidad y dirección del viento que existe en la instalación.

A continuación, se van a detallar diferentes empresas proveedoras de ambos productos, con la finalidad, como se ha realizado en casos anteriores, de estudiar las diferentes propuestas que existen actualmente en el mercado y escoger la más adecuada para la instalación fotovoltaica.

Tabla 16: Comparativa de veletas y anemómetros a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Veleta y anemómetro		
Proveedor	**SENSOVANT**	**IED ELECTRONICS**
Nombres comerciales	Anemómetro SV-PA2 y veleta SV-PRV	Anemómetro Windsensor-IES 101010 y veleta WV4403
Rango de medida	De 0 a 60 m/s	De 0 a 60 m/s
Umbral	0,5 m/s	0,5 m/s
Rango de temperatura de trabajo	-30 a +70ºC	-20 a 70ºC
Pulsos	2 por rotación	2 por rotación
Precio actual del producto (€)	380 €	765,30€

Los productos escogidos han sido finalmente los productos del proveedor Sensovant. La decisión se ha basado principalmente por el coste económico de los productos, ya que el precio de la segunda de las opciones es superior.

Además, la marca Sensovant es una marca que proporciona una alta fiabilidad a sus productos, y es además una empresa especializada en el mundo de la solar fotovoltaica con un alto reconocimiento.

5.11. Piranómetros

La norma ASTM E2848 establece que el piranómetro es el instrumento idóneo para realizar pruebas en plantas y sistemas de producción de energía fotovoltaicos al aire libre. Estos aparatos son radiómetros diseñados para medir la irradiancia en una superficie, midiendo la irradiancia global y difusa en una localización concreta.

Una de las principales funciones por las que se instalan estos elementos es la evaluación de la radiación solar de cara a su aprovechamiento energético, sabiendo así cuántos kW por metro cuadrado recibe la instalación en cuestión.

Para la elección del correcto piranómetro, hay que tener en cuenta una serie de características:

- Clasificación según la ISO 9060 y la guía de la MWO → Esta clasificación es la norma internacional para la "especificación y clasificación de instrumentos de medida de la radiación solar hemisférica y directa". Sirve entonces para diferenciar la respuesta a la temperatura y radiación solar que tienen estos aparatos fotovoltaicos.

Así, esta norma clasifica la calidad de los piranómetros en función de las especificaciones de rendimiento.

- Selectividad espectral → Hará referencia al rango de longitudes de onda que el piranómetro es capaz de medir. Esta selectividad depende de las características del sensor o de la pintura que recubre al receptor, entre otras.
- Rango de temperaturas de funcionamiento → Hará referencia a los valores máximos y mínimos a los que el aparato receptor puede funcionar.
- Linealidad → Esto es, independencia del factor de calibración con la irradiancia.

Una vez estudiadas las principales características que debe tener un piranómetro, se resumen en la siguiente tabla los valores de los piranómetros estudiados:

Tabla 17: Comparativa de los piranómetros a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Características del piranómetro		
Proveedor	**Kipp & Zonen**	**SensoVant**
Tipo de modelo	CMP10	SR12
Clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO	Clase A	Clase A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 a +80 ° C	-40 a +80 ° C
Rango o selectividad espectral	285 a 2800 x 10^{-9} m	285 a 3000 x 10^{-9} m
Sensibilidad (nominal)	7 a 14 x 10^{-6} V/(W/m2)	15 x 10^{-6} V/(W/m2)
Sensor de temperatura	Pt100 o 10 kΩ termistor	Pt100 o 10 kΩ termistor
Precio actual de producto (€)	695,90 €	680,00 €

Tras el estudio de las características de ambos competidores, hay que destacar que el piranómetro de la casa SensoVant ofrece dos características especiales: un calentador y un sensor de temperatura para el control de calidad adicional.

Esto tendrá como función reducir los errores de medición causados por la deposición de partículas de agua debido al rocío diario o a lluvias, ya que hará evaporar a estas partículas de agua.

Además, el propio fabricante del producto escogido detalla que su producto “cumple y excede las especificaciones recogidas por la norma ISO 9.060 para piranómetros de clase A para su uso en "aplicaciones de prueba de la energía solar", lo cual demuestra que a nivel de producto y de características de nivel A sale ganador el producto elegido.

Es por estas razones por la que la elección escogida finalmente es la del fabricante SensoVant, debido a la diferencia de precio y características con el otro fabricante estudiado.

5.12. Centro de monitorización y control

La monitorización y control de las plantas fotovoltaicas es un aspecto fundamental en este tipo de instalaciones, ya que permiten un seguimiento exhaustivo del estado de los componentes de la instalación, así como de la eficiencia de estos y de las condiciones a las que trabajan en cada momento.

Está formada por una serie de elementos de medida repartidos por el campo fotovoltaico, todos ellos interconectados entre sí. Estos elementos recogen información de temperatura, voltajes, irradiación solar, etc. y mandan estas informaciones recogidas a un sistema de control remoto, desde donde se controlará remotamente la instalación.

De esta manera, ante cualquier valor anómalo recogido por estos elementos, se podrá actuar desde los centros de control, llevando a cabo las acciones necesarias para que la instalación fotovoltaica y los elementos que la componen no se vean afectados.

De este modo se conseguirá:

- Minimizar las pérdidas del sistema → La monitorización instantánea de cada elemento permite determinar de manera rápida el posible problema que pueda existir en un punto determinado de la planta. De esta forma es posible actuar remotamente, minimizando el impacto o solucionando el problema.
- Maximizar el rendimiento de la instalación → Gracias a la interconexión de todos los elementos de la instalación, se puede observar si un elemento en un determinado momento no está trabajando a su más alto rendimiento. De este modo se podrá poner solución a este problema y volver a la producción pico de la instalación.
- Refuerza el mantenimiento preventivo → El sistema de monitorización es un factor añadido al mantenimiento preventivo, y que de alguna manera lo refuerza, ya que el mantenimiento preventivo de los materiales se hace cada un tiempo determinado y estipulado.

  Sin embargo, gracias a la supervisión constante de los elementos de la instalación con el sistema de monitorización, es posible ver cuándo un elemento está dejando de funcionar en su rendimiento pico, y poder mitigar esta situación. Así, no es necesario esperar a que a que el operario del mantenimiento preventivo se percate del problema del elemento tiempo más adelante, cuando este haya empeorado sus características de funcionamiento. Todo esto se resumirá, por tanto, en un aumento de la longevidad de la instalación.

El centro de monitorización y control de la instalación fotovoltaica del presente proyecto está formado por una serie de elementos interconectados entre sí.

Estos elementos son:

1. ARMARIO DE MEDIDA Y COMUNICACIONES

En este armario será donde se ubican los elementos de medida de los diferentes equipos de la instalación fotovoltaica: inversores, transformador elevador, estación meteorológica, etc.

En este armario se añaden también los dispositivos de comunicación planta-centro de monitorización remoto de SMA. Así, su función será la de transmitir las mediciones recogidas en la instalación al servidor remoto contratado, en este caso SMA monitorización.

Estos elementos son el contador, los racks de internet, el router de la instalación, etc.

Para llevar a cabo las comunicaciones con el centro de monitorización externo de SMA existen dos posibilidades de actuación:

- Ordenador portátil en la instalación y trabajador presencial + Router → En este caso, el cableado de salida del switch, tal y como se va a explicar más adelante, irá conectado a un ordenador portátil localizado en la propia instalación fotovoltaica, el cual tendrá instalado el sistema SCADA de la empresa de monitorización contratada (SMA en este caso).

Para esta posibilidad se hace obligatoria la presencia de un trabajador que se encargue de estudiar los datos que entran al ordenador, y que sea este el que actué en función de las necesidades que la instalación posea.

- Router → En este segundo caso, no existirá un ordenador en la instalación, y por tanto tampoco será necesaria la presencia de un operario que esté constantemente supervisando el programa de monitorización.

De este modo, el router será el encargado de recibir las señales que provienen del switch central, y este mandará dichas señales al centro de monitorización externo de SMA.

Este tipo de configuración es la opción más correcta y más utilizada en este tipo de instalaciones fotovoltaicas de gran producción, ya que hay que destacar que en la opción número 1, no solo se instalará el ordenador, sino que también será necesario instalar un router, ya que el operario no se encontrará 24 horas en frente del ordenador supervisando la instalación.

Por lo que no solo habría que contratar a un operario y tener un ordenador siempre activo, sino que habría que comprar además un router de comunicación. En esta segunda opción solo habría que llevar a cabo la última de las acciones.

Por ello, el sistema elegido para la instalación fotovoltaica del presente proyecto es la segunda configuración, habiendo un router en el armario de comunicaciones que se encargará de mandar las señales determinadas a la empresa de monitorización externa SMA.

2. POWER PLANT CONTROLLER

El Power Plant Controller o también llamado PPC es el controlador de los inversores.

Tiene como principal función la de regular la cantidad de energía que se inyectará a la red eléctrica de IBERDROLA S.A.U., contribuyendo así a la estabilidad de las redes de suministro.

El PPC actuará sobre los inversores de la instalación, mandando el primero señales a los segundos para aumentar o disminuir la inversión de energía generada en la planta.

De esta manera se cumplirá a la perfección con las exigencias eléctricas de la compañía eléctrica, obteniendo así una inyección de energía que se adecúa en cada momento a lo que la red aérea necesita, evitando sobretensiones o sobrecargas sobre la línea.

3. CENTRO DE CONTROL

El centro de control será una zona independiente a la instalación fotovoltaica. En estos centros se encuentran los operadores de red remotos o comercializadores directos, en el caso de este proyecto será SMA monitorización.

Es decir, son los puestos de mando desde donde la empresa de monitorización contratada tiene que hacer seguimiento de la instalación fotovoltaica contratante.

Así, se monitorizarán todos los parámetros provenientes de las instalaciones fotovoltaicas y será obligación de la empresa contratada el actuar en consecuencia a las señales recibidas desde la instalación.

5.13. Camino

La parcela es prácticamente un terreno llano, sin vegetación y desocupado, al que se puede acceder desde 2 caminos diferentes:

- Mediante la Carretera autonómica CL-116, en donde a la altura de su kilómetro 1 dirección Burgo de Osma se situará la entrada principal al campo fotovoltaico.

- Mediante el Camino de Peñas Altas, que transcurre por todo el borde sur de la parcela. Es necesario la realización de un camino que una el Camino de Peñas Altas con el ala Oeste de la instalación, donde se encontrará la entrada Oeste.

La existencia de puerta al Este y al oeste se consigue que la instalación esté atravesada de un extremo a otro, evitando así el tener que atravesar o bordear toda la instalación en el caso en el que hubiese que hacer mantenimientos en el extremo contrario de la entrada principal de la misma.

Figura 6: Ortofoto de la de los accesos a la parcela de la instalación.

Fuente: Qgis

Estos caminos son de vital importancia ya que a lo largo de la vida útil de la instalación habrá que realizar operaciones de mantenimiento y de reparación de averías, a las cuales se accederá por estos caminos.

Hay que destacar que dentro de la instalación se van a diferenciar dos tipos de caminos, preparados para las labores de mantenimiento que se realizarán durante la vida útil de la instalación:

- TRAMO 1 → Este tramo lo conformará el camino que va desde el Este al centro de la instalación. La preparación de este camino es más cuidada que el caso del tramo 2, ya que es un camino preparado para el tránsito de camiones, de maquinaria y de grúas para poder cargar y descargar los edificios de la instalación, además de ser útiles en caso de que sea necesario el uso de maquinaria para las labores de mantenimiento.

  El camino se excavará y se volverá a llenar realizando tres capas diferenciadas. La primera de ellas será la capa denominada subrasante o cimentación. A esta le seguirá una segunda capa denominada subase o fundación. La tercera de las capas recibirá el nombre de base.

  La última de las capas a incluir en el camino se denominará Capa de rodadura, que será esta la capa más externa, estando así en contacto con los coches o vehículos que tengan que circular por el camino.

- TRAMO 2 → Este tramo lo conformará el camino que va desde el centro hasta el Norte de la instalación. Este tramo del camino no estará condicionado para poder circular camiones o grúas, ya que la base del camino no está preparada para estas cargas y labores.

5.14. Vallado de la instalación

5.14.1. CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA

El tipo de vallado a utilizar en esta instalación será el vallado de malla simple torsión galvanizada.

La malla simple torsión se caracteriza por su forma de rombo, siendo una solución económica para instalaciones como la que se desarrolla en el presente proyecto.

La malla utilizada será galvanizada, la cual tendrá las siguientes características:

Tabla 18: Comparativa de la malla simple torsión o rombo galvanizada a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Características de la malla simple torsión o rombo galvanizada		
Proveedor	**Galbis**	**Incafe2000**
Altura del cercado (cm)	2000	2000
Tipo de malla	50/16	50/14
Luz de malla	50	50
Diámetro de alambre (mm)	2,70	2,20
Peso (km/m2)	1,70 aprox	1,70 aprox
Longitud de cada rollo (m)	25	25
Precio actual de producto (€/m)	101,45€	94,86€

Finalmente, la opción escogida será la del distribuidor Incafe2000.

Se ha elegido esta opción por motivos económicos, ya que el distribuidor de esta opción vende la valla a menor precio.

Este tipo de malla utilizada (50/14) es el más utilizado en cercamientos de parcelas como la actual, lo cual también es un punto a favor para elegir el tipo de vallado elegido, ya que, si es necesario realizar cualquier tipo de intercambio de una parte del trazado del vallado, será más sencillo encontrar a un proveedor cercano que proporcione la malla 50/14 que la malla 50/16.

5.14.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES

Los postes son otro de los elementos principales del vallado. Sobre ellos se va a instalar los kilómetros de vallado explicado en el punto anterior.

Tabla 19: Comparativa de los postes simple torsión reforzados a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Características del poste simple torsión reforzado				
Proveedor: Enrejados.es	**Poste redondos o de alineación**	**Poste empiece o final**	**Poste refuerzo**	**Poste esquinero**
Altura del poste (mm)	2200	2200	2200	2200
Color del poste	Galvanizado	Galvanizado	Galvanizado	Galvanizado
Diámetro del poste (mm)	48	48	48	48
Precio actual de producto (€)	10,50 €	28,45 €	34,50€	45,30 €

Hay que destacar que los postes deben tener una altura superior a la de la valla, tal y como se refleja en la tabla de las características de los postes, ya que irán introducidos y fijados en el suelo, mediante hoyos que se realizarán con anterioridad a su instalación.

El tamaño de estos hoyos es de 25cm de ancho y 45 cm de profundidad para el poste central o de arranque/final, y 25 cm de ancho y 25 cm de profundidad para los postes tornapuntas.

5.14.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS PUERTAS

La finalidad de la puerta es evidente: permitir la entrada de los coches o de la maquinaria que sea necesaria en las labores de mantenimiento de la instalación.

Se ha optado por puertas galvanizadas con unas medidas de 2 metros de altas x 3m de anchas.

Tabla 20: Comparativa de la puerta a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Características de la puerta			
Proveedor	**Vallas metálicas.com**	**Comercios y servicios**	**Cerramientos Justi**
Medida de la puerta (alto x ancho)	2m x 6m	2m x 6m	2m x 6m
Color	Galvanizado	Galvanizado	Galvanizado
Tipo del enrejado utilizado en la puerta	Panel rígido de malla electrosoldada lisa	Panel rígido de malla electrosoldada lisa	Panel rígido de malla electrosoldada lisa
Sistema de cierre	Tipo pasador para asegurarlo con candado	Tipo pasador para asegurarlo con candado	Tipo pasador para asegurarlo con candado
Número de hojas	1, corredera	2	2
Luz de malla	150x50 mm	150x50 mm	150x50 mm
Precio actual de producto (€)	851,00€	295,00€	270,00€

Como se puede observar en la tabla, el tipo de enrejado utilizado en la puerta es común para todas las opciones, siendo este enrejado el más recomendable para puertas de esta naturaleza. Al ser todos iguales este aspecto no será un aspecto determinante para la elección.

Debido a la diferencia de precio, y siendo esta la única diferencia de peso entre las opciones descritas, se ha optado por la puerta de la opción 3, de la empresa “Cerramientos Justi”.

Esta puerta tiene un enrejado de tipo malla electrosoldada lisa, aportando rigidez y buena seguridad a la puerta.

Además, posee dos hojas o puertas y su acabo final es galvanizado, evitando así problemas de corrosiones en un futuro.

5.15. Cámaras de seguridad

El sistema de seguridad es fundamental en una parcela de las características de las de este proyecto, ya que se encuentra separada de las zonas de vivienda de los pueblos y ciudades y además poseen tecnologías de alto valor económico.

Además, la existencia de cobre en estas instalaciones las hace aún más llamativas, destacando además que en la provincia se han aumentado en los últimos meses los robos de cobre de líneas eléctricas, líneas ferroviarias, etc.

Se han barajado diversas opciones, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 21: Comparativa del sistema de seguridad a instalar.

Fuente: Elaboración propia

Proveedor	**CÁMARAS DE VIGILANCIA 24**	**FLIR**	**MOVILTECNO.COM**
Tipo de cámara	Cámara bullet exterior	Cámara bullet exterior	Cámara bullet exterior
Número de cámaras en el kit	2 cámaras	1 cámara	1 cámara
Características de la grabación	Grabación de vídeo	Grabación de vídeo	Fotografías
Calidad	Resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros.	Resolución efectiva de 76 800,0	Cámara fotográfica HD de exteriores
Características más destacadas	Acceso desde el móvil, PC o Tablet, incluyendo un disco duro 1 TB especial para video-vigilancia	Cuentas con un software capaz de analizar las imágenes tomadas y diferenciar si se trata de una intrusión o de una falsa alarma.	Dispone de un panel solar en la parte de arriba para recargar una batería interna que incluye, por ello no es necesario engancharla a la red eléctrica.
Precio actual de producto (€)	218,64 €	238,39 €	189,00 €

Finalmente, la elección de la cámara ha sido el modelo: **Cámaras de vigilancia 24, IP Cámaras IP Consumo Nivian.**

Se ha elegido esta opción ya que es la opción más económica de las tres, ya que incluye dos cámaras y no solo una, además de un rango de grabación mayor a las otras. Además, el poder observar los videos grabados desde el teléfono móvil del operador, y la calidad de vídeo con visión nocturna ha hecho que sea la opción más factible para el presente proyecto.

6. FASES DEL PROCESO DE LA INSTALACIÓN. DIAGRAMA DE GANTT

6.1. CONDICIONES GENERALES PREVIAS AL INICIO DE LA INSTALACION

Es necesario considerar una serie de aspectos para la correcta planificación del montaje de la instalación:

- La buena planificación condicionará posteriormente el buen desarrollo de la instalación.
- Toda la normativa oficial aplicable a las instalaciones fotovoltaicas será de obligado cumplimiento y deberá tenerse en cuenta continuamente, así como las recomendaciones de fabricantes, reglamentos y ordenanzas existentes.
- Se utilizarán materiales, equipos, técnicas de montaje con garantía y terminación de calidad suficientemente probadas.
- Se facilitará el acceso para el montaje y mantenimiento.
- Se reducirán al máximo las distancias entre campo fotovoltaico e inversores o de éstos hasta el punto de interconexión para reducir gastos en cableados.
- El trazado del cableado será lo menos complejo posible evitando en lo posible las curvas.
- Los paneles estarán orientados hacia el ecuador, evitando sombras aceptándose desviaciones de 20 º hacia el este o el oeste. La inclinación de los módulos será de 30º dejando una distancia mínima entre ellos para evitar sombras.
- La seguridad de los operarios será fundamental siguiéndose en todo momento la ley 31/95 de 08 de noviembre de prevención de riesgos laborales y todas sus modificaciones, así como lo establecido en el Código Técnico de la Edificación.

6.2. PERSONAL

Se ha considerado que serán necesarios una serie de operarios para completar la instalación, siendo el técnico director de la obra el que si lo considera oportuno podrá cambiar su número. A continuación, se relacionan los que en principio se han considerado como necesarios:

- Jefe de obra, ayudante y un comité de seguridad y salud.
- Encargados de la estructura: 15-20 operarios.
- Electricistas: 6 personas.
- Equipo de obra civil: 4 personas
- Monitorización: 2 personas
- Seguridad y video-vigilancia: 2 personas.

6.3. EDIFICIOS DE LA INSTALACIÓN

A. Edificios durante la obra

Durante la obra habrá gran cantidad de personas trabajando al mismo tiempo, se deben habilitar espacios adecuados para que las necesidades del personal en cada momento queden cubiertas.

Se ha habilitado una zona cercana a la puerta de entrada conocida como zona de acopio en la que se colocarán los materiales y los edificios anejos.

Se habilitarán las siguientes edificaciones:

- Oficina: el director de obra necesitará este espacio para sus gestiones variadas.
- 2 cantinas: estos dos espacios serán a disposición del personal para que realicen sus comidas y descansos. Se habilitan dos por la gran cantidad de operarios encargados de la estructura y de equipo de obra civil, así como los electricistas.
- Vestuarios: espacios para que los operarios se cambien sus ropas de trabajo. Se dispondrá de dos uno para los encargados de la estructura y otro para los electricistas y equipo de obra civil. Dentro de cada uno de ellos habrá dos pequeños habitáculos para preservar la intimidad de los usuarios.
- 2 baños: se dispondrá de dos baños, uno para mujeres y otro para hombres.
- 1 caseta de seguridad: Antes de la colocación de las cámaras de seguridad se debe tener contratado un equipo que vigile la obra con el fin de evitar robos y actos de vandalismo.
- Almacén: Edificio para guardar herramientas y materiales.

B. Edificios durante la vida útil de la instalación

Cuatro edificios se consideran necesarios para que estén construidos durante el periodo de vida útil de la instalación. Todos ellos serán prefabricados. Se relacionan a continuación los citados edificios:

- Centro de inversión: colocado en el centro de la finca con el fin de ahorrado en cableado eléctrico. En este edificio se incluye el transformador de potencia y otro de servicios auxiliares (aire acondicionado, luz interior, …) y con dos inversores DC/AC.
- 2 centros de corte: Su función será desconectar la red en caso necesario, uno será de propiedad de la compañía eléctrica y otro del propietario de la instalación. El que es de propiedad de la compañía deberá ser accesible desde fuera para que puedan tener acceso sus operarios sin necesidad de acceder al interior.
- Un centro de monitorización y control: se guardarán allí todos los equipos y materiales necesarios para la monitorización de la instalación. Contará con acceso a internet.

6.4. FASES DE PROCESO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE

Se exponen a continuación las fases que comprenden el proceso de construcción, no se producen cronológicamente, es más algunas se pueden producir de forma simultánea pues las diferentes cuadrillas pueden desempeñar sus trabajos independientemente de las demás.

A. Limpieza y preparación del terreno.

Esta fase será realizada por el equipo de Obra Civil. Utilizarán un rodillo por los sitios que lo precisen y si apareciesen tocones se utilizará la cuchilla para deshacerse de ellos.

El terreno será despejado y preparado para que no se encuentre nada inesperado durante la construcción, como troncos, tocones, piedras, etc.

B. Replanteo

Se necesitará un topógrafo que se encargue de marcar claramente los caminos, las esquinas de las diferentes estaciones y edificios que se utilizarán durante la construcción, posición de zanjas y arquetas, es decir de todos los elementos que lo precisen.

C. Cerramiento

El equipo de Obra Civil será el encargado del cerramiento de la instalación, se montará una valla que comenzará con el clavado de unos postes y posteriormente el recubrimiento con una valla metálica.

D. Preparación del camino

Se hará un camino que sirva de conexión entre el centro en donde se encuentran los inversores y el transformador con la entrada. Con esto dejaremos un espacio intermedio en la instalación para facilitar posteriormente los procesos de mantenimiento.

La preparación del camino se llevará a cabo por el equipo de Obra Civil y se hará siguiendo unos pasos:

- Excavación: Con una retroexcavadora se excavará a una profundidad de unos 30 cm en la zona indicada por el Topógrafo para la ubicación del camino.
- Compactación del terreno: Se utilizará un rodillo para compactar bien el terreno.
- Colocación de una membrana geotextil.

- Capa de grava tipo 1: Utilizando un remolque tirado por un tractor se llenarán 20 cm. de la zanja con piedra grande de más de 30 mm de diámetro. Posteriormente se riega el material para conexión de partículas.
- Extendido y compactado: con una motoniveladora de 160 CV se extiende todo el material anterior y posteriormente, con un rodillo, se compactará.
- Capa de grava tipo 2: Se llenan los otros 10 cm de zanja con piedras pequeñas de unos 5 mm de diámetro, regando el material posteriormente.
- Extendido y compactado: para dejar el camino terminado se hace una última pasada con la motoniveladora y después se pasará nuevamente el rodillo.

E. Obra civil para edificios

El topógrafo se encargará de marcar los vértices de los edificios de la instalación.

Para la construcción de los edificios se pondrán losetas de hormigón en la parte inferior con el fin de que se asienten bien en el terreno.

Se ha decidido construir 5 losetas prefabricadas de 50 cm de altura en cada lado, se colocarán dentro del suelo a una profundidad de 40 cm, sobresaliendo 10 cm para el asiento de los edificios. Las losetas se colocarán todas a igual distancia entre ellas.

Se producirá la excavación de zapatas y posteriormente a su relleno con hormigón y colocación de varas de acero que servirán de sujeción a los edificios.

F. Perforación de toma de tierra del pararrayos

Se realizará una perforación de 40 m de profundidad con una perforadora alquilada para introducir el cable de toma de tierra del pararrayos.

El cable será de cobre de 50 mm^2 de sección. Los 20 primeros metros irán aislados y desnudos los otros 20 m más profundos para derivar la energía en profundidad suficiente.

G. Hincado

Hasta que el equipo de obra civil comience con las demás operaciones, se deberá proceder al hincado de los postes que sujetarán la estructura. Previamente el topógrafo habrá marcado el inicio y final de cada línea de módulos.

Los travesaños se hincarán a una profundidad de 1,5 metros y a una distancia entre ellos tal que por cada mesa de paneles fotovoltaicos se encuentren siete postes a la misma distancia unos de otros siguiendo las indicaciones de los fabricantes.

Se realizará el test de Pull Out Test para asegurar que la estructura soportará las cargas del peso combinado con la fuerza del viento.

Así también se puede realizar un estudio geotécnico para asegurarse que a esa profundidad la estructura aguantará las cargas.

La operación de hincado la llevarán a cabo con la ayuda de una maquina alquilada especial para el proceso.

H. Descarga de Edificios

Importante es asegurarse que las zapatas de hormigón estén bien colocadas para que los edificios estén bien asentados.

Un camión transportará cada edificio prefabricado y para su descarga y colocación sobre las losetas será necesaria una grúa.

La operación de descarga es muy delicada con lo cual se tendrá que contar con el personal suficiente y necesario para su correcto desempeño.

Se contará como mínimo con el siguiente personal:

- 4 personas para el manejo del camión y grúa, dos conductores y un ayudante por cada uno para que les den las oportunas indicaciones para la descarga.

- Encargado de Seguridad y Salud: el técnico encargado de este ámbito deberá estar presente para comprobar que se cumple con toda la normativa vigente y no se producen situaciones de riesgo en la descarga.

- Jefe de obra: para asegurar que se cumplen las prescripciones y se lleva a cabo la descarga correctamente.

Esta descarga se realiza en dos operaciones, una la descarga de los edificios en el sitio correcto utilizando unas varas de acero que pasen por la parte inferior del edificio y otra el anclaje interior de los edificios con unas tuercas que se unan a las varas de acero exteriores.

I. Realización de las zanjas

Esta es una tarea que llevaran a cabo simultáneamente el equipo de obra civil y los electricistas.

Los primeros realizarán los aspectos mecánicos como abrir y cerrar la zanja y los segundos se encargarán de los trabajos eléctricos.

Hay tres tipos de zanjas:

- **Zanjas de mesa a caja y perimetral**

Estas zanjas son las más simples pues por ellas pasan pocos cables. Hay dos tipos, las que unen las mesas fotovoltaicas más aisladas con sus cajas de conexión y la que perimetra toda la instalación.

Por estas zanjas solamente pasan dos tubos de plástico corrugado en el fondo por los que irá el cableado y el cable de tierra de cobre de 50 mm^2 de sección que recorre toda la instalación. Para su instalación se realizarán las siguientes acciones:

Excavación: El equipo de obra civil se encargará de abrir una zanja de 40 cm de ancho y 60 cm de profundidad con la retroexcavadora.

Colocación del cable de tierra: El equipo de electricistas se encargará de colocar el cable desnudo de cobre de 50 mm^2 de diámetro en el fondo de las zanjas. Todas las líneas de paneles fotovoltaicos estarán unidas física y eléctricamente a este cable.

Colocación de tubos de plástico corrugado: El equipo de obra civil se encargará de colocar tubos de plástico corrugado por los que irán los cables string y los cables destinados a monitorización y control.

Llenado de la zanja y señalización: El equipo de obra civil se encargará del llenado de la zanja utilizando la tierra del terreno existente, colocando una cinta a 0.2 m del suelo que indique la situación de los cables enterrados.

Conexionado: Son los electricistas los encargados de realizar la colocación de las cajas de conexión en los puntos marcados por los topógrafos y del conexionado de mesas y cajas, teniendo en cuenta la puesta a tierra de la estructura.

- **Zanjas de caja a inversor**

Por ellas van los cables desde las cajas hasta el centro de inversión y también llevan los cables de medida y los cables de string de una línea a otra para conectarse con su caja de combinación.

Las acciones a realizar son las siguientes:

Excavación: El equipo de obra civil se encargará de abrir una zanja de 60 cm de ancho y 90 cm de profundidad con la retroexcavadora.

Colocación del cable de tierra: El equipo de electricistas se encargará de colocar el cable desnudo de cobre de 50 mm^2 de diámetro en el fondo de las zanjas. Todas las líneas de paneles fotovoltaicos estarán unidas física y eléctricamente a este cable.

Llenado con tierra: se echarán 10 cm de la tierra anteriormente excavada para enterrar el cable de puesta a tierra.

Cama de arena fina y cableado: se llenará con 20 cm de altura la zanja para enterrar los cables que los equipos de electricistas habrán colocado correctamente. El transporte y llenado de la arena se llevará a cabo con un camión basculante.

El relleno se hace con arena fina para evitar dañar los cables utilizando piedras mas gruesas y evitando así el coste de tener que recurrir a su protección con tubos de plástico.

Colocación de tubos de plástico corrugado: El equipo de obra civil se encargará de colocar tubos de plástico corrugado por los que irán los cables string y los cables destinados a monitorización y control.

Llenado de la zanja y señalización: El equipo de obra civil se encargará del llenado de la zanja utilizando la tierra del terreno existente, colocando una cinta a 0.2 m del suelo que indique la situación de los cables enterrados.

Conexionado: los electricistas se encargarán de realizar la colocación de las cajas de conexión en los puntos marcados por los topógrafos y del conexionado de mesas y cajas, teniendo en cuenta la puesta a tierra de la estructura.

- **Zanjas para cableado de media tensión**

Estas zanjas son las de mayor complejidad por ser las que llevan más cantidad y tipos diferentes de cables. Las operaciones a realizar son similares a las anteriores, pero con las diferencias siguientes:

- Miden 0,6 m de ancho y 0,9 de alto.

- La cama de arena fina tiene una profundidad de 50 cm y en su interior se encuentra el cableado de media tensión a 10 cm del fondo de la cama, y 10 cm por encima su cinta de señalización. A otros 10 cm se encuentra el cableado de DC y a 10 cm se colocan los rubos de plástico corrugado.

  El llenado se produce igual que en las anteriores, con arena del terreno y dejando una cinta de señalización a 20 cm de profundidad con respecto a la superficie. El llenado se hace con la ayuda de un camión basculante de 10 toneladas.

- Los cables de media tensión generan un gran campo magnético a su alrededor. Por esta razón el cableado de monitorización que comparte zanja con el cableado de media tensión tiene que ser de fibra óptica.

J. Acabado de piezas de estructura

Para realizar esta acción harán falta unas 10 personas y lo llevará a cabo el equipo de estructuristas.

Su trabajo consistirá en colocar la estructura sobre los postes.

Son los transversales que soportarán los módulos, las correas por las que se conducirá el cableado por la parte posterior de los módulos y las grapas sobre las que se asientas los módulos fotovoltaicos.

K. Puesta del cableado

El montaje del cableado que conectará todos los módulos fotovoltaicos corresponde a los electricistas. Los conectores más utilizados en solar fotovoltaica son los MC4.

Los cables salientes de cada mesa irán colocados por las correas hasta el final de la línea, donde irán bajo tierra a través de las zanjas hasta las cajas de conexión.

L. Instalación de módulos

Se calcula que será necesaria la intervención de entre 20 y 25 personas del equipo de estructistas. Se trata de colocar los módulos en su lugar sobre la estructura. Los tornillos que se usarán serán inoxidables.

M. Conexionado de módulos y aparatos eléctricos

A la vez que se van colocando los módulos, los electricistas se ocuparán de su conexión. También se incluye la conexión de todos los aparatos eléctricos como cajas de combinación, inversores, etc…

N. Instalación de dispositivos de monitorización

El equipo de seguridad se ocupará de poner los dispositivos de monitorización.

Se instalarán también dos piranómetros necesarios para medir la radiación solar sobre la superficie de la tierra, 2 células de temperatura para medir la temperatura ambiente y la temperatura a la que trabajan los módulos.

También se instalarán una veleta y un anemómetro en la parte superior de la caseta para medir la fuerza del viento.

Ñ. Instalación de cámaras de seguridad

Se instalará una cámara de vigilancia con video-análisis que estará útil durante toda la vida de la instalación para así evitar actos vandálicos.

Esta cámara se instalará por el equipo de obra civil sobre un poste de 3 metros con una cimentación de 40x40x40 cm.

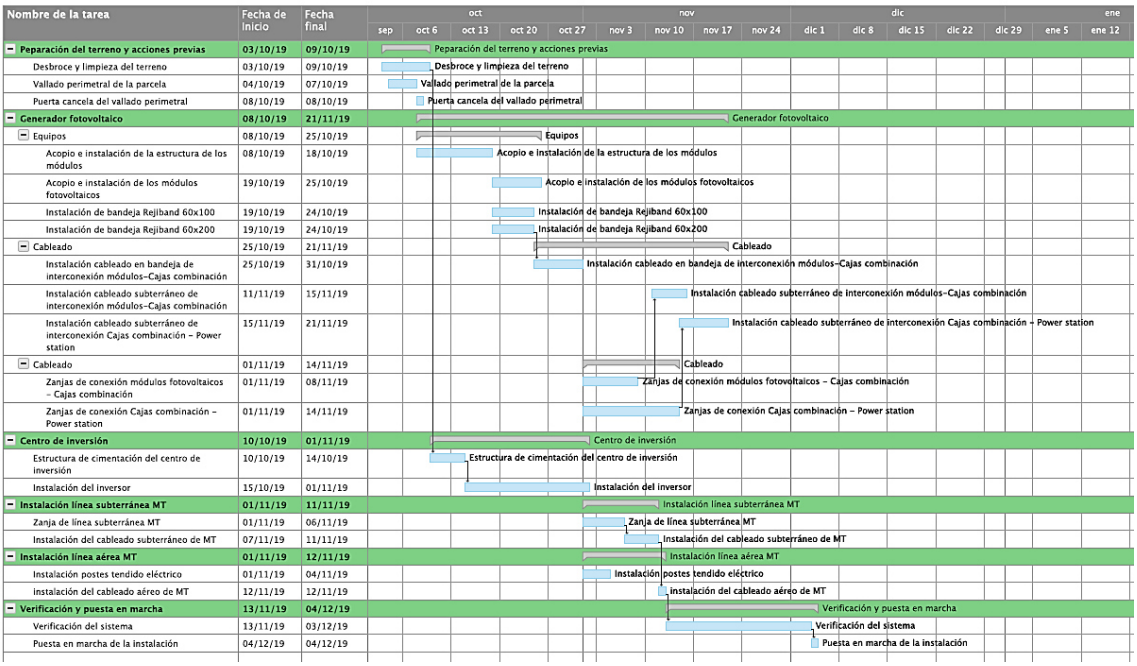
O. Instalación de pararrayos

Para la colocación del pararrayos será necesario hacer una perforación en el suelo a 40 metros de profundidad para alojar el cable de tierra que después se rellenará con arena del terreno existente.

La colocación se realizará en el tejado del centro de inversión.

P. Orden de procesos

El orden de procesos de la realización de las tareas descritas anteriormente se desarrolla en el siguiente diagrama de Gantt.



	Nombre de la tarea	Fecha de inicio	Fecha final
1	Peparación del terreno y acciones previas	03/10/19	09/10/19
2	Desbroce y limpieza del terreno	03/10/19	09/10/19
3	Vallado perimetral de la parcela	04/10/19	07/10/19
4	Puerta cancela del vallado perimetral	08/10/19	08/10/19
5	Generador fotovoltaico	08/10/19	21/11/19
6	Equipos	08/10/19	25/10/19
7	Acopio e instalación de la estructura de los módulos	08/10/19	18/10/19
8	Acopio e instalación de los módulos fotovoltaicos	19/10/19	25/10/19
9	Instalación de bandeja Rejiband 60x100	19/10/19	24/10/19
10	Instalación de bandeja Rejiband 60x200	19/10/19	24/10/19
11	Cableado	25/10/19	21/11/19
12	Instalación cableado en bandeja de interconexión módulos-Cajas combinación	25/10/19	31/10/19
13	Instalación cableado subterráneo de interconexión módulos-Cajas combinación	11/11/19	15/11/19
14	Instalación cableado subterráneo de interconexión Cajas combinación - Power station	15/11/19	21/11/19
15	Cableado	01/11/19	14/11/19
16	Zanjas de conexión módulos fotovoltaicos - Cajas combinación	01/11/19	08/11/19
17	Zanjas de conexión Cajas combinación - Power station	01/11/19	14/11/19
18	Centro de inversión	10/10/19	01/11/19
19	Estructura de cimentación del centro de inversión	10/10/19	14/10/19
20	Instalación del inversor	15/10/19	01/11/19
21	Instalación línea subterránea MT	01/11/19	11/11/19
22	Zanja de línea subterránea MT	01/11/19	06/11/19
23	Instalación del cableado subterráneo de MT	07/11/19	11/11/19
24	Instalación línea aérea MT	01/11/19	12/11/19
25	Instalación postes tendido eléctrico	01/11/19	04/11/19
26	Instalación del cableado aéreo de MT	12/11/19	12/11/19
27	Verificación y puesta en marcha	13/11/19	04/12/19
28	Verificación del sistema	13/11/19	03/12/19
29	Puesta en marcha de la instalación	04/12/19	04/12/19

Figura 7: Desarrollo del diagrama de Gantt de la instalación fotovoltaica del presente proyecto

Fuente: Elaboración propia

7. PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN

Una vez finalizada la instalación fotovoltaica y antes de la puesta en marcha definitiva de la instalación, es necesario revisar una serie de verificaciones y comprobaciones con el fin de asegurar que esta funcione perfectamente.

Estas verificaciones se realizan para poder asegurarse de que no hay ningún elemento de la instalación mal conectado o en mal estado, siendo mucho más frecuente el error humano en el montaje de la instalación que el error de la maquinaria eléctrica.

Las directrices a seguir en esta verificación se detallan en la norma UNE 20460 parte 6-61 y en la ITC-BT-19.

Además, en la ITC-BT-18 se detallan las verificaciones a realizar en cuanto a la toma de tierra de la instalación.

Hay que destacar que la verificación que se lleva a cabo en estos procesos de puesta en marcha de instalaciones, consta de dos partes diferentes:

- Verificación por examen → esta verificación consiste en examinar visualmente posibles problemas que puedan afectar a la instalación, como conexiones mal conectadas, celdas fotovoltaicas en mal estado, o problemas de sujeciones en la instalación.

Esta verificación, tal y como se ha comentado, se basa en el examen visual de los problemas que se pueden encontrar en la instalación. Así, no requiere tomas de medidas eléctricas.

- Verificación mediante toma y estudio de medidas → En este segundo caso, se requiere una toma de medidas, las cuales verificarán si los elementos que conforman la instalación son adecuados y si están en buenas condiciones.

Así, se realizarán medidas sobre las conducciones que permiten los elementos de protección, las puestas a tierra, el aislamiento que tienen los cables, etc.

A continuación, se van a detallar más a fondo los dos tipos de verificación, señalando las acciones que se realizan en cada caso:

7.1. VERIFICACIÓN POR EXAMEN

Antes de poner en marcha los elementos eléctricos de la instalación, tal y como se ha explicado anteriormente, se debe verificar visualmente que no existe ningún fallo en la instalación, o bien en el momento de la instalación, o bien por fallos de fábrica de los elementos. Así, algunas de las cosas más importantes que hay que visualizar para comprobar dichos fallos son:

- Inspección de los módulos.
- Verificación de las estructuras de apoyo.
- Verificación de la instalación del cableado en general.
- Verificación de las cámaras de seguridad.
- Verificación de las cajas de conexiones.
- Localización de la señalización de zonas de riesgo en puntos visibles.
- Verificación del correcto estado e instalación de la infraestructura (edificios).

7.2. VERIFICACIÓN MEDIANTE TOMA Y ESTUDIO DE MEDIDAS

Una vez que se hayan comprobado los puntos detallados anteriormente gracias a la verificación por examen de forma visual, se pondrá en marcha la instalación fotovoltaica, siguiendo estos pasos en su correcto orden:

1. Energizar la instalación.
2. Energizar las entradas del anillo de MT.
3. Conectar el anillo de MT.
4. Energizar los transformadores en el centro de transformación.
5. Puesta en marcha de los inversores.

Una vez puesta en marcha la instalación, y por tanto una vez que los elementos eléctricos tienen corriente e intensidad, se llevarán a cabo las siguientes medidas para la verificación mediante toma y estudio de medidas:

- Medición Voc e Isc y prueba de resistencia de aislamiento.
- Testeo de la polaridad DC y continuidad del cableado.
- Verificación de la resistencia del aislamiento DC y AC
- Las mediciones de la caída de tensión en las líneas de CC.
- Termógrafo de conexiones eléctricas.
- La supervisión de la medición de la resistencia de tierra.

- Verificación del buen funcionamiento del inversor y de su eficiencia.
- Verificación de pico de potencia instalada.

En cuanto a la puesta a tierra, tal y como refleja el REBT, y por la importancia que ofrece desde el punto de vista de la seguridad cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por el Director de la Obra o Instalador Autorizado en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento.

8. FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica que atañe a este proyecto se basa, en síntesis, en la creación de energía eléctrica a partir de la energía lumínica proveniente del sol.

Así, la energía solar llega a las celdas fotovoltaicas en forma de luz solar, con una longitud de onda determinada (la radiación ultravioleta posee longitudes de onda que van aproximadamente desde los 150 nm, hasta los 400 nm, aunque hay que destacar que la atmósfera ejerce una fuerte absorción que impide que la atraviese toda radiación con longitud de onda inferior a 290 nm).

Esta luz solar será la que, mediante los fotones que la conforman, creen lo que se denomina el "efecto eléctrico" en los semiconductores del interior de la celda solar, convirtiendo de este modo la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica.

Será esta energía generada en cada una de las celdas solares la que, tras la conexión de estas mediante la configuración serie-paralelo determinada, se transmita la energía de unas a otras hasta completar todas ellas un panel solar. A su vez, estos paneles se conectarán entre sí en serie formando así lo que se denomina "*string*" o fila de paneles.

De este modo, se conseguirá tener todos los paneles fotovoltaicos de la mesa fotovoltaica conectados entre sí. Estas filas de paneles se van a concentrar todas ellas en lo que se denomina "cajas de combinación".

Estas cajas de combinación son elementos que se utilizan para conectar entre sí un número determinado de strings (en el caso de este proyecto 16) englobándolos y reduciendo el número de cableado, ya que de las 16 entradas de cables que se reciben, saldrá exclusivamente 1 cable.

De este modo, la energía generada por los 16 strings será concentrada en un solo cableado.

Este cableado que sale de las cajas de combinación será conducido hasta la conocida como "power station" o "combiner box". Estas cajas son soluciones compactas que son creadas por los diferentes proveedores de centros de inversión y transformación, las cuales se encargan de englobar todos los elementos eléctricos necesarios para realizar la inversión y la transformación de la energía obtenida de los módulos fotovoltaicos.

Una vez el cableado de unión cajas de combinación – power station ha llegado a conectarse a esta última, comenzará el proceso de la inversión de la electricidad generada por los módulos fotovoltaicos. Este proceso es realizado por los dos inversores que contiene la power station de la instalación fotovoltaica que atañe a este proyecto, y consiste en la generación de corriente alterna (CA) a partir de la corriente continua (CC) que recibe los propios inversores.

Una vez se ha obtenido la energía en corriente alterna, entrará en juego el siguiente de los elementos que componen la power station: el transformador.

Este elemento tiene como función el cambiar la energía de baja tensión (BT) proveniente de los inversores a media tensión (MT). Esta transformación consiste básicamente en la elevación de la tensión y disminución, como consecuencia, de la corriente.

De este modo, se obtendrá una energía eléctrica mucho más apta para viajar en grandes distancias, evitando así las pérdidas de la energía por calentamiento del cableado que la electricidad tiene que hacer.

Una vez transformada esta energía, esta será transportada al centro de control "*Power plant controller*". Esta planta tendrá como principal función el estudio detallado de la energía que se genera en la planta, garantizando al operador los mayores rendimientos y consiguiendo una mayor estabilidad para el operador de la red, ya que se cumplirá de este modo con todos los requisitos de regulación de la red y se garantizará por tanto su estabilidad en todo momento, consiguiendo así una integración segura de la central fotovoltaica en las rede de suministro.

Además, esta *Power plant controller* se encargará también de notificar de posibles fallos de la instalación. Esto es gracias a que esta planta de control instalada es capaz de monitorizar los procesos que se realizan en la instalación, estando conectada a un sistema software de control remoto (SCADA), transmitiéndose estos datos por vía ADSL para el control remoto de la instalación.

Tras la generación, inversión, transformación y control de la energía generada en la instalación, será momento realizar la conexión de la electricidad generada al cableado de red eléctrica aérea de media tensión que existe en la parcela cercana a la de la instalación de este proyecto.

Se cerrará así el proceso de la generación de energía eléctrica de la planta fotovoltaica.

9. MANTENIMIENTO

9.1. INTRODUCCIÓN

En las instalaciones fotovoltaicas, tal y como señala el *Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red IDAE*, existen dos tipos de mantenimiento: el mantenimiento preventivo y el correctivo. Es por ello por lo que el contrato de mantenimiento de la empresa debe de incluir ambos. A modo de resumen:

- El primero de ellos, mantenimiento preventivo, se basa en inspeccionar visualmente los componentes de la instalación y verificar que los distintos equipos que la conforman están en buenas condiciones. Así, se deben de realizar periódicamente una serie de acciones sobre los elementos de la instalación con la principal función de mantenerlos a unas condiciones óptimas de servicio durante el máximo tiempo posible.

Aunque el fabricante debe de detallar el conjunto de acciones preventivas de sus equipos electrónicos, es necesario que por parte de la empresa se tenga un calendario de las operaciones de mantenimiento, señalando así, entre otras, la periodicidad de las operaciones a realizar y el encargado de llevarlas a cabo.

- El segundo de ellos, mantenimiento correctivo, se basa en la reparación de aquellos elementos que han dejado de funcionar y que deben de volver a estar dentro de los parámetros de servicio para que así puedan seguir haciendo su función.

Es importante destacar que el responsable de llevar a cabo el plan de mantenimiento y de realizar un buen seguimiento y operatividad es el dueño de la instalación. El equipo de mantenimiento deberá ser un personal profesional en el ámbito eléctrico. Así, deberán tener constancia de los planos de la instalación para conocer el sistema de protecciones.

9.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo es fundamental en el correcto funcionamiento de una instalación fotovoltaica ya que, además de evitar pérdidas económicas debido a la no producción de los elementos debido a fallos mecánicos o eléctricos de estos, evita la obligada sustitución de aquellos elementos que, por no haberlos cuidado correctamente, hay que cambiarlos y por lo tanto gastar de nuevo dinero por ellos.

Así, para evitar estos gastos económicos, hay que realizar una serie de mantenimientos preventivos, los cuales, en función del elemento al que afectan en la instalación, se resumen en:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS PLACAS FOTOVOLTACIAS

1. Limpieza periódica de los paneles fotovoltaicos

Este es un factor fundamental, ya que la suciedad en la parte externa de las placas puede suponer que aparezcan los mismos efectos que cuando existen sombras sobre las placas (inversión de la polaridad).

Esto, como ya se ha comentado anteriormente en el apartado de las sombras, puede ocasionar los llamados *hot spot*, llegando a producir calentamientos anómalos a las celdas fotovoltaicas, lo cual puede producir incluso la destrucción de las celdas por exceso de calentamiento.

Hay que diferenciar varios “niveles” entre las suciedades que pueden aparecer, ya que no tendrán el mismo efecto negativo para la célula unas motas de polvo sobre la misma que los depósitos de las aves.

En el primero de los casos, el polvo suele estar distribuido uniformemente sobre la placa fotovoltaica, lo cual producirá una reducción del rendimiento, pero no afectará de forma muy drástica.

Sin embargo, en el caso de los segundos, estos son mucho más concentrados y opacos, lo cual puede afectar a una o varias celdas fotovoltaicas, ocasionando, como ya se ha comentado anteriormente, la reversión de su polaridad.

Se recomienda que estas limpiezas se realicen una vez al mes, para tener a los módulos fotovoltaicos siempre en las mejores condiciones posibles, aunque la periodicidad de las labores de limpieza dependerá de muchos factores como la existencia o la escasez de lluvia, la cual puede limpiar las placas de forma natural.

Las labores de limpieza se basan en el lavado de la cubierta frontal de las placas, realizando dicha limpieza siempre con agua, evitando el uso de productos abrasivos.

Además, el elemento físico con el que se realice la limpieza es muy importante, intentando evitar el uso de elementos que puedan afectar a la superficie de las celdas.

Así, por ejemplo, el uso de herramientas metálicas puede dañar a las celdas, dejándolas en muchos casos inutilizables.

2. Estudio individual de las celdas fotovoltaicas

Con el objetivo de que el módulo fotovoltaico trabaje siempre en su máximo rendimiento y se intenten evitar las pérdidas de energía debido a los llamados *hot spot*, es necesario realizar estudios de los paneles para observar el comportamiento que tienen las celdas que lo conforman.

Así, se deben de realizar estudios térmicos o "termografía infrarroja", mediante la cual se puede observar la temperatura de funcionamiento que posee toda el área de la placa.

Si existe alguna celda de la placa que está afectada por tener, por ejemplo, heces de animales, esta aparecerá con un color rojo intenso, lo que reflejará que ese punto de la placa posee una alta temperatura, y que si no se soluciona puede ocasionar la autodestrucción de la celda afectada.

Para llevar a cabo estas labores de estudio de los posibles *hot spot*, es necesario disponer de herramientas que permitan llevarlo a cabo.

Si por parte de la empresa implantadora de la explotación fotovoltaica no se disponen de estos elementos, se deberá de contratar a una subcontrata que disponga de material y de conocimientos suficientes, la cual así realizará estas tareas.

Se aconseja que estas labores de mantenimiento preventivo se realicen cada trimestre, debido a que los problemas que puede ocasionar la destrucción de una celda dentro de un panel pueden ser elevados.

3. Estudio visual de las placas fotovoltaicas

El estudio visual de las placas fotovoltaicas es también fundamental, ya que en muchas ocasiones se pueden producir roturas de las cubiertas de las celdas, lo cual puede producir la filtración de agua u otros elementos por las rendijas de las rajas, lo cual provocará oxidaciones en los circuitos y de las soldaduras de las placas.

Esto puede provocar a su vez que las celdas puedan quedar obsoletas, por lo que se perdería eficiencia.

Además, también es conveniente realizar estudios a nivel eléctrico, como pueden ser la comprobación de las conexiones de los cables que están por detrás de los paneles o la comprobación de las temperaturas en dichas conexiones, siendo cambiadas en el caso de que tengan temperaturas demasiado elevadas (>60ºC) que puedan producir problemas en el correcto funcionamiento de la instalación.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS SOPORTES DE LOS PANELES

El soporte de los paneles fotovoltaicos no requiere de abundantes medidas de prevención, ya que es una estructura que está preparada para evitar la corrosión, que es a fin de cuentas el principal problema al que se pueden ver sometidos estos soportes.

De todos modos, es necesario realizar una serie de prospecciones de forma anual, ya que un fallo en la estanqueidad de la cubierta o la existencia de fisuras en la estructura pueden provocar importantes problemas económicos en la explotación fotovoltaica.

Así, en este tipo de elementos, hay que estudiar:

- Búsqueda de posibles fisuras en la estructura que sostiene a las placas, generadas por posibles deformaciones de estas.
- Comprobación de la fijación de la estructura con el hormigón del suelo, comprobando que los tornillos que aseguran la fijación estén en buen estado y bien apretados.
- El estado de la toma de tierra es otro factor importante, ya que un fallo en el paso de potencial en el caso de un fallo eléctrico puede provocar pasos de corriente que acaben en daños humanos.
- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Esta comprobación consiste básicamente en asegurarse de que todas las juntas se encuentran bien selladas, siendo reparadas en caso de que sea necesario.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS INVERSORES

Es uno de los mantenimientos más importantes, ya que los dos inversores tienen un papel fundamental en la instalación y la posible avería de uno de ellos puede provocar la mitad de la producción de energía que genera toda la planta fotovoltaica.

Por ello, es importante no pasar por alto el mantenimiento preventivo, ya que el mantenimiento correctivo puede conllevar mucho tiempo de reparación y por lo tanto mucho tiempo de no producción de energía.

El mantenimiento preventivo de los inversores se resume en los siguientes puntos:

- El inversor tiene la capacidad de realizar una memoria de los fallos que este puede registrar a lo largo de los días que está funcionando. Es aconsejable realizar una lectura de esa memoria de fallos, revisándola al menos una vez al mes.
- La limpieza o recambio de los filtros de las entradas de aire también es un elemento fundamental, ya que de no hacerlo pueden producirse temperaturas demasiado elevadas que pueden afectar de forma directa a la vida útil del inversor. Este proceso se aconseja realizarlo cada 6 meses.

Los puntos anteriores son trabajos de mantenimiento preventivo que se debe de realizar con un periodo entre uno y el siguiente de menos de un año. Sin embargo, también existe mantenimiento preventivo más a largo plazo, existiendo así acciones que se recomiendan realizar de forma anual, es decir, una vez al año. Estas acciones son:

- Se debe comprobar la existencia de polvo, humedad, suciedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico del interior del inversor, y dado el caso, apretarlas o cambiarlas.
- Al igual que se debe de hacer, como se ha indicado en el punto de *Mantenimiento preventivo en las placas fotovoltaicas* con las conexiones entre paneles, en los inversores se debe de comprobar la temperatura entre las conexiones con termografía infrarroja. En el caso de que alguna conexión alcance temperaturas superiores a 60ºC, se medirá la tensión e intensidad de la conexión, comprobando así que está dentro de los valores normales. Si no es así, se deberá de cambiar la conexión.
- Las etiquetas de advertencia deben de estar en regla y actualizadas con los reglamentos. Si no es así, dado el caso, se deberán de sustituir por unas más actuales.
- La examinación de posibles ruidos extraños por parte de los ventiladores es también importante. Se deben estudiar estos en busca de ruidos anómalos que puedan reflejar un mal funcionamiento.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión de los inversores y, si fuera necesario, cambiarlos.
- Revisión de todos los dispositivos de protección instalados (interruptores automáticos o de acción manual, interruptores de potencia, interruptores de protección de la corriente de defecto, etc.), comprobando también el funcionamiento de la parada de emergencia del inversor.
- Revisar el circuito de seguridad del inversor en el caso de existencia de sobretemperatura.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Al igual que en el caso anterior, este es uno de los elementos más importantes en cuanto a mantenimiento preventivo. Así, es fundamental evitar que el transformador de la instalación se vea afectado por cualquier tipo de avería, ya que solo hay un transformador en la instalación, y la avería de este supondría que durante el tiempo de su reparación no se pueda generar nada de energía en toda la instalación fotovoltaica.

Las labores más importantes en la prevención de las averías del transformador son:

- Comprobar los sistemas de seguridad por sobretemperatura y sobrepresión interna del transformador en cuestión.
- Comprobación del correcto funcionamiento de alarmas de seguridad como señales luminosas de emergencia y alarmas acústicas.
- Comprobación del estado de las conexiones y del cableado de la instalación, limpiando y ajustando las conexiones en el caso de que fuera necesario.
- Comprobación de los aisladores, buscando posibles grietas o manchas en aquellos lugares susceptibles de tener suciedad o humedad.
- Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite; la muestra debe tomarse de la parte baja del transformador, mediante la válvula de muestreo.
- Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.
- Comprobación de los elementos refrigerantes del transformador, como lo son los ventiladores o los radiadores, limpiándolos en el caso de que sea necesario.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS PUESTAS A TIERRA

El mantenimiento de las puestas a tierra es otro de los factores importantes en el mantenimiento preventivo de la instalación, ya que la seguridad del usuario depende directamente de estos elementos.

Mantener las conexiones, así como los electrodos que conforman estas instalaciones es fundamental, ya que, debido a las variaciones de la resistencia del terreno debido a cambios, entre otros, de humedad pueden provocar importantes corrosiones que puedan llegar a dejar este sistema de seguridad complemente obsoleto.

Así, las puestas a tierra requieren seguimiento de su funcionamiento, para poder asegurar su correcto funcionamiento. Las labores de mantenimiento serán:

- Revisión de posibles defectos de la instalación, como errores en las conexiones o corrosión de los elementos que componen este sistema de seguridad. Para su corrección se pueden llevar a cabo la limpieza y apriete entre las uniones o la reparación de las uniones y de los cables afectados.

- Revisión de las resistencias que posean los electrodos, las carcasas metálicas y la propia tierra en el lugar donde se encuentra instalación, realizando estas mediciones convenientemente con una periodicidad de un año, y haciendo estas, al ser posible, en los periodos más secos del año.

Se escoge esta época del año para poder comprobar si la resistencia del terreno aumenta demasiado en las épocas más secas del año, ya que en este caso se pueden producir problemas en la derivación de la energía en la puesta a tierra en caso de fallos en la instalación.

Como solución se puede llevar a cabo el regado de la puesta a tierra, disminuyendo así la resistencia del terreno y solventando, por tanto, el problema anteriormente descrito.

9.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este segundo mantenimiento, tal y como se ha comentado al inicio del apartado, tiene como objetivo el reparar los equipos defectuosos para que vuelvan a funcionar dentro de los parámetros de servicio.

Este tipo de mantenimiento consiste en la sustitución de los elementos de la instalación que estén dañados, con el objetivo de asegurar que funcionen durante toda su vida útil.

Para realizar este tipo de acciones de mantenimiento se debe utilizar el interruptor-seccionador existente en los módulos solares, entre otros elementos de protección.

Este mantenimiento incluye varios elementos fundamentales:

- La visita a la instalación cuando esta la requiera, siempre debiéndose realizar por personal técnico cualificado.
- Además, este mantenimiento debe incluir todas las operaciones de reparación de equipos necesarios para que el sistema funcione correctamente.
- Análisis y elaboración de presupuesto de los trabajos y reposiciones realizadas, obteniendo así todos los costes de este mantenimiento que formarán parte del presupuesto final de la instalación.

10. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIAD DE LA INVERSIÓN

Para poder realizar un estudio económico de la rentabilidad de una inversión como la que se desarrolla en el presente proyecto, hay que tener en cuenta tres variables, las cuales se describen a continuación. Estas variables determinarán, según los valores que estas tengan, si la inversión es rentable económicamente (se gana dinero), si es neutra económicamente (no se gana dinero, por lo que se recuperaría la inversión, pero no se obtendrían beneficios) o si por el contrario la rentabilidad es negativa (es decir, se pierde dinero).

Para ello, es necesario conocer los siguientes factores:

1. VAN = VALOR ACTUAL NETO → Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión determinada.

   Los diferentes resultados obtenidos con el cálculo del VAN son los siguientes:

- *VAN < 0: El proyecto no es rentable ya que la inversión que se ha realizado en él es mayor que los ingresos que se obtendría por la venta.*

- *VAN = 0: El proyecto se considera rentable ya que el BNA es igual a la inversión realizada.*

- *VAN > 0: El proyecto es rentable y, además, generará unos beneficios por su venta.*

2. TIR = TASA INTERNA DE RETORNO → La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión. Se conoce como la tasa de descuento que igualaría el VAN a un valor de 0.

   Siendo “k” la tasa de descuento de flujos para el cálculo del VAN, habrá:

- *Si la TIR > k: se acepta el proyecto de inversión, debido a que la tasa de rendimiento interno que se obtendrá será superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión.*

- *Si la TIR = k: se presentaría una situación similar a la que se produce cuando el VAN es igual a cero. Aquí se podría llevar a cabo la inversión en caso de que se mejore la posición competitiva de la empresa y que no existan alternativas más favorables.*

- *Si la TIR < k: se debe rechazar el proyecto, ya que no se está alcanzando la rentabilidad mínima de la inversión.*

3. TR → Es la pérdida o ganancia que tiene una inversión durante un periodo de tiempo concreto, expresada como el porcentaje del coste inicial de la inversión.

   Según el valor obtenido, se podrán plantear dos situaciones:

- *TR < 0: En este caso el beneficio obtenido por en el proyecto será menor que la inversión puesta en este, por lo que en este caso no sería rentable llevar a cabo dicho proyecto.*
- *TR > 0: En este caso los beneficios de la instalación serán mayores que la inversión puesta en esta, por lo que en sí que sería rentable realizar dicha inversión.*

En el caso del proyecto de la presente instalación fotovoltaica, tal y como se ha calculado en el apartado *3. ESTUDIO DE LA INVERSIÓN: TR, VAN Y TIR* de la *Memoria de Cálculos,* quedarán los siguientes datos:

$$Valor\ del\ VAN = 21.788.807{,}57\ €$$

$$Valor\ del\ TIR = 3{,}3\ \%$$

$$Valor\ del\ TR = 1137{,}44\ \%$$

Tal y como se puede observar, los tres valores obtenidos son positivos, es decir, > 0.

Esto, tal y como se ha detallado anteriormente, significará que la instalación fotovoltaica del presente proyecto es rentable, ya que se obtendrán unos beneficios mayores que la inversión realizada al comienzo de la instalación.

11. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Según el decreto legislativo 1/2015 de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundado de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León, en su Anexo I sobre "proyectos de obras, instalaciones o actividades sometidas a Evaluación de Impacto Ambiental Simplificado", indica la obligatoriedad de realización de ésta en plantas de captación de energía solar con potencia nominal igual o superior a 10MW.

En la instalación presente, la potencia nominal es menor de esos 10MW, por lo que, y tal como dicta la ley, no es necesaria la realización de una evaluación de impacto ambiental detallada. Sin embargo, sí que se va a realizar de forma resumida un estudio de impacto ambiental, para poder ver el impacto general que una instalación de estas características puede tener sobre la flora y fauna del lugar.

El estudio de impacto ambiental se realiza estudiando las afecciones que se pueden realizar sobre el medio ambiente en cada una de las etapas de la vida útil de la instalación. Así se va a llevar a cabo un estudio de impacto ambiental en las siguientes fases:

1. Impacto ambiental de la instalación y su operación
2. Impacto ambiental durante el proceso de fabricación
3. Impacto ambiental en la fase de construcción de la planta
4. Desmantelamiento de la planta tras terminar su vida útil

A continuación, se detallan cada uno de estos puntos.

11.1. Impacto ambiental de la instalación y su operación

En este apartado se detalla el impacto ambiental y afecciones que tienen sobre el medio ambiente el conjunto de elementos que componen la instalación.

Al tratarse de una energía completamente limpia como es la energía solar, el impacto ambiental de las instalaciones y elementos de los huertos solares se puede considerar prácticamente nulo.

De todos modos, conviene detallar punto por punto los diferentes afectados en la instalación justificando así la anterior afirmación:

- Impacto sobre el ecosistema, la flora y la fauna → Este, junto con el siguiente, son los únicos de los puntos que sí que van a tener afecciones sobre el medio ambiente. Sin embargo, y con intención de evitar el despoblamiento obligado de vegetación y de árboles, se ha escogido para el proyecto una zona totalmente desprovista de vegetación, afectando unilateralmente al cultivo del agricultor en cuestión. Cabe destacar que, desde el punto de vista de las aguas del medio, no se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

- Impacto visual que genera → El impacto visual es uno de los factores que son inevitables en las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, hay que destacar que el proyecto en cuestión no tiene un tamaño de instalación excesivo, siendo así razonable la relación medio ambiente – instalación fotovoltaica. Además, hay que destacar que el valor paisajístico de la parcela es escaso o nulo, por lo que los problemas visuales que pueda generar la instalación pierden importancia.
- Emisiones de gases a la atmósfera → Las emisiones de gases a la atmósfera, como una fuente de energía renovable que es, será 0. Por lo tanto, se puede garantizar que las emisiones de gases a la atmósfera serán nulas.
- Emisión de ruidos → En cuanto a los ruidos, las instalaciones fotovoltaicas también son completamente limpias, ya que no generan ningún tipo de ruido en su funcionamiento.
- Generación de residuos → Las plantaciones fotovoltaicas no deben de generar ningún tipo de residuo, ya que su generación de energía se basa en el aprovechamiento de la luz solar, sin necesidad de ningún otro elemento. Por ello, en el proceso de generación eléctrica no se producen ningún tipo de subproductos peligrosos.

Es importante destacar que, en este tipo de instalaciones renovables, es importante estudiar el impacto que estas producen. Sin embargo, hay que recordar también el impacto que se deja de producir gracias a la presencia de las renovables en comparación de instalaciones de generación no renovables. Así, el impacto ambiental es importante, pero sea cual sea, el impacto que producen las no renovables en la mayoría de los casos es mayor que el que producen las energías renovables.

11.2. Impacto ambiental durante el proceso de fabricación

Este impacto hace referencia a las emisiones o contaminación que tienen los procesos de producción o fabricación de los elementos que componen la instalación fotovoltaica.

Así, los elementos como inversores, módulos fotovoltaicos o cableados, entre otros, durante su uso en la instalación no generan residuos, pero sin embargo en los procesos de su fabricación sí que lo hacen. Es por ello que productos como, aceites, disoluciones de metales, disolventes orgánicos restos de los dopantes y los envases de las materias primas que han contenido todos esos productos, son consecuencias de su fabricación.

Sin embargo, y como es lógico, existe una ley vigente (Ley que se encuentra en el Real Decreto 833/1988), en la que se explica la forma de actuar y las acciones que hay que llevar a cabo con los residuos de este tipo.

Estas acciones se resumen básicamente en el almacenamiento de las sustancias contaminantes por parte de la empresa productora, y la posterior retirada de estos residuos por parte de la empresa gestora de residuos en cuestión.

11.3. Impacto ambiental en la fase de construcción de la planta

El proceso de construcción de la planta tiene dos partes bien diferenciadas, cada una de las cuales generarán un impacto ambiental diferente:

1. Fase de preparación del terreno → En esta fase se llevan a cabo procesos como por ejemplo el desbroce (que en el caso de este proyecto sería muy reducido), la limpieza del terreno, la compactación del mismo, la apertura de zanjas para el cableado, etc.

Estas acciones no suponen ningún problema para el medio, por lo que no se considerarán acciones de impacto ambiental, ya que no afectarán a especies de flora o de fauna. Así, la única actividad que se puede considerar un problema puede ser el polvo que se pueda producir durante estas labores de preparación del terreno, pudiéndose solventar dicho problema con la correcta humectación del mismo.

2. Fase de la colocación e implantación de los elementos que constituyen la instalación fotovoltaica → El único factor que se debe de tener en cuenta en este apartado sería todos aquellos elementos que envuelven a los módulos, cajas de combinación, y demás elementos constituyentes de la instalación solar.

Como solución fácil a llevar a cabo sería retirar de forma adecuada todos estos envases.

Así, con un correcto diseño de la gestión de residuos, tal y como se ha comentado, se evitará cualquier efecto sinérgico de la explotación.

11.4. Impacto ambiental en la fase de explotación de la planta

El impacto ambiental que se produce durante los años de la vida útil de este tipo de instalaciones es muy bajo, ya que, tal y como se ha señalado anteriormente, no generan ni ruidos, ni residuos, ni gases de efecto invernadero, etc.

Sí que hay que destacar el posible impacto que puede aparecer sobre las aves, ya que este proyecto requiere la instalación de una línea aérea de media tensión de 160 Km. Esto provoca que aparezcan colisiones y electrocuciones de las aves que sobrevuelan el entorno. Es por ello, y con el objetivo de reducir estos problemas que producen muertes de aves, algunas de ellas en peligro de extinción o seriamente amenazadas en la actualidad por este tipo de elementos, se ha optado por instalar objetos que eviten la colisión y electrocución de aves.

Así, se ha optado por la instalación de las llamadas “espirales de PVC salvapájaros”. Estos elementos son objetos que permiten al ave ver la presencia de los cables de la línea de media tensión, algo que sin estos elementos no siempre es fácil distinguirlos.

Con estos elementos se intentará que este impacto ambiental sobre las aves se reduzca al máximo, dejando en números insignificantes la colisión y muerte de aves de la zona.

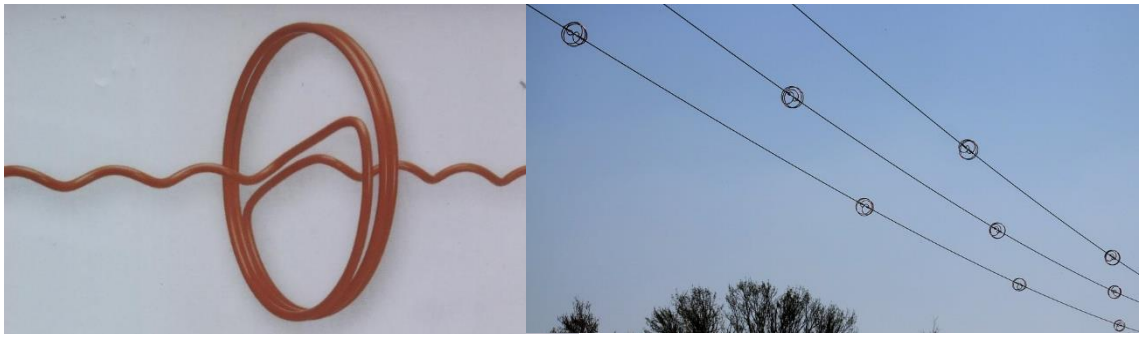


Figura 8: Elementos para evitar colisiones y electrocuciones de aves.

Fuente: Flickr.com, fotografía de Vicente León.

11.5. Reciclaje y desmantelamiento de la instalación y reacondicionamiento del terreno

Este es un aspecto importante desde el punto de vista del impacto ambiental, ya que cuando se ha terminado la vida útil de los módulos fotovoltaicos (es decir, normalmente pasados unos 25 años) hay que retirar todos los elementos de la instalación, e intentar que esta vuelva a estar en el mismo estado en el que se encontró antes de instalar las placas.

Es importante señalar que son los fabricantes e importadores de paneles fotovoltaicos están obligados a organizar y financiar su recogida y reciclaje al finalizar la vida útil de los mismos, tal y como indica la ley desde febrero de 2015.

RECICLAJE EN LA ACTUALIDAD

Existen diversas plataformas que se encargan del reciclaje de los elementos de las instalaciones fotovoltaicas, como la plataforma *Recyclia*. Esta plataforma recogió 125 toneladas de paneles fotovoltaicos en 2017, cuyo reciclaje ha permitido recuperar 94 toneladas de vidrio, 15 de metales y 2,5 de plástico, que volverán a ser introducidos en el proceso productivo para fabricar nuevos productos.

En este sentido hay que destacar que el sistema de reciclaje actual por el que pasan los paneles fotovoltaicos, permiten la recuperación de hasta el 88% de los materiales que contienen estos, lo cual es un valor bastante elevado, que hace recuperar estos materiales para poderlos usar de nuevo en la fabricación de nuevos módulos fotovoltaicos, cerrando así el ciclo.

Por tanto, se puede concluir que el correcto reciclaje en una instalación fotovoltaica tras los 25 años de su vida útil, puede producir que el impacto ambiental producido por estas instalaciones renovables sea muy bajo.

1. DOCUMENTO Nº1

ANEJO I: ESTUDIO CLIMÁTICO

ÍNDICE

1. **INTRODUCCIÓN**
2. **RADIACIÓN MEDIA DEL LUGAR**
3. **TEMPERATURAS**
4. **PRECIPITACIONES**
5. **VIENTOS**
6. **CONCLUSIONES**

1. INTRODUCCIÓN

Irradiación: Densidad de energía solar recibida en un determinado periodo de tiempo, medido en Wh/m2, o si es por día, Wh/m2/día.

Irradiancia: Densidad de potencia instantánea recibida, se mide en W/m2.

Constante Solar: Se denota como B_0 y es la irradiancia que recibe una superficie perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera. Su valor es de unos 1.367 W/m2.

La irradiancia terrestre que reciben las placas fotovoltaicas se verá mermada por las variaciones de día/noche, presencia de nubes, ángulo de inclinación, orientación y suciedad.

2. RADICACIÓN MEDIA DEL LUGAR

En el siguiente gráfico se pueden observar dos factores importantes para el presente proyecto: Irradiación directa e irradiación difusa.

La primera de ellas es aquella radiación que incide de forma directa y limpia sobre los módulos fotovoltaicos, sin haber pasado antes por otros elementos. Sin embargo, la segunda de ellas, mucho menos eficiente, es aquella radiación que antes de llegar a los paneles fotovoltaicos, ha atravesado nubes, ha reflejado en superficies, etc., es decir, no ha llegado de forma directa.

La relación irradiación directa con irradiación difusa, como norma general en toda la Península, la radiación difusa representa aproximadamente 1/3, representando la radiación difusa un tercio de la radiación global.

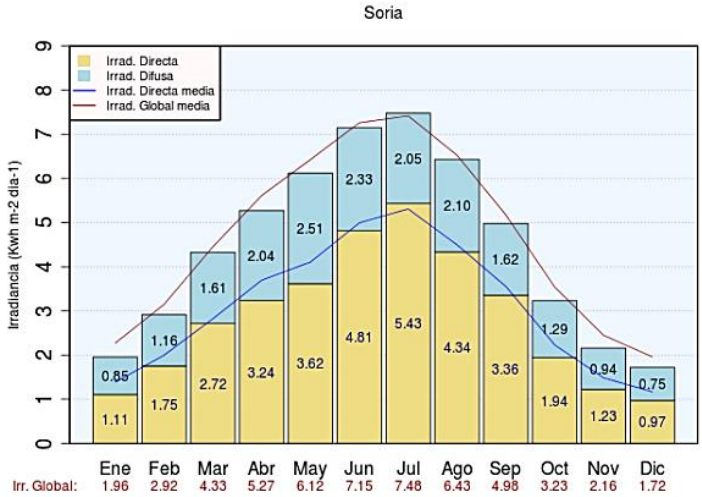


Figura 9: Irradiacion directa, difusa, directa media y global media en Soria.

Fuente: Atlas de Radiación Solar en España datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET

2.1. COMPARATIVA DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA EN LAS CAPITALES DE PROVINICA

En la siguiente figura se muestra la irradiancia global media diaria, en orden decreciente, para las diferentes capitales de provincia.

Se puede observar, en primer lugar, que Soria se encuentra de mitad de tabla para abajo, registrando una irradiancia media de 4,48 kWh*m^{-2}*dia^{-1}. [5]

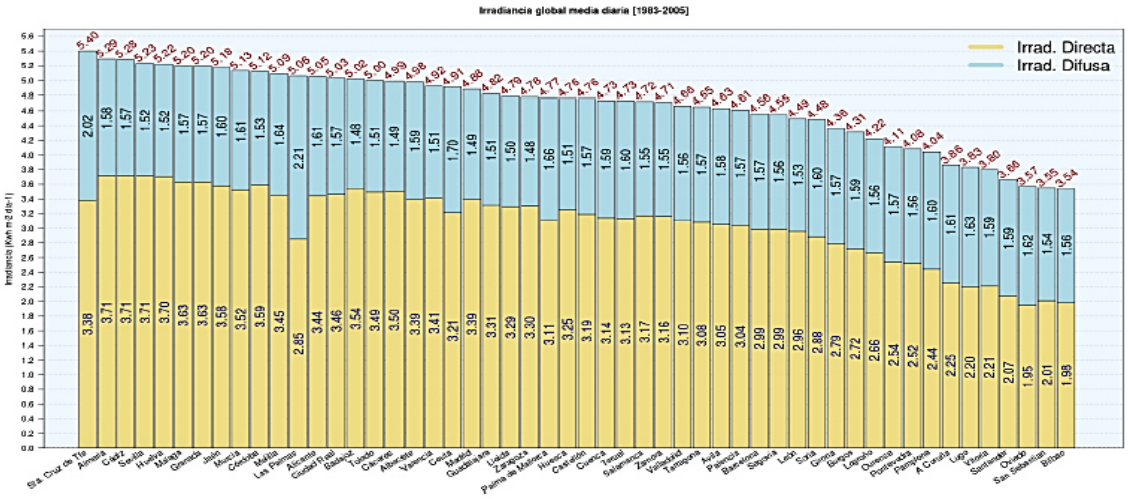


Figura 10: Comparación de la irradiacion global media diaria en las ciudades españolas.

Fuente: Atlas de Radiación Solar en España datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET

En segundo lugar, se observa que la capital española que recibe mayor cantidad de radiación global es Santa Cruz de Tenerife con 5,40 kWh*m^{-2}*dia^{-1}. Sin embargo, aunque Almería ocupa el segundo lugar en irradiancia global, es la que recibe mayor irradiancia directa (3,71 kWh*m^{-2}*dia^{-1}). En Soria, los valores medios registrados, en el periodo 1983 – 2005, son los siguientes:

Tabla 22: Valores registrados de la radiación media en la provincia de Soria.

Fuente: Atlas de Radiación Solar en España datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET

MESES	DIRECTA	DIFUSA	GLOBAL
Enero	1,11	0,85	1,96
Febrero	1,75	1,17	2,92
Marzo	2,72	1,61	4,33
Abril	3,24	2,03	5,27
Mayo	3,62	2,5	6,12
Junio	4,82	2,33	7,15
Julio	5,43	2,05	7,48
Agosto	4,34	2,09	6,43
Septiembre	3,36	1,62	4,98
Octubre	1,94	1,29	3,23
Noviembre	1,23	0,93	2,16
Diciembre	0,97	0,75	1,72

2.2. ÍNDICE DE NUBOSIDAD

El estudio de la nubosidad es fundamental en cuanto a la irradiación se refiere, ya que, como se ha comentado, la nubosidad puede provocar que la irradiación directa (poseedora de mucha eficiencia energética) pase a ser irradiación difusa (con poca eficiencia energética), lo cual provocará que la energía que se pueda sacar de esos rayos solares se vea altamente afectada.

En el siguiente gráfico se pueden observar las diferentes categorías de nublado que aparecen en Soria, siendo, tal y como se aprecia, mucho más frecuentes en época de otoño-invierno-primavera, que en los meses de la época de verano.

Soria es una ciudad en la que, independientemente del clima que haya, el cielo permanece despejado muchos días del año, incluso siendo invierno.

Esto se puede observar en la gráfica, ya que los días en los que el cielo permanece en la categoría nublado son sólo el 20% de los días del año, mientras que los días no nublados o poco nublados aparecen el 60% de días.

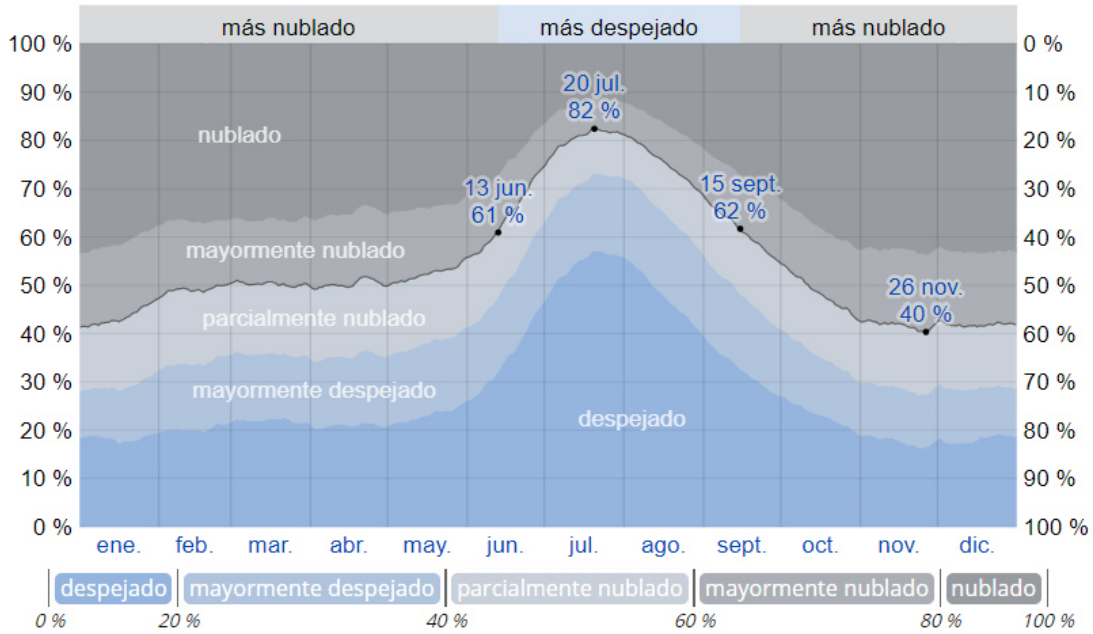


Figura 11: Categorías de cielos nublados en la provincia de Soria.

Fuente: Weatherspark.com

2.3. IRRADIACIÓN SOLAR SOBRE EL PLANO HORIZONTAL

La irradiación solar que se recibe sobre un plano horizontal es, en resumen, la energía que se va a poder aprovechar para la obtención de energía. Es decir, es la energía útil de la radiación solar. En los dos siguientes gráficos se pueden observar los valores de radiación solar recibida sobre plano horizontal registrada a lo largo del año 2018, reflejando así el potencial energético que se puede obtener de la energía solar que se recibe en Soria.

Se observa que en los meses de verano la energía es mayor que en los meses de invierno, aunque en estos, tal y como se ha comentado en el apartado anterior, no es inexistente, factor importante a tener en cuenta ya que en invierno también se podrá generar energía.

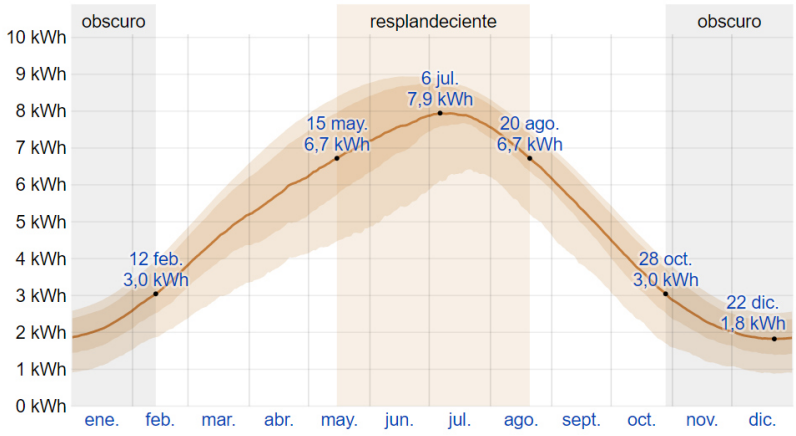


Figura 12: Valores de radiación solar recibida sobre plano horizontal en la provincia de Soria.

Fuente: Weatherspark.com

En Soria, como se puede observar en la imagen, existen unos niveles de irradiación medios, no encontrándose en elevados del sur peninsular pero tampoco en los escasos del norte. Hay que destacar que, como se ha comentado en el apartado de las temperaturas, Soria no posee una de las mayores irradiaciones, pero sí que posee una buena relación irradiación-temperatura, con lo que, aunque parezca que está en una mala posición para la instalación de fotovoltaica respecto a otras capitales, no lo es tanto así.

Figura 13: Niveles de radiación solar sobre plano horizontal en Soria.

Fuente: Weatherspark.com

2.4. HORA SOLAR PICO. RELACIÓN RADIACIÓN SOLAR – PRODUCCIÓN DE LA CÉLULA

El concepto de la hora solar pico (HSP) es fundamental a la hora del cálculo de la producción de un sistema fotovoltaico.

Las “horas solar pico” se pueden definir como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1000 W/m2.

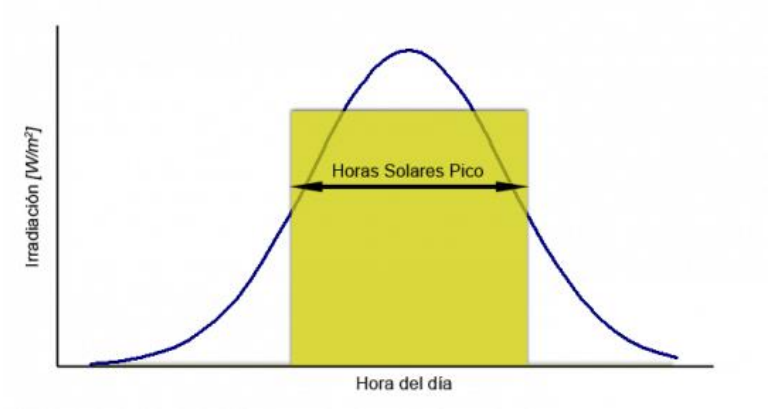


Figura 14: Hora solar pico / Fuente: es.wikipedia.org

Así, si en un hipotético lugar existen 5 HSP, tenemos 5 horas de sol que está trasmitiendo 1000W/m2. Con lo cual esa superficie habrá recibido ese día 5000 Wh/m2, que es lo mismo que recibir 5 kWh/m2.

Una hora solar pico “HPS” equivale a 1Kwh/m2 o, lo que es lo mismo, 3.6 MJ/m2.

Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 W/m2.

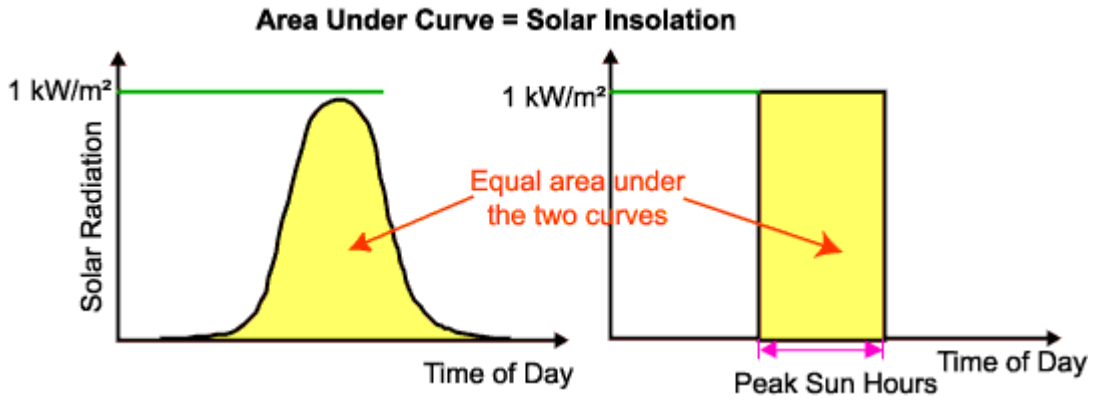


Figura 15: Promedio de la radiación solar, horas solares / Fuente: pveducation.org

Así, los valores desarrollados anteriormente reflejan cuánta energía producirá la célula fotovoltaica, usando así estos valores para determinar y calcular la energía que se espera producir por la instalación.

3. TEMPERATURAS

3.1. MÁXIMAS Y MÍNIMAS REGISTRADAS

La temperatura máxima más alta registrada es uno de los valores más importantes a tener en cuenta en el estudio de una instalación fotovoltaica.

Este valor será fundamental en los puntos siguientes del proyecto, ya que es un valor que determina de forma directa la potencia que se instalará en cada serie de módulos, o lo que es lo mismo, el número de módulos que se colocarán en cada serie.

Tabla 23: Temperaturas máximas y mínimas más altas y medias registradas.

Fuente: elaboración propia

CARACTERISTICA / VALOR	(Temperatura ºC)	FECHA
Temperatura Máxima más alta Registrada:	36.6	02-08-2018
Temperatura Máxima más baja Registrada:	1.0	09-01-2018
Temperatura Mínima más alta Registrada:	19.2	04-08-2018
Temperatura Mínima más baja Registrada:	-7.5	09-01-2018

3.2. DATOS PROMEDIO

La temporada templada dura 2,8 meses, del 16 de junio al 9 de septiembre, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 23 °C. El día más caluroso del año es el 31 de julio, con una temperatura máxima promedio de 28 °C y una temperatura mínima promedio de 13 °C.

La temporada fría dura 3,8 meses, del 14 de noviembre al 7 de marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 10 °C. El día más frío del año es el 27 de enero, con una temperatura mínima promedio de -1 °C y máxima promedio de 6°C.

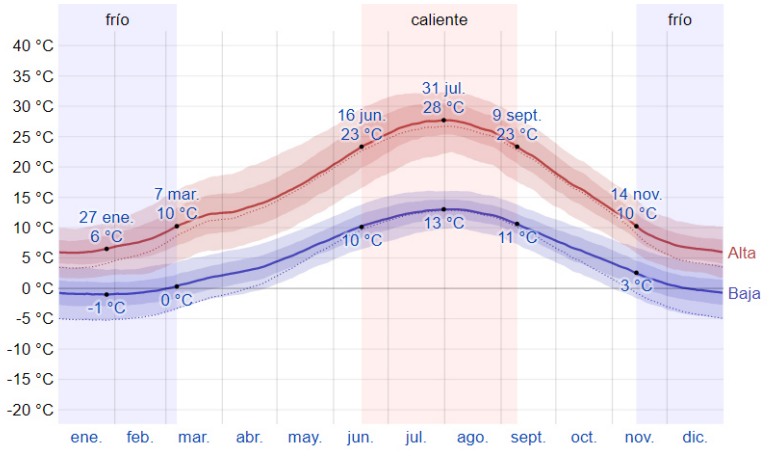


Figura 16: Valores promedios de temperaturas en la provincia de Soria, año 2018.

Fuente: Weatherspark.com

3.3. RELACIÓN RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA

A medida que aumenta la temperatura, se produce una variación de la tensión de circuito abierto (Voc).

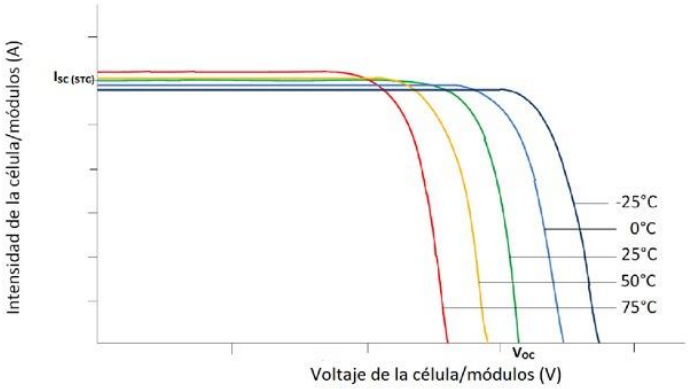


Figura 17: Relación y variación intensidad – voltaje de la célula fotovoltaica según temperatura.

Fuente: ingemecanica.com

Como se puede observar en el gráfico anterior, a mayor temperatura (línea roja), menor será la eficiencia de la célula fotovoltaica. Así, la eficiencia de las mismas se reduce entre el 0,4 y el 0,5% por ºC aumentado, en el caso de las células de silicio. Es por ello por lo que la potencia máxima final generada en la célula fotovoltaica se verá afectada, siendo, como ya se ha comentado, menor a mayor temperatura.

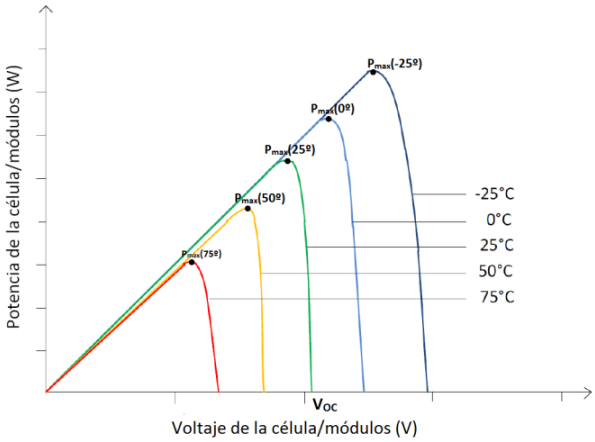


Figura 18: Relación potencia – voltaje de la célula fotovoltaica según temperatura.

Fuente: ingemecanica.com

Es por esta razón por lo que la provincia de Soria es una buena localización para implementar energía solar fotovoltaica, ya que, como se ha visto anteriormente, no es de las provincias que más radiación solar reciben, pero sin embargo sí que es de las que mejor relación tienen en cuanto a radiación solar-temperatura. Es decir, en Andalucía, por ejemplo, hay más radiación solar, pero al haber mayor temperatura, el balance final no es tan positivo como en Soria.

4. PRECIPITACIONES

El valor de las precipitaciones es un factor importante, ya que estas tienen relación con dos factores importantes:

- Producción de los módulos fotovoltaicos → A mayor cantidad de precipitaciones, mayor número de días de cielo nublado, menor producción generada (es decir, menor radiación directa sobre la placa)

- Mantenimiento de las placas fotovoltaicas → Si las precipitaciones son muy escasas, el clima será más desértico, y la probabilidad de existencia de partículas en el aire que consecuentemente se depositarán en las placas será mayor.

Tabla 24: Temperaturas máximas y mínimas más altas y medias registradas.

Fuente: elaboración propia

CARACTERISTICA	VALOR	FECHA - PERIODO
Máxima precipitación diaria registrada:	38.4 l/m2	01-06-2018
Precipitación total acumulada:	728.4 l/m2	01-01-2018 al 31-12-2018

4.1. PRECIPITACIÓN DE LLUVIA MENSUAL PROMEDIO

Soria, tal y como se puede observar, tiene una variación ligera de lluvia mensual por estación. La mayoría de la lluvia cae durante los 31 días centrados alrededor del 23 de mayo, con una acumulación total promedio de 38 milímetros. La fecha aproximada con la menor cantidad de lluvia es el 4 de agosto, con una acumulación total promedio de 15 milímetros.

Además, hay que destacar que hay existencia de lluvias durante todo el año, lo cual es positivo, tal y como se ha comentado anteriormente, desde el punto de vista del mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

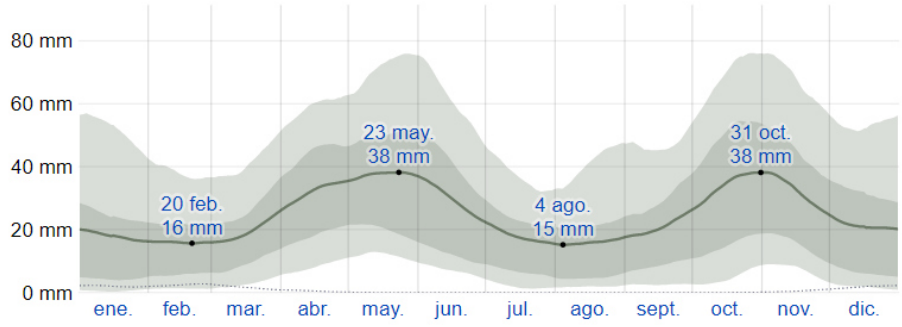


Figura 19: Precipitación de lluvia anual de Soria, año 2018.

Fuente: Weatherspark.com

5. VIENTOS

El factor del viento es otro de los elementos que hay que tener presentes en el dimensionado de la instalación, ya que la estructura encargada de sujetar los módulos fotovoltaicos tiene que resistir a cualquier viento que pueda aparecer en la zona de la instalación fotovoltaica.

Por ello, se señalan en la siguiente tabla los valores de viento más altos registrados en 2018, ya que los valores mínimos o intermedios no tienen importancia en el aspecto que se ha señalado en el párrafo anterior, y por tanto no tiene sentido estudiarlos.

Tabla 25: Racha de viento más alta y media más alta registradas en Soria, año 2018.

Fuente: elaboración propia

CARACTERISTICA / VALOR	(Velocidad m/s)	(Velocidad Km/h)	FECHA
Racha de Viento más alta Registrada:	29.4	106	21-03-2018
Velocidad Media más alta Registrada:	15.8	56,82	04-02-2018

5.1. VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO

En el siguiente gráfico se puede observar la línea promedio de la velocidad media del viento (línea oscura), además de los valores medios más altos y más bajos registrados.

Además, en el gráfico también se puede observar que el periodo de tiempo que transcurre entre octubre y mayo es la época más ventosa del año, registrándose vientos mucho más bajos en la época de la estación de verano.

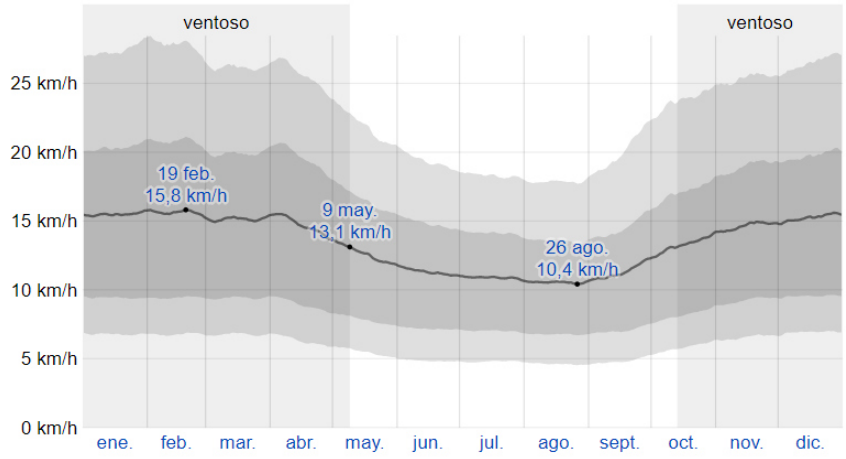


Figura 20: Valores promedios de los vientos en la provincia de Soria, año 2018.

Fuente: Weatherspark.com

6. CONCLUSIONES

Como conclusión a los datos obtenidos en el estudio climático realizado en el presente apartado, teniendo en cuenta así las temperaturas, precipitaciones, así como índices de nubosidad, entre otros, se puede concluir que el término municipal de El Burgo de Osma, localización de la explotación fotovoltaica del presente proyecto, posee un clima mixto-húmedo.

1. DOCUMENTO Nº1

ANEJO II: MEMORIA DE CÁLCULOS

ÍNDICE

1. **ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN**
2. **MOVIMIENTO DEL SOL Y DIAGRAMAS DE SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE PANELES**
3. **DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN**
4. **ELECCIÓN DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN**
5. **PUESTA A TIERRA**
6. **CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES**

1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

En energía solar fotovoltaica, el factor de la orientación e inclinación de los paneles es una variable fundamental.

Así, una de las variables más importantes en lo que respecta a la eficiencia y a la capacidad de producción de una instalación fotovoltaica es la orientación e inclinación que se le den a los módulos fotovoltaicos.

Hay que buscar el aprovechar al máximo los rayos solares, lo cual implica la necesidad de orientar las placas fotovoltaicas con la mayor incidencia posible hacia los rayos del sol. Es decir, hay que buscar que el panel fotovoltaico se encuentre de forma lo más perpendicular posible a los rayos solares.

Para que esta perpendicularidad ocurra, hay que desglosar dos conceptos:

Orientación o valor de α → se define como el ángulo que forma la proyección de la normal a la superficie, sobre el plano horizontal, con la dirección sur.

En el caso que nos ocupa, el valor de la orientación será α = 0º. Esto significa que dispondremos los módulos fotovoltaicos orientados hacia el Sur.

Inclinación o valor de β → se define como la inclinación del módulo fotovoltaico con respecto del plano horizontal.

El valor de la inclinación depende directamente de la localización y por tanto a las coordenadas del emplazamiento. Así, cuanto más alejado dispongamos la instalación del ecuador, mayor será el ángulo de inclinación.

Para poder hallar el valor de la inclinación, se realizan los cálculos según el método que se conoce como “método del mes más desfavorable”.

Esto quiere decir que, para poder calcular la inclinación de los módulos fotovoltaicos, tenemos que tener en cuenta el mes del año en el que la radiación solar es más baja.

O lo que es lo mismo, el sol al mediodía se encuentra en su mínima altura anual, lo cual provoca que este sea el momento de menor radiación captada por los paneles.

Además, hay que destacar que, para poder calcular la inclinación de los módulos fotovoltaicos, hay que tener en cuenta la época del año en la que les vayamos a dar uso.

Si los usamos sólo durante el solsticio de verano, hay que restarle 20º a la latitud del lugar de la instalación. Sin embargo, si vamos a utilizar los módulos en el solsticio de invierno, se debe sumar 10º a la latitud del emplazamiento.

Este cambio de valores verano-invierno se hace para conseguir que la incidencia de los rayos solares sobre los módulos sea máxima, ya que, como se ha explicado anteriormente, la posición del sol respecto de la tierra varía en el invierno y en el verano.

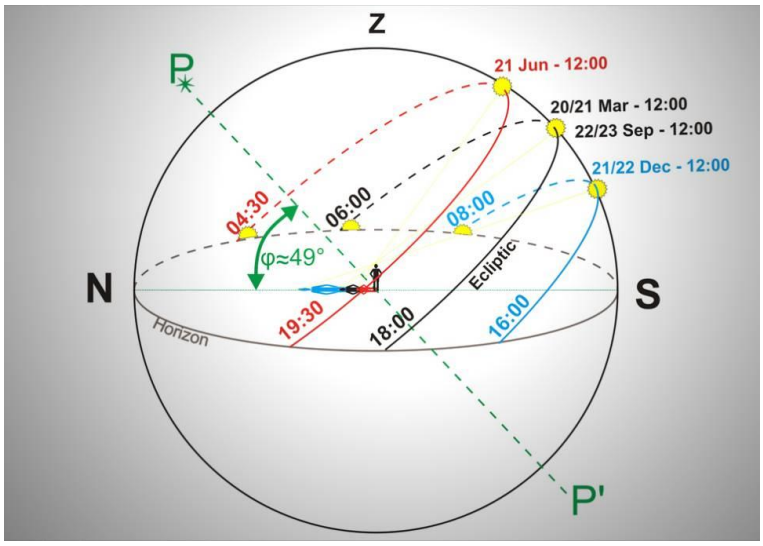


Figura 21: Esquema de la trayectoria del Sol en el cielo en función de la época del año.

Fuente: www.tiempo.com

Sin embargo, cuando los módulos fotovoltaicos se van a utilizar durante todo el año (es decir, tanto en el solsticio de verano como en el de invierno), hay que restarle 10º a la latitud del emplazamiento. Esto es simplemente para conseguir situar en un punto intermedio los módulos fotovoltaicos (ni -20º del verano ni +10º del invierno).

En este caso, el valor de la inclinación está comprendido normalmente entre 25 y 35º. Afinando un poco más estas cifras, la inclinación exacta que tendrían que tener idealmente los paneles de la explotación será:

$$\boldsymbol{inclinación}\ (\beta) = \boldsymbol{latitud}\ \text{del lugar} - \mathbf{10}^{\circ} = 41{,}430 - 10^{\circ} = 31{,}430^{\circ}$$

Sin embargo, con el objetivo de facilitar el proceso y los cálculos de montaje, y teniendo en cuenta que se trata de una medida estándar con las facilidades que eso produce a la hora de las compras de los materiales necesarios, se ha optado por elegir una inclinación final de 30º.

2. MOVIMIENTOS DEL SOL Y DIAGRAMAS DE SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE PANELES

2.1. INTRODUCCIÓN. ESTUDIO DE LAS SOMBRAS EN LA INSTALACIÓN

Debido a que la posición de la Tierra con respecto al Sol varía, podemos entender que el Sol será visto desde la Tierra de diferente forma dependiendo de la estación del año.

Por tanto, se puede trazar un diagrama de la evolución del Sol, para cada mes del año y latitud, en base a la inclinación del Sol y el acimut.

Este gráfico nos servirá para detectar posibles sombras de obstáculos:

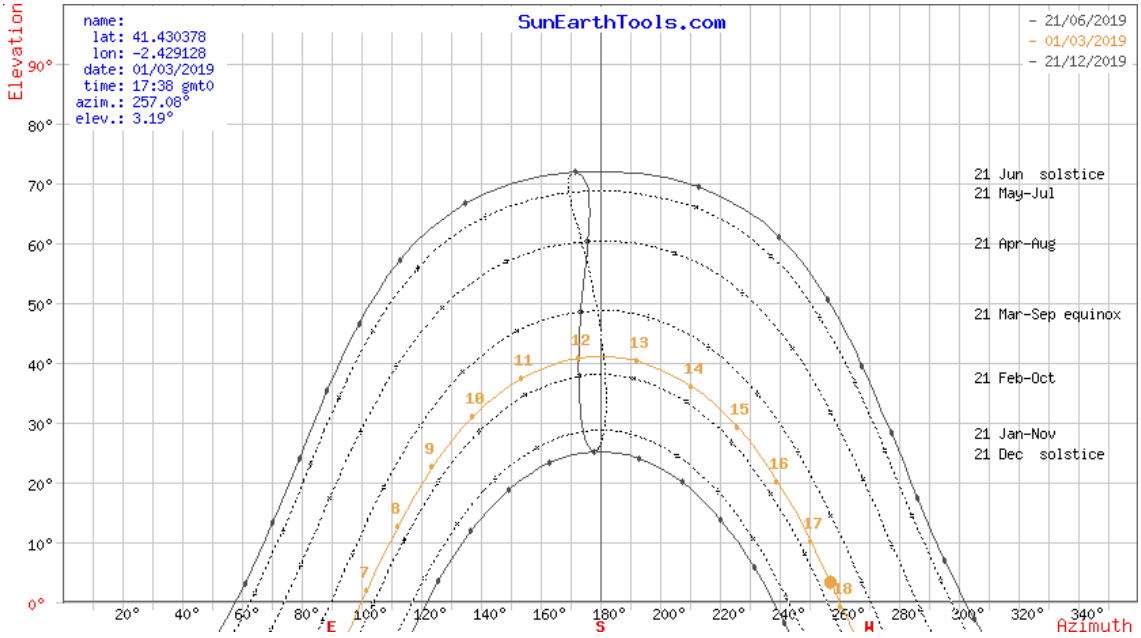


Figura 22: Gráfico de objetivos energéticos europeos

Fuente: Red eléctrica de España.

En el siguiente gráfico se puede observar la posición del Sol a lo largo del año.

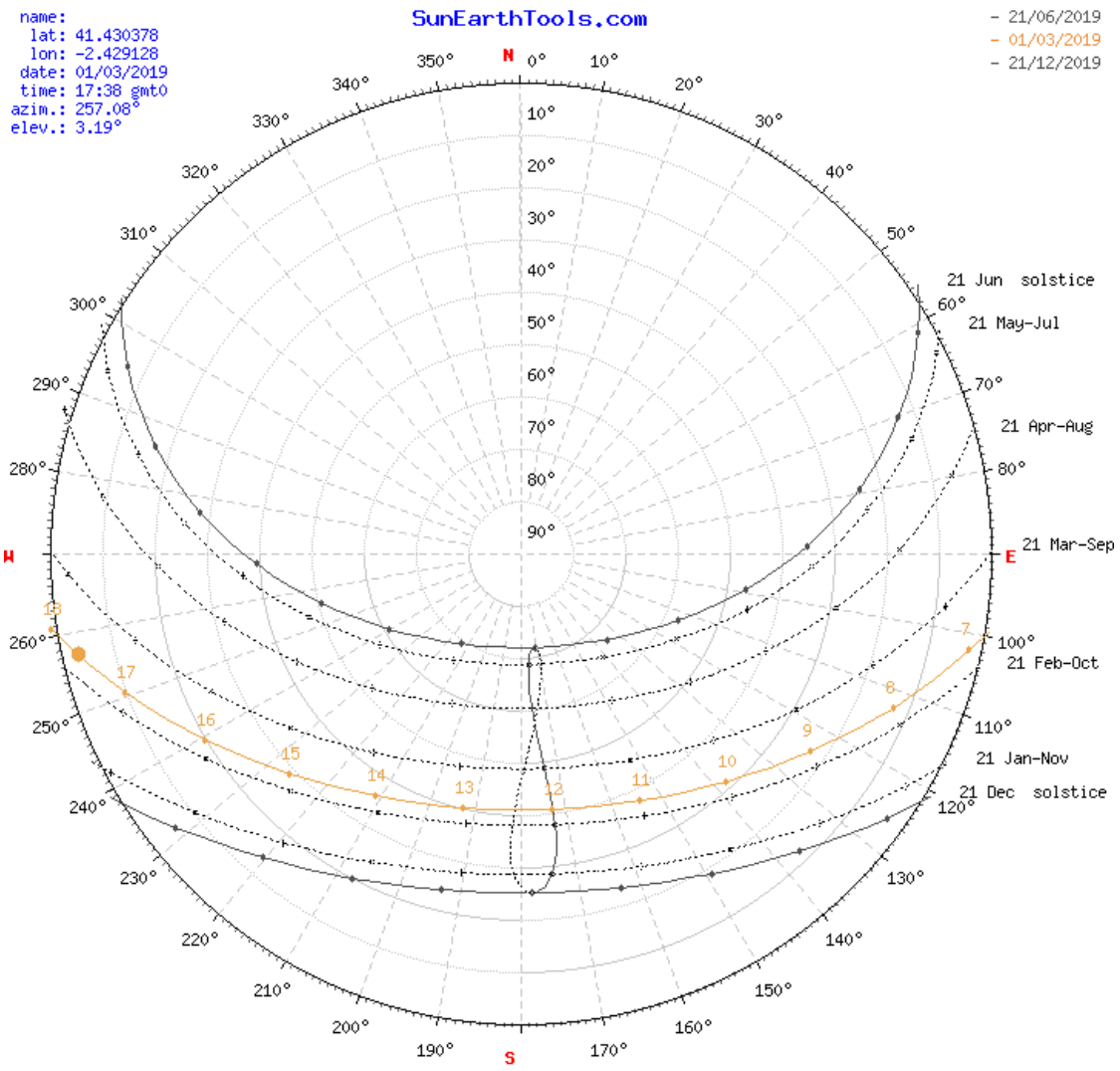


Figura 23: Gráfico de objetivos energéticos europeos

Fuente: Red eléctrica de España.

Como se puede observar en los dos gráficos anteriores, no existen ningún tipo de sombras en la dirección Sur, que es la dirección en la que van a estar orientados los módulos fotovoltaicos.

De esta forma evitamos complicaciones en el cálculo del número de módulos fotovoltaicos que son necesarios en la instalación de este proyecto. Así, el número de estos módulos solo estará influido por la distancia mínima que tiene que existir entre dos filas de paneles fotovoltaicos, de tal forma que no se den sombra entre ellas.

Es decir, que se calcularán el número de filas que se pueden poner en la finca dejando el mínimo espacio entre ellas, evitando de este modo que la fila anterior le de sombra a la siguiente. De este modo, todas las filas tendrán irradiación solar, y el espacio del emplazamiento habrá sido aprovechado al máximo.

2.2. DISTANCIA DESDE EL FINAL DEL 1ER PANEL HASTA EL PRINCIPIO DEL SEGUNDO PANEL (d1)

La distancia mínima entre dos filas consecutivas se calcula con la siguiente fórmula:

$$s = a * \left(\cos \beta + \frac{sen\, \beta}{tan\, \beta s} \right)$$

Siendo:

a = Altura de los paneles fotovoltaicos respecto del suelo.

β = Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos respecto al plano horizontal.

βs = Ángulo de incidencia del sol al panel fotovoltaico.

Valor de β → Como ya se ha apuntado en el apartado anterior, el valor del ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal será de 30º.

Valor de βs → Para calcular el valor de la distancia mínima (s), tenemos que escoger un valor del ángulo βs de 23,45, que hará referencia al ángulo de incidencia del sol con el panel fotovoltaico el día del año en el que más bajo se encuentra el Sol. Este día es el 21 de diciembre a las 12 del mediodía.

Se escoge este día ya que, al encontrarse el Sol muy bajo, las sombras entre líneas aumentarán. Es lo que se puede observar en el siguiente dibujo.

Cuanto más bajo está el sol, mayor será la distancia, tal y como se puede observar en el siguiente gráfico:

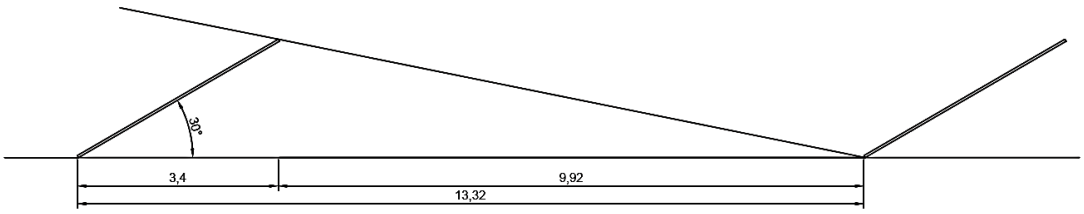


Figura 24: Esquema de sombras sobre las mesas de paneles fotovoltaicos. Distancia entre filas

Fuente: Elaboración propia.

Valor de a → debido a que se han escogido paneles fotovoltaicos de 1965x990x40, la altura (es decir, lo que vale a) será de 1965 mm.

Por lo que:

$$s = (1965\ mm * 2\ paneles) * \left(\cos 30 + \frac{sin30}{tan23{,}45}\right) = 7933{,}48mm = 7{,}93m$$

Este valor de ***s*** obtenido es lo que se conoce como "distancia mínima entre paneles". Sin embargo, en las instalaciones fotovoltaicas es recomendable sumar hasta un 25% del valor de la distancia mínima, para que el valor de la distancia mínima no sea tan ajustado.

Así, el concepto de distancia mínima entre paneles pasará a ser "distancia recomendable entre paneles", el cual será la distancia mínima + 25%.

$$\boldsymbol{S\ recomendable = s + 25\%}$$

Por lo tanto, la solución final de la distancia será:

S recomendable = 7933,48 + 25% = 7933,48 + 1983,37 = 9916,85 mm = 9,92 m

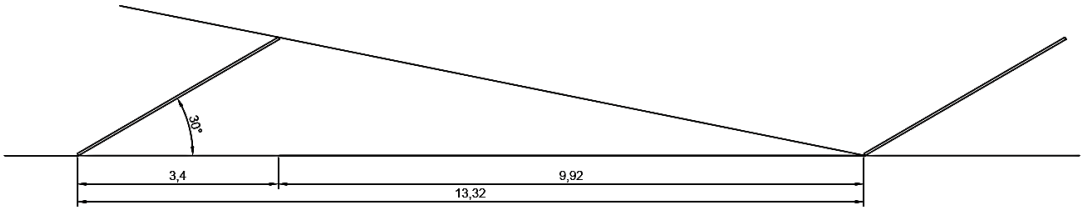


Figura 25: Esquema de sombras sobre las mesas de paneles fotovoltaicos. Distancia entre filas

Fuente: Elaboración propia.

2.3. DISTANCIA ENTRE EL PRINCIPIO DEL 1ER PANEL HASTA EL PRINCIPIO DEL 2º PANEL (d2)

Para poder hallar el número de paneles que caben a lo largo y a lo ancho en la parcela que se ha escogido para la instalación fotovoltaica, es necesario calcular el valor de la distancia entre el principio del primer panel hasta el principio del segundo panel.

Esta distancia es necesaria ya que la distancia anterior (d1) no se tenía en cuenta la distancia que ocupa el panel (s').

Así, quedará:

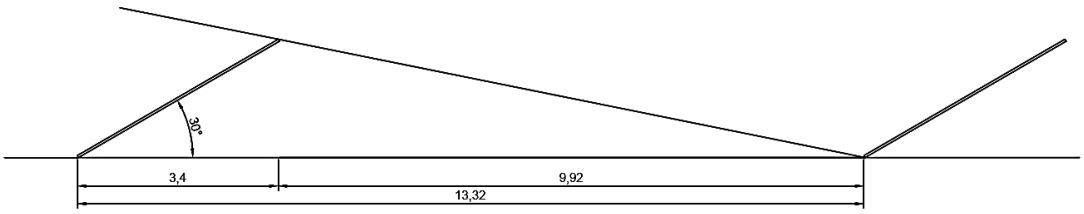


Figura 26: Esquema de sombras sobre las mesas de paneles fotovoltaicos. Distancia entre filas

Fuente: Elaboración propia.

$$\boldsymbol{S' = \cos\beta * largo\ del\ panel\ fotovoltaico}$$

$$S' = \cos 30 * (1965 * 2)\ mm = 3403{,}48\ mm = 3{,}40m$$

Este será el valor de d2-d1. Ahora es necesario calcular el valor total de d2:

$$\boldsymbol{d2 = S + S' = 9{,}92\ m + 3{,}40\ m = 13{,}32\ m}$$

Por lo que la distancia que existirá entre el principio del primer panel y el principio del segundo panel será de 6,61m.

Esta distancia, como se ha comentado anteriormente, es fundamental para poder dimensionar el tamaño de la instalación de una forma orientativa. Así, multiplicando distancia calculada por el número de filas en paralelo, se podrá calcular aproximadamente el espacio que se necesitará para instalar el parque fotovoltaico.

Estos cálculos se realizarán dentro del siguiente punto.

3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

3.1. ELECCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Desde el punto de vista de aplicación de los sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad, se hace necesaria la asociación de células fotovoltaicas para obtener una potencia de generación deseada.

Esta asociación se materializa en primer lugar en el módulo fotovoltaico, que consiste en la asociación de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie-paralelo determinada. De la misma forma, los módulos se asociarán entre sí, en serie y paralelo, hasta conseguir la potencia deseada.

De este modo, la elección del generador fotovoltaico es una de las partes más importantes del proyecto, ya que va a ser el elemento principal que va a producir la energía que estamos buscando en este tipo de instalaciones.

Tabla 26: Características del módulo fotovoltaico escogido en la instalación.

Fuente: Elaboración propia

MÓDULO FOTOVOLTAICO ATERSA A-330M TYCO 3.2	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia Nominal (0/+5 W)	330 W
Eficiencia del módulo	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,65 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	38,15 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9.05 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,85 V
CONDICIONES DE TEMPERATURA	
Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coeficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones (± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
Área (m2)	1,95
Tipo de célula (± 1 mm)	Monocristalina 156x156 mm
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm2 1200 mm
Conectores	TYCO PV4
RANGO DE FUNCIONAMIENTO	
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

3.2. ELECCIÓN DEL INVERSOR

La elección del inversor tiene un carácter fundamental en el dimensionado de la instalación.

Esto es así porque el número de módulos por serie y el número de series por inversor dependen de forma directa con las características del inversor elegido.

Tabla 27: Características del inversor escogido en la instalación.

Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR		
Datos técnicos	Sunny Central 2750-EV	
Nombre comercial	SC-2750-EV-10	
Peso	<3400 kg	
Dimensiones (ancho, alto, fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm	
Tipo de protección (Atendiendo a IEC 60529)	Electrónica	IP65
	Conducto de aire	IP34
	Área de conexión	IP34
Refrigeración	Consumo de aire fresco (6500m3/h)	
Rango de tensión del MPPV	Voltaje mínimo (25ºC)	875 V
	Voltaje máximo (50º C)	1200 V
Tensión de entrada mínima (Vcc, min.)	849 V	
Tensión de arranque (Vcc, arranque)	999 V	
Tensión de entrada máxima (Vcc, máx.)	1500 V	
Potencia nominal de CA = Potencia de Salida	A 35ºC	2500 kVA
	A 50ºC	2750 kVA
Corriente de entrada máx. (Icc, máx.)	A 35ºC	3200 A
	A 50ºC	2956 A
Corriente de cortocircuito máxima (Isc)	6400 A	
Rendimiento - eficiencia máxima	98,70%	
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	

3.3. CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN CADA SERIE

Una vez establecido el tipo de módulos fotovoltaicos que se van a utilizar en la instalación, hay que calcular cuántos módulos va a haber en cada serie.

Para poder realizar dicho cálculo, hay que tener en cuenta las condiciones adversas a las que va a tener que trabajar la célula. Estas condiciones adversas son:

- El voltaje cuando esté la mínima temperatura: -13ºC
- El voltaje cuando haya la máxima temperatura que puede alcanzar la célula: Este valor no es la máxima temperatura del ambiente, sino que es el valor máximo de temperatura al que puede llegar la célula fotovoltaica. Para calcularlo hay que tener en cuenta la temperatura máxima del ambiente (36,4ºC) y la TONC de los módulos fotovoltaicos:

$$Tc = Ta + Gmáx * \frac{T\ noct - 20ºC}{0{,}8}$$

$$Tc = 36{,}4º + 1kw/m2 * \frac{47ºC - 20ºC}{0{,}8}$$

$$\boldsymbol{Máxima\ T^{a}\ a\ la\ que\ se\ encontrará\ la\ célula = 70{,}4º}$$

Siendo:

Tc: temperatura de trabajo de la célula (ºC)

Ta: temperatura ambiente (ºC)

TONC o NOCT: Nominal Operating Cell Temperatura = temperatura de operación nominal de la célula (ºC)

G: irrandiancia (kW/m2)

Hay que destacar que en la localización donde se encuentra la explotación, existe un rango de temperaturas ambiente de entre -13º C como mínimo en invierno y 36,4º C como máximo en verano.

Bajo estas temperaturas, la temperatura de célula será distinta a 25º C, valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

Por ello, en la siguiente tabla se muestran tensiones del inversor no solo para 25ºC, sino también para rangos de temperatura bajo los cuales la célula va a tener que trabajar.

Tabla 28: Cálculo del número de módulos por serie.

Fuente: Elaboración propia

CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS POR SERIE							
Nº MÓDULOS		25	26	27	28	29	30
ATERSA A-330P	POTENCIA POR SERIE [W]	8250	8580	8910	9240	9570	9900

Tª		TENSIONES DEL INVERSOR PARA CADA CASO [V]					
Voc [V]	-13 ºC	1312	1364	1417	1469	1522	1574
	25 ºC	1170	1216	1263	1310	1357	1403

Tª		TENSIONES DEL INVERSIÓN PARA CADA CASO [V]					
Vmpp [V]	-13 ºC	1067,48	1110,18	1152,88	1195,58	1238,28	1280,98
	25 ºC	951,75	989,82	1027,89	1065,96	1104,03	1142,10
	50 ºC	875,61	910,63	945,66	980,68	1015,71	1050,73
	70 ºC	814,70	847,29	879,87	912,46	945,05	977,64

Teniendo en cuenta que Voc del panel es 46,85 y la Vmp es 38,15.

En la tabla se puede observar las celdas de color verde, las cuales se han elegido debido a que los valores que encierran son valores factibles para la instalación.

En sus extremos, en color rojo se pueden observar tensiones en el punto de máxima potencia que no satisfacen las características del inversor escogido, mientras que en azul se pueden observar tensiones que no satisfacen las tensiones de circuito abierto del inversor escogido.

Es por esto por lo que la colocación de 26 módulos en serie, o de 29 módulos no sería posible, ya que el inversor no podría soportar las tensiones que le llegarían.

3.4. CALCULO DEL NÚMERO DE SERIES

$$Nº\ de\ series = \frac{Potencia\ nominal\ de\ CA\ (o\ potencia\ de\ salida\ o\ potencia\ que\ soporta}{Potencia\ total\ que\ aportan\ las\ series\ de\ paneles}$$

$$Nº\ de\ series = \frac{2500000W}{9240W}\ ; Nº\ series = 270{,}56\ series \approx \mathbf{270\ series\ de\ paneles}$$

Este número de series de paneles serían correctos para las condiciones de STC. Sin embargo, este número de series de paneles por inversor no es un valor ideal.

Las 270 series de paneles por inversor serían adecuadas si los módulos fotovoltaicos se encuentran a condiciones de prueba estándar (también conocidas por las siglas STC.

Estas condiciones, tal y como se ha explicado anteriormente, son condiciones ideales (Temperatura 25ºC, Masa de aire M1.5 e Irradiación 1000 W/m²) que lejos están de lo que puedan tener los módulos fotovoltaicos en condiciones reales.

Es decir, los módulos fotovoltaicos no van a estar expuestos durante toda su vida útil bajo condiciones de 25ºC, masa de aire de M 1,5 y bajo una irradiación de 1000W/m2.

Por esta razón, se realiza el sobredimensionamiento. De este modo, llegaremos a alcanzar los límites del inversor y por tanto le podremos sacar el mayor partido posible aprovechando sus características al máximo. De la otra manera, como se observa en el siguiente gráfico, no alcanzaríamos los límites del inversor (100kW en el ejemplo) por lo que estaríamos desaprovechando la capacidad del inversor.

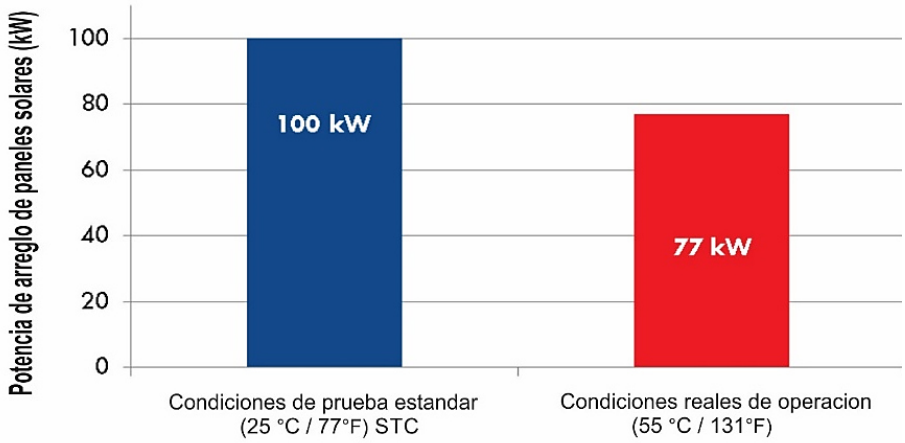


Figura 27: Ejemplo de sistema fotovoltaico calculado a 100kW bajo diferentes condiciones.

Fuente: solenergy.mx

En la siguiente tabla se muestra el sobredimensionamiento al que se hace referencia anteriormente.

Tabla 29: Sobredimensionamiento del número de paneles de la instalación.

Fuente: Elaboración propia

		Nº de Series						
		200	225	250	275	300	325	350
Temperatura	25	1824	2052	2280	2508	2736	2964	3192
	35	1837	2066	2296	2526	2755	2985	3214
	50	1856	2088	2320	2552	2784	3016	3248

Una vez establecida dicha tabla, hay que calcular cuál es el número de series adecuado para el presente proyecto.

Esto se hace calculando cuál será la intensidad de las distintas opciones de número de series. Es decir, hay que calcular el valor de la intensidad que llegará a los inversores con el distinto número de módulos posible.

La intensidad que esté dentro de los valores que acepta el propio inversor, será el número de series, y por ende el número de módulos elegido.

Así, el cálculo de intensidades será el siguiente:

Tabla 30: Sobredimensionamiento del número de módulos fotovoltaicos de la instalación.

Fuente: Elaboración propia

		Número de módulos					
		25	26	27	28	29	30
Sobredimensionamiento	100%	303	291	281	271	261	253
	110%	333	321	309	298	287	278
	120%	364	350	337	325	313	303
	130%	394	379	365	352	340	328
	140%	424	408	393	379	366	354
	150%	455	437	421	406	392	379

Una vez establecida la tabla, hay que determinar cuáles son los valores que hay que escoger en el caso de este proyecto.

Debido a que el inversor anteriormente elegido tiene como características 6400A y 3200A (con 35ºC) y 2956A (con 50ºC), se acotan bastante las posibilidades.

De este modo, la tabla quedará de la siguiente manera. En rojo aparecen los valores de intensidades que se salen de los intervalos anteriormente citados, mientras que en verde aparecen los valores dentro de dichos intervalos, y por tanto, adecuados para el uso de nuestra explotación.

Tabla 31: Resolución del sobredimensionamiento del número de módulos fotovoltaicos de la instalación / Fuente: Elaboración propia

		Nº de Series						
		200	225	250	275	300	325	350
Temperatura	25	1824	2052	2280	2508	2736	2964	3192
	35	1837	2066	2296	2526	2755	2985	3214
	50	1856	2088	2320	2552	2784	3016	3248

Es por esta razón por la cual finalmente el número de series escogido rondará las 350.

Así, si volvemos a la tabla de sobredimensionamiento anteriormente explicada, ya podremos escoger el número de módulos ideal.

Debido a que, según las intensidades anteriores, hemos escogido 350 series, el número de módulos serán 28.

Tabla 32: Resolución del sobredimensionamiento del número de módulos fotovoltaicos de la instalación / Fuente: Elaboración propia

		Número de módulos					
		25	26	27	28	29	30
Sobredimensionamiento	100%	303	291	281	271	261	253
	110%	333	321	309	298	287	278
	120%	364	350	337	325	313	303
	130%	394	379	365	**352**	340	328
	140%	424	408	393	379	366	354
	150%	455	437	421	406	392	379

Cabe destacar que el número de 271 series por inversor coincide con el número de series indicados mediante fórmula al comienzo de este punto. Esto es así porque 271 es el 100% del dimensionado.

Sin embargo, como ya he comentado anteriormente, a cada inversor le llegarán 352 series de paneles, atendiendo al sobredimensionamiento del 130%.

El número de módulos por serie será de 28.

4. ELECCIÓN DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

4.1. Introducción

La instalación fotovoltaica se compone, desde el punto de vista del dimensionamiento del cableado, de dos partes diferenciadas:

1. PARTE DE BAJA TENSIÓN

La parte de cableado de baja tensión es la que engloba desde los strings hasta la Power Station o CombinerBox, incluyendo así más concretamente los siguientes tramos:

- Cableado string – Cajas de combinación → este es el cableado que une las diferentes series de paneles con sus correspondientes cajas de combinación. Este cableado discurre por bandejas de cables perforadas desde el último panel de la fila hasta la caja de combinación correspondiente.

  Cabe destacar que hay tramos en los que este cableado se ha tenido que soterrar bajo zanja, ya que el string o fila correspondiente estaba en una fila diferente a donde se encontraba la caja de combinación. Para estos tramos se han establecido una serie de coeficientes de corrección por estar soterrados, como se explicará a continuación en los siguientes apartados de este punto. La diferente disposición de los strings así como sus correspondientes cajas de combinación aparecen detallados en el *plano 3 del documento Nº2 – Planos.*

- Cableado Cajas de combinación – Inversores → Este es el cableado que unirá cada una de las cajas de combinación de la plata fotovoltaica con los dos inversores localizados en la PowerStation elegida. Es un cableado que transcurre en su totalidad de forma enterrada bajo tubo corrugado, en tres zanjas que se localizarán de la siguiente manera:

  - En la mitad inferior de la instalación, por debajo de la PowerStation: en este primer caso existen zanjas a los dos lados del camino central de la instalación. La parte de las cajas de combinación de los paneles fotovoltaicos de la derecha de la instalación (separados por el camino central) irá conectada al inversor 1, mientras que la parte de la izquierda de la instalación irá conectada al inversor 2. Hay que señalar que en la PowerStation estos inversores aparecen como uno solo, englobados en el mismo bloque, pero a fines electrónicos van separados.

  - En la mitad superior de la instalación, por encima de la PowerStation: en este caso el cableado de unión de las cajas de combinación de los dos lados de la instalación irá soterrado bajo la misma zanja, ya que en este tramo no hay camino central que haga necesario la existencia de una zanja a cada lado.

- Cableado de la PowerStation → Este cableado hará referencia al que une inversor con el transformador, transformador con el centro de seccionamiento y con los demás equipos de protección que posee esta caja compacta.

  El cableado de esta parte de la instalación viene determinado y estipulado por la propia empresa SMA, por lo que este cableado no está en la decisión del promotor de la instalación, sino que es SMA quien ha diseñado el cableado de su propio producto.

  Por ello, esta parte del cableado no será diseñado en este proyecto, ya que todos los componentes, así como sus protecciones aparecen conexionadas por el propio fabricante.

2. PARTE DE MEDIA TENSIÓN

La parte de media tensión hace referencia al cableado que transcurre desde la salida de la PowerStation hasta el punto de conexión de la instalación con la red aérea de media tensión que ya existe perteneciente a la compañía eléctrica IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.

Este cableado de media tensión estará conformado por dos tramos diferentes:

- Tramo PowerStation – Primer poste línea aérea → Este será el tramo que unirá la PowerStation con el primer poste de línea aérea que se colocará en el extremo sur de la instalación. Es un tramo que discurrirá bajo tierra, saliendo a la superficie a la altura que esté instalada la torre de línea aérea.

  La zanja por la que discurrirá este cableado será la misma zanja del tramo de unión de cajas de combinación con la PowerStation, concretamente la localizada a la derecha del camino central.

  Dicha zanja por lo tanto poseerá cableado de Media tensión proveniente de la PowerSation y de Baja tensión proveniente de las cajas de combinación.

- Tramo Primer poste línea aérea – Segundo poste línea aérea → Este tramo es el que unirá la instalación fotovoltaica con la red de línea aérea existente perteneciente a la empresa Iberdrola, la cual se encuentra a unos 200 metros aproximadamente desde la parcela de este proyecto.

4.2. Criterios para el cálculo de las secciones en baja tensión

4.2.1. Explicación de los criterios utilizados para el cálculo de las secciones

BAJA TENSIÓN

La determinación o elección de la sección de un cable consiste, según lo que indican los reglamentos, en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones que se van a explicar a continuación. Cabe destacar que de las diferentes secciones que se van a calcular con los diferentes métodos habrá que escoger la sección más elevada, sección que se habrá calculado con el método más restrictivo para el cableado.

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

El criterio de calentamiento hace referencia a la máxima corriente o intensidad que puede circular por un conductor eléctrico, según su naturaleza, aislamiento, condiciones de instalación, etc., de forma que no se produzca una elevación de temperatura peligrosa para el mismo.

Si se sobrepasan los valores máximos de esa corriente, valores que se han establecido en un máximo del 125% de la propia corriente, el cable se verá afectado y por lo tanto existirán problemas en la conducción de la electricidad generada, llegando incluso a quemarse el cable. Los cables elegidos en este apartado satisfarán las exigencias especificadas en UNE 21.030. Así, en los ITC-BT-06/07, podemos encontrar una serie de valores de factores de corrección que se aplicarán, como se demuestra a continuación, a las intensidades nominales de la línea, hallando así los valores de intensidades máximas que pueden ser aceptadas por el cableado de sección elegida.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

Es así como el valor de la intensidad máxima admisible por un cable se calcula con la siguiente fórmula:

$$Intensidad\ máxima = I_{máx,CN} = \frac{1{,}25 * I_L}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

Siendo:

I_L = Intensidad nominal de la línea

$I_{máx,\ CN}$ = Intensidad máxima en el conductor en condiciones normales (siendo estas condiciones normales 25ºC para redes enterradas, y 40ºC para redes aéreas).

Factores de corrección = Estos factores de corrección harán referencia a valores establecidos en los ITC-BT-06 y 07. Se tendrán que aplicar si, entre otros casos, si la instalación a diseñar posee una temperatura que no sea la de condiciones normales, si existe un agrupamiento de cableado, según las diferentes resistividades del terreno en instalaciones de cables enterrados, etc.

COMPROBACIÓN

Una vez se ha resuelto la fórmula anterior, hay que comprobar que la intensidad máxima calculada sea menor que la intensidad máxima que permite el cable, también denominada intensidad máxima admisible de la línea.

Estos valores de intensidades vienen establecidos en las tablas que facilitan las empresas fabricantes de los cables.

O, dicho de otro modo, la intensidad máxima que circule por el cableado en la instalación fotovoltaica no podrá ser mayor a la intensidad máxima admisible que la empresa fabricante ha estipulado para dicho cable.

Por lo tanto, y acorde a lo señalado anteriormente,

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

2. Criterio de la caída de tensión

Al transportar corriente a través de los cables, se produce una pérdida de potencia transportada por los mismos, lo cual genera una diferencia de tensiones entre el principio y el final de la canalización.

La caída de tensión máxima admisible entre el elemento generador y la red de distribución, según como marca el reglamento ITC-BT-40, no debe de ser superior al 1,5%, incluyendo también la línea de enlace.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

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

$$Sección\ del\ cableado = \frac{2 * L * \rho * I_L}{\Delta V}$$

Siendo:

L = Longitud de la línea

ρ = Resistividad del elemento conductor. Este valor se ha calculado mediante la siguiente fórmula, variando esta en función de la temperatura a la que esté expuesta el propio cable.

$$\rho_{T^{\circ}C\ a\ la\ que\ esté\ expuesto\ el\ cable} = \rho_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha\ (T^{\circ}C - 20))$$

I_L = Intensidad de la línea

ΔV = Caída de tensión máxima

De las incógnitas que aparecen en la anterior fórmula necesaria para poder calcular las secciones según lo que determina este criterio, hay una que no está resuelta. A continuación, se procede a su cálculo:

Cálculo de la caída de tensión máxima (ΔV)

Para realizar el cálculo de la caída de tensión máxima de la ecuación anterior, hay que resolver la siguiente ecuación, la cual relaciona la tensión nominal máxima por serie de paneles y el porcentaje de la caída de tensión permitido para cada tramo del cableado:

$$\Delta V = V_{max,paneles} * \Delta V_{\%}$$

Siendo:

V máxima, paneles = Tensión nominal máxima por ramal de paneles

ΔV% = Porcentaje permitido de la caída de tensión

De las dos incógnitas que aparecen en la anterior ecuación, el valor de la tensión nominal máxima por ramal (V máxima, paneles) no está calculado. Este valor, se calcula a continuación:

Cálculo del valor de la Tensión máxima de paneles

Para el cálculo del valor de la tensión máxima de paneles o strings hay que tener en cuenta las características de los paneles seleccionados para esta instalación fotovoltaica.

Esto es así porque el fabricante establece una tensión máxima para sus paneles, pero esta tensión máxima está relacionada con la temperatura de condiciones normales (25ºC). Es decir, el fabricante establece una tensión máxima para el panel en el caso ideal de que este funcionase a una temperatura de 25ºC.

Sin embargo, en la actual instalación fotovoltaica, la temperatura de trabajo nominal de los paneles no es 25ºC, sino que es de 36,4ºC, lo cual supone que la caída de tensión de cada uno de los paneles va a variar. Así, el fabricante establece un coeficiente de temperatura (β = -0,32 %/ºC, que calculando su equivalencia de tensión por unidad de temperatura quedará β = -0,0141 V/ºC), el cual, aplicándolo a la tensión del panel facilitada por el fabricante y calculada a temperatura de condiciones normales (25ºC), dará el valor real de la tensión máxima de trabajo de los paneles a la temperatura real de la instalación.

Por lo tanto, quedará:

$$V_{máx\ del\ string} = Nº\ paneles\ en\ serie * \boldsymbol{V\ máx\ paneles}$$

De los valores anteriores, es necesario realizar el cálculo de la tensión máxima de los paneles a la temperatura real de la instalación de este proyecto, la cual será:

$$V_{máx\ del\ panel} = V_{MP}\ (en\ condiciones\ normales\ de\ T^{a}) + \left(T^{a}{}_{\min panel} - T^{a}{}_{ambiente}\right) * \beta$$

↳ Lo cual quedará:

$$V_{máx\ del\ panel} = 38{,}15 + \left(\boldsymbol{T^{a}{}_{\min panel}} - 25\right) * (-0{,}0141)$$

↳ La temperatura mínima del panel se calculará:

$$T^{a}{}_{\min panel} = T^{a}{}_{ambiente} + \frac{TONC - 20}{800} * I = -8 + \frac{47 - 20}{800} * 100 = -4{,}62ºC$$

Quedando ahora sí:

$$\boldsymbol{V_{máx\ del\ panel}} = \mathbf{38,15} + (\mathbf{-4,62} - \mathbf{25}) * (\mathbf{-0,0141}) = \mathbf{42,33}\ \boldsymbol{V}$$

Pudiendo ahora resolver la ecuación inicial, que quedará:

$$V_{máx\ del\ string} = Nº\ paneles\ en\ serie * V\ máx\ paneles = 28\ paneles * 42{,}33V = \mathbf{1185,24}\boldsymbol{V}$$

Esta tensión será, por tanto, la tensión más alta que pueden tener los paneles en su funcionamiento. Esta tensión se producirá, como se ha aplicado en las fórmulas anteriores cuando se produzcan las temperaturas más frías de la zona de la instalación fotovoltaica.

<u>COMPROBACIÓN</u>

Una vez calculada la sección del cableado, y al igual que en el caso del método anterior, hay que comprobar si con la sección calculada con este método, se sobrepasa la caída de tensión máxima permitida para cada uno de los diferentes tramos.

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito:

La temperatura que puede alcanzar un cable como consecuencia de un cortocircuito o una sobre-intensidad de corta duración (se establece esta duración de 3segundos) puede provocar el deterioro del cable, o incluso provocar que se produzca un incendio.

Es por esta razón por la que este criterio tiene como finalidad el cálculo de la sección mínima que debería de tener un cable para que en el caso de que se produzca un cortocircuito, este no se vea afectado, o en el peor de los casos, quemado.

La temperatura de cortocircuito, tal y como marca en las normas y reglamentos del cableado, es variable según el tipo de aislamiento que estos tengan. Normalmente es de unos 160ºC para los cables con aislamiento termoplástico y de 250ºC para el cableado de aislamiento termoestable.

Cabe destacar que este criterio no es restrictivo en corriente continua, ya que las secciones que se van a hallar serán mucho más pequeñas que las calculadas con los criterios anteriores. Esto es debido a que la intensidad de cortocircuito máxima es únicamente la que van a proporcionar los paneles fotovoltaicos, siendo esta superior a la intensidad nominal de los paneles. Es por ello por lo que no tiene mucho sentido el realizar su cálculo en la parte de CC del cableado. Sin embargo, se ha decidido realizar los cálculos para poder demostrar el razonamiento dado.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito habrá que resolver la siguiente fórmula:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

Icc = Intensidad de cortocircuito

t = duración máxima del cortocircuito en segundos

k = coeficiente que depende el tipo de conductor utilizado y de su aislamiento

De las tres incógnitas que aparecen en la ecuación, una de ellas, la intensidad de cortocircuito, hay que calcularla para la temperatura real de la instalación fotovoltaica (40ºC).

Cálculo del valor de la intensidad de cortocircuito

Al igual que la tensión en los módulos disminuye al aumentar la temperatura, tal y como se ha visto en el apartado de cálculo de la tensión nominal máxima por ramal, la intensidad se incrementa progresivamente a medida que la temperatura sobrepasa los 25ºC establecidos como condiciones normales.

Esto implica que la intensidad de cortocircuito a la temperatura de 40ºC, que es a la que se va a ver expuesta la instalación, no sea la misma que la intensidad de cortocircuito a la temperatura de diseño de 25ºC:

Es por ello por lo que hay que realizar la siguiente corrección, hallando así finalmente la intensidad de cortocircuito a 40ºC buscada:

$$I_{CC}\ (40ºC) = \ I_{CC}\ en\ condiciones\ normales\ (25ºC) + \big((Tmáx - 25) * \alpha\big)$$

$$\boldsymbol{I_{CC}\ (40ºC) = 9,05 + \big((40 - 25) * 0,04\big) = 9,65A}$$

4.2.2. Resolución de los criterios y cálculo de las secciones

1. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN

a) CABLEADO POR BANDEJA

Tal y como se ha especificado anteriormente, el cableado que une los strings con las diferentes cajas de combinación tiene dos vías diferentes en función de la posición de las filas de paneles fotovoltaicos respecto de las cajas de combinación.

En este caso, las filas de paneles fotovoltaicos se encuentran en la misma fila que las cajas de combinación. Por ello, la unión entre strings y cajas se va a realizar utilizando el método F del ITC-BT-40. Así:

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

$$Intensidad\ máxima\ en\ cond.normales = I_{máx,CN} = \frac{1{,}25 * I_L}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

Tabla 33: Resolución criterio intensidad máxima admisible / Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS	VALOR Y UNIDAD	FUENTE
Salida desde strings hasta cajas de combinación		
Intensidad nominal de la línea (I_L)	8,65 A	
Coeficiente de 1,25	10,81 A	ITC BT 40 – Apartado 5
F1 = Coeficiente de agrupación - El caso más desfavorable es una agrupación de 14 cables de strings en bandejas perforadas	0,72	UNE 20460-5-523 Tabla 52-E1
F2 = Coeficiente temperatura ambiente 40ºC: - La temperatura ambiente será de 40º, al encontrarse este tramo del cableado en el exterior, circulado sobre las bandejas perforadas. - Aislamiento del cableado PVC	1,00	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D1, punto 4
F3 = Coeficiente por exposición directa al Sol	0,9	
F3 = Conductores enterrados a 0,7 metros	1,00	UNE 20460-5-523
Intensidad máxima en condiciones normales	16,69 A	
Sección mínima	**1,5 mm2**	

Una vez calculada la sección mínima que debe de tener el cableado de este tramo, hay que comprobar la siguiente condición:

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

$$16{,}69\ A \leq 30\ A$$

Al haber comprobado que la I admisible impuesta por el fabricante es [y ponerlo], se puede decir que **la sección elegida según el método de la máxima intensidad admisible es 1,5mm2.**

b) CABLEADO ENTERRADO

Tal y como se ha nombrado en el punto anterior, el cableado que une los strings con las diferentes cajas de combinación tiene dos vías diferentes en función de la posición de las filas de paneles fotovoltaicos respecto de las cajas de combinación. En este caso, las filas de paneles fotovoltaicos se encuentran en distintas filas que las cajas de combinación.

Por ello, el cableado que une filas con cajas irá enterrado bajo zanja. Así, quedará:

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

$$Intensidad\ máxima\ en\ cond.normales = I_{máx,CN} = \frac{1{,}25 * I_L}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

Tabla 34: Resolución criterio intensidad máxima admisible / Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS	VALOR Y UNIDAD	FUENTE
Salida desde strings hasta cajas de combinación		
Intensidad nominal de la línea (I_L)	8,65 A	
Coeficiente de 1,25	10,81 A	ITC BT 40 – Apartado 5
F1 = Coeficiente de agrupación - El caso más desfavorable es una agrupación de 9 cables multiconductores en zanja, utilizando el método de instalación D1	0,50	UNE 20460-5-523 Tabla 52-E1, punto 1
F2 = Coeficiente temperatura zanja 20ºC	1,00	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D2, punto 4
F3 = Coeficiente por diferentes profundidades de instalación, en este caso a 0,7m	1,00	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D1, punto 4
F4 = Coeficiente de resistividad del terreno al tener una resistividad térmica del terreno de 1,50 Km/W	1,1	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D3
Intensidad máxima en condiciones normales	19,66 A	
Sección mínima	**1,5 mm2**	UNE 20460-5-523 Tabla 52-C2

Una vez calculada la sección mínima que debe de tener el cableado de este tramo, hay que comprobar la siguiente condición:

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

$$19{,}66\ A \leq ¿?\ buscarlo\ en\ tablas\ del\ fabricante\ A$$

Al haber comprobado que la I admisible impuesta por el fabricante es [y ponerlo], se puede decir que **la sección elegida según el método de la máxima intensidad admisible es 1,5mm2.**

2. Criterio de la caída de tensión

El reglamento de la caída de tensión, tal y como se ha detallado anteriormente, limita la caída de tensión total de la instalación a 1,5%. Por ello, hay que "repartir" la caída de tensión entre todos los tramos de la instalación, no superando, como se ha señalado ya, el 1,5%

En este caso, se ha decidido que la caída de tensión máxima de este tramo del circuito sea del 0,5%.

$$\Delta V = V_{max,paneles} * \Delta V_{\%} = 1185{,}24 * \frac{0{,}5}{100} = 5{,}93\ V$$

Una vez calculada la tensión máxima en los paneles, se calcula la sección del cableado. Esta sección será diferente para cada una de las diferentes longitudes de los tramos de la instalación, habiéndose calculado las secciones de los cables de forma individual.

Para poder completar la tabla, y concretamente la columna de la sección, se ha tenido en cuenta la siguiente fórmula:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{2 * L * \rho * I_L}{\Delta V} = \frac{2 * Longitud * 0{,}019 * 8{,}65}{5{,}93}$$

*Se ha supuesto la resistividad del cobre de 0,019 mm2*Ω/m al ser la temperatura de 40ºC.*

Tabla 35: Resolución criterio de la caída de tensión / Fuente: Elaboración propia

	Cable String	Longitud	ΔU máxima	Sección teórica	Sección elegida	ΔU real del cable	Cumple
INVERSOR 1							
Caja de combinación 1	Serie 1	127,27	5,93	7,06	10	4,18	Sí
	Serie 2	127,27	5,93	7,05	10	4,18	Sí
	Serie 3	99,3	5,93	5,50	6	5,44	Sí
	Serie 4	99,3	5,93	5,50	6	5,44	Sí
	Serie 5	71,33	5,93	3,95	4	5,86	Sí
	Serie 6	71,33	5,93	3,95	4	5,86	Sí
	Serie 7	43,36	5,93	2,40	2,5	5,70	Sí
	Serie 8	43,36	5,93	2,40	2,5	5,70	Sí
	Serie 9	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 10	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 11	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 12	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 13	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 14	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 15	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 16	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
Caja de combinación 2	Serie 1	27,79	5,93	1,54	2,5	3,65	Sí
	Serie 2	27,79	5,93	1,54	2,5	3,65	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 3	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 4	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 5	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 6	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 7	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 8	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 9	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 10	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 11	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 12	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 13	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 14	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 15	Serie 1	348,84	5,93	19,34	25	4,59	Sí
	Serie 2	324,75	5,93	18,00	25	4,27	Sí
	Serie 3	324,75	5,93	18,00	25	4,27	Sí
	Serie 4	309,99	5,93	17,18	25	4,08	Sí
	Serie 5	309,99	5,93	17,18	25	4,08	Sí
	Serie 6	295,88	5,93	16,40	25	3,89	Sí
	Serie 7	309,98	5,93	17,18	25	4,08	Sí
	Serie 8	309,98	5,93	17,18	25	4,08	Sí
	Serie 9	295,87	5,93	16,40	25	3,89	Sí
	Serie 10	258,14	5,93	14,31	16	5,30	Sí
	Serie 11	258,14	5,93	14,31	16	5,30	Sí
	Serie 12	243,68	5,93	13,51	16	5,01	Sí
	Serie 13	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 14	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 15	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 16	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
Caja de combinación 16	Serie 1	167,52	5,93	9,29	10	5,51	Sí
	Serie 2	167,52	5,93	9,29	10	5,51	Sí
	Serie 3	139,06	5,93	7,71	10	4,57	Sí
	Serie 4	139,06	5,93	7,71	10	4,57	Sí
	Serie 5	111,09	5,93	6,16	10	3,65	Sí
	Serie 6	111,09	5,93	6,16	10	3,65	Sí
	Serie 7	83,12	5,93	4,61	6	4,55	Sí
	Serie 8	83,12	5,93	4,61	6	4,55	Sí
	Serie 9	55,15	5,93	3,06	4	4,53	Sí
	Serie 10	55,15	5,93	3,06	4	4,53	Sí
	Serie 11	27,18	5,93	1,51	2,5	3,57	Sí
	Serie 12	27,18	5,93	1,51	2,5	3,57	Sí
	Serie 13	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 14	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 15	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 16	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 17	Serie 1	148,81	5,93	8,25	10	4,89	Sí
	Serie 2	148,81	5,93	8,25	10	4,89	Sí
	Serie 3	120,84	5,93	6,70	10	3,97	Sí
	Serie 4	120,84	5,93	6,70	10	3,97	Sí
	Serie 5	92,87	5,93	5,15	6	5,09	Sí
	Serie 6	92,87	5,93	5,15	6	5,09	Sí
	Serie 7	64,9	5,93	3,60	4	5,33	Sí
	Serie 8	64,9	5,93	3,60	4	5,33	Sí
	Serie 9	36,93	5,93	2,05	2,5	4,86	Sí
	Serie 10	36,93	5,93	2,05	2,5	4,86	Sí
	Serie 11	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 12	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 13	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 14	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 15	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 16	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
Caja de combinación 18	Serie 1	64,82	5,93	3,59	4	5,33	Sí
	Serie 2	64,82	5,93	3,59	4	5,33	Sí
	Serie 3	36,85	5,93	2,04	2,5	4,85	Sí
	Serie 4	36,85	5,93	2,04	2,5	4,85	Sí
	Serie 5	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 6	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 7	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 8	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 9	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 10	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 11	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 12	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 13	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 14	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 15	147,28	5,93	8,16	10	4,84	Sí
	Serie 16	147,28	5,93	8,16	10	4,84	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 19	Serie 1	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 2	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 3	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 4	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 5	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 6	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 7	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 8	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 9	138,11	5,93	7,66	10	4,54	Sí
	Serie 10	138,11	5,93	7,66	10	4,54	Sí
	Serie 11	110,14	5,93	6,11	10	3,62	Sí
	Serie 12	110,14	5,93	6,11	10	3,62	Sí
	Serie 13	82,17	5,93	4,55	6	4,50	Sí
	Serie 14	82,17	5,93	4,55	6	4,50	Sí
	Serie 15	54,2	5,93	3,00	4	4,45	Sí
	Serie 16	54,2	5,93	3,00	4	4,45	Sí
Caja de combinación 20	Serie 1	21,23	5,93	1,18	1,5	4,65	Sí
	Serie 2	21,23	5,93	1,18	1,5	4,65	Sí
	Serie 3	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 4	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 5	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 6	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 7	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 8	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 9	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 10	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 11	77,63	5,93	4,30	6	4,25	Sí
	Serie 12	77,63	5,93	4,30	6	4,25	Sí
	Serie 13	49,03	5,93	2,72	4	4,03	Sí
	Serie 14	49,03	5,93	2,72	4	4,03	Sí
	Serie 15	21,06	5,93	1,17	1,5	4,61	Sí
	Serie 16	21,06	5,93	1,17	1,5	4,61	Sí

INVERSOR 1							
Caja de combinación 21	Serie 1	102,86	5,93	5,70	6	5,64	Sí
	Serie 2	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 3	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 4	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 5	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 6	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 7	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 8	77,17	5,93	4,28	6	4,23	Sí
	Serie 9	49,2	5,93	2,73	4	4,04	Sí
	Serie 10	49,2	5,93	2,73	4	4,04	Sí
	Serie 11	21,23	5,93	1,18	1,5	4,65	Sí
	Serie 12	21,23	5,93	1,18	1,5	4,65	Sí
	Serie 13	45,42	5,93	2,52	4	3,73	Sí
	Serie 14	45,42	5,93	2,52	4	3,73	Sí
	Serie 15	63,16	5,93	3,50	4	5,19	Sí
	Serie 16	63,16	5,93	3,50	4	5,19	Sí
Caja de combinación 22	Serie 1	238,04	5,93	13,19	16	4,89	Sí
	Serie 2	223,92	5,93	12,41	16	4,60	Sí
	Serie 3	222,05	5,93	12,31	16	4,56	Sí
	Serie 4	222,05	5,93	12,31	16	4,56	Sí
	Serie 5	194,08	5,93	10,76	16	3,99	Sí
	Serie 6	194,08	5,93	10,76	16	3,99	Sí
	Serie 7	220,47	5,93	12,22	16	4,53	Sí
	Serie 8	220,47	5,93	12,22	16	4,53	Sí
	Serie 9	192,5	5,93	10,67	16	3,95	Sí
	Serie 10	192,5	5,93	10,67	16	3,95	Sí
	Serie 11	164,53	5,93	9,12	10	5,41	Sí
	Serie 12	164,53	5,93	9,12	10	5,41	Sí
	Serie 13	136,56	5,93	7,57	10	4,49	Sí
	Serie 14	136,56	5,93	7,57	10	4,49	Sí
	Serie 15	14,74	5,93	0,82	1,5	3,23	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 1	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 2	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 3	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 4	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 5	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 6	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 7	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 8	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 9	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 10	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 11	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 12	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 13	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 14	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 15	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 16	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 17	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
Caja de combinación 18	Serie 1	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 2	197,05	5,93	10,92	16	4,05	Sí
	Serie 3	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 4	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 5	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 6	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 7	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 8	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 9	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 10	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 11	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 12	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 13	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 14	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 15	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 16	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 19	Serie 1	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 2	169,08	5,93	9,37	10	5,56	Sí
	Serie 3	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 4	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 5	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 6	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 7	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 8	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 9	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 10	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 11	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 12	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 13	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 14	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 15	184,5	5,93	10,23	16	3,79	Sí
	Serie 16	184,5	5,93	10,23	16	3,79	Sí
Caja de combinación 20	Serie 1	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 2	141,11	5,93	7,82	10	4,64	Sí
	Serie 3	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 4	113,14	5,93	6,27	10	3,72	Sí
	Serie 5	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 6	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 7	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 8	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 9	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 10	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 11	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 12	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 13	156,53	5,93	8,68	10	5,15	Sí
	Serie 14	156,53	5,93	8,68	10	5,15	Sí
	Serie 15	128,56	5,93	7,13	10	4,23	Sí
	Serie 16	128,56	5,93	7,13	10	4,23	Sí

INVERSOR 2							
Caja de combinación 21	Serie 1	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 2	85,17	5,93	4,72	6	4,67	Sí
	Serie 3	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 4	57,2	5,93	3,17	4	4,70	Sí
	Serie 5	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 6	29,23	5,93	1,62	2,5	3,84	Sí
	Serie 7	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 8	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 9	128,56	5,93	7,13	10	4,23	Sí
	Serie 10	128,56	5,93	7,13	10	4,23	Sí
	Serie 11	100,59	5,93	5,58	6	5,51	Sí
	Serie 12	100,59	5,93	5,58	6	5,51	Sí
	Serie 13	72,62	5,93	4,03	6	3,98	Sí
	Serie 14	72,62	5,93	4,03	6	3,98	Sí
	Serie 15	44,65	5,93	2,47	4	3,67	Sí
	Serie 16	44,65	5,93	2,47	4	3,67	Sí
Caja de combinación 22	Serie 1	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 2	1,26	5,93	0,07	1,5	0,28	Sí
	Serie 3	102,77	5,93	5,70	6	5,63	Sí
	Serie 4	102,77	5,93	5,70	6	5,63	Sí
	Serie 5	74,8	5,93	4,15	6	4,10	Sí
	Serie 6	74,8	5,93	4,15	6	4,10	Sí
	Serie 7	46,83	5,93	2,60	4	3,85	Sí
	Serie 8	46,83	5,93	2,60	4	3,85	Sí
	Serie 9	18,86	5,93	1,05	1,5	4,13	Sí
	Serie 10	18,86	5,93	1,05	1,5	4,13	Sí
	Serie 11	91,96	5,93	5,10	6	5,04	Sí
	Serie 12	63,99	5,93	3,55	4	5,26	Sí
	Serie 13	63,99	5,93	3,55	4	5,26	Sí
	Serie 14	36,02	5,93	2,00	2,5	4,74	Sí
	Serie 15	36,02	5,93	2,00	2,5	4,74	Sí
	Serie 16	51,08	5,93	2,83	4	4,20	Sí

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito:

Para resolver este criterio, habrá que tener en cuenta la siguiente fórmula:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

Icc = Intensidad de cortocircuito = 9,65A

t = duración máxima del cortocircuito en segundos = 0,3s

k = coeficiente que depende el tipo de conductor utilizado y de su aislamiento = 143

Quedando la anterior fórmula de la siguiente manera:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{9{,}65 * \sqrt{0{,}3}}{135} = 0{,}039mm2$$

Como se puede observar, la sección que se determina utilizando este método es una sección muy baja en comparación a los métodos anteriores. Esto quiere decir, como se ha comentado anteriormente, que el criterio de la intensidad de cortocircuito no es un criterio vinculante para el cálculo de las secciones del cableado en baja tensión.

2. CAJAS DE COMBINACIÓN – INVERSORES

Este tramo de la instalación corresponde al cableado que transcurre desde la salida de las cajas de combinación hasta las entradas de la PowerStation.

Este cableado se dispondrá enterrado bajo zanja. Estas zanjas se distribuirán a lo largo de la instalación, localizándose en cuatro disposiciones diferentes:

- Zanja a la derecha del camino principal → Por esta zanja circularán el cableado de baja tensión calculado en este apartado, y el cableado de media tensión que transcurre desde la powerstation hasta la línea aérea.

  Este factor es importante destacarlo ya que la zanja variará en profundidad, siendo esta zanja más profunda que la siguiente, ya que el cableado de media tensión se localizará debajo del cableado desde las cajas de combinación hasta los inversores.

- Zanja a la izquierda del camino principal → Por esta zanja circulará el cableado de unión de las cajas de combinación con los inversores.

- Zanja de la derecha de la zona superior de la powerstation → Esta zanja será aquella que reciba el cableado de las cajas de combinación localizadas a la derecha de zona superior de la powerstation.

- Zanja de la izquierda de la zona superior de la powerstation → Esta zanja será aquella que reciba el cableado de las cajas de combinación localizadas a la izquierda de zona superior de la powerstation.

Una vez se ha detallado la localización y características del cableado que va a llevar cada una de las zanjas, se calcularán las secciones del cableado en función de los diferentes criterios:

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

Teniendo en cuenta las diferentes zanjas de las que va a disponer la instalación que se han explicado anteriormente, y con fines de poder calcular las intensidades máximas admisibles del cableado que circulará por ellas, hay que destacar que la naturaleza de las zanjas no hace variar el valor de la sección mínima calculada en la fórmula de este criterio.

Es decir, en todas las zanjas, aunque en algunas de ellas se transporte también el cableado de media tensión, el cableado de CC desde las cajas de combinación hasta los inversores va a estar localizado con la misma disposición, en la misma profundidad, y a la misma temperatura.

Es por ello, por lo que se puede realizar una sola resolución de la fórmula siguiente, con los mismos valores de los factores de corrección, tal y como se muestra a continuación:

$$Intensidad\ máxima\ en\ cond.normales = I_{máx,CN} = \frac{1{,}25 * I_L}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

Tabla 36: Resolución criterio de la caída de tensión / Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS	VALOR Y UNIDAD	FUENTE
Salida desde strings hasta cajas de combinación		
Intensidad nominal de la línea (I_L)	8,65 * 16 = 138,4 A	
Coeficiente de 1,25	173 A	ITC BT 40 – Apartado 5
F1 = Coeficiente de agrupación - De cada caja de combinación saldrán 2 circuitos de dos cables por polo. Se ha tomado por tanto el valor del factor de corrección para 4 circuitos	0,77	UNE 20460-5-523, Tabla 52-E1
F2 = Coeficiente de resistividad del terreno al tener una resistividad térmica del terreno de 1,50 Km/W	1,1	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D3
F3 = Conductores enterrados a 0,7 metros - Estos conductores serán todas las cajas de combinación dispuestas a la derecha de la zanja	1,00	
F4 = Temperatura del terreno de 20ºC	1,00	UNE 20460-5-523 Tabla 52-D1
Intensidad máxima en condiciones normales	204,25 A	
Sección mínima	**120 mm2**	

Una vez calculada la sección mínima que debe de tener el cableado de este tramo, hay que comprobar la siguiente condición:

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

$$204{,}25\ A \leq 302\ A$$

Al haber comprobado que la I admisible impuesta por el fabricante es [y ponerlo], se puede decir que **la sección elegida según el método de la máxima intensidad admisible es 120 mm2.**

2. Criterio de la caída de tensión

En este caso, y tal y como se ha detallado anteriormente la normativa del reglamento que indica como máxima la caída de tensión de 1,5%, se ha decidido que la caída de tensión máxima de este tramo del circuito sea del 0,7%.

$$\Delta V = V_{max,paneles} * \Delta V_{\%} = 1185{,}24 * \frac{0{,}7}{100} = 8{,}30\ V$$

Una vez calculada la tensión máxima en la salida de las cajas de combinación, se calcula la sección del cableado. Esta sección será diferente para cada una de las 44 cajas de combinación que conforman la instalación, ya que cada una de ellas estará localizada a una distancia diferente.

Para poder completar la tabla, y concretamente la columna de la sección, se ha tenido en cuenta la siguiente fórmula:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{2 * L * \rho * I_L}{\Delta V} = \frac{2 * Longitud * 0{,}0283 * 138{,}4}{8{,}30} = Tabla\ siguiente$$

*Se ha supuesto la resistividad del aluminio de 0,0283 mm2*Ω/m al ser la temperatura de 20ºC.*

Tabla 37: Resolución criterio de la caída de tensión / Fuente: Elaboración propia

	Caja de combinación	Longitud	ΔU máxima	Sección teórica	Sección elegida	ΔU real del cable	Cumple
INVERSOR 1	Caja de combinación 1	292,76	8,30	276,41	300	7,64	Sí
	Caja de combinación 2	269,16	8,30	254,13	300	7,03	Sí
	Caja de combinación 3	244,44	8,30	230,79	240	7,98	Sí
	Caja de combinación 4	227,28	8,30	214,59	240	7,42	Sí
	Caja de combinación 5	210,12	8,30	198,39	240	6,86	Sí
	Caja de combinación 6	192,96	8,30	182,19	185	8,17	Sí
	Caja de combinación 7	175,8	8,30	165,98	185	7,44	Sí
	Caja de combinación 8	158,64	8,30	149,78	185	6,72	Sí
	Caja de combinación 9	141,48	8,30	133,58	150	7,39	Sí
	Caja de combinación 10	124,32	8,30	117,38	120	8,12	Sí
	Caja de combinación 11	107,16	8,30	101,18	120	7,00	Sí
	Caja de combinación 12	90	8,30	84,97	95	7,42	Sí
	Caja de combinación 13	72,84	8,30	68,77	70	8,15	Sí
	Caja de combinación 14	55,68	8,30	52,57	70	6,23	Sí
	Caja de combinación 15	38,52	8,30	36,37	50	6,03	Sí
	Caja de combinación 16	22,93	8,30	21,65	25	7,18	Sí
	Caja de combinación 17	39,92	8,30	37,69	50	6,25	Sí
	Caja de combinación 18	46,66	8,30	44,05	50	7,31	Sí
	Caja de combinación 19	64,11	8,30	60,53	70	7,17	Sí
	Caja de combinación 20	85,09	8,30	80,34	95	7,02	Sí
	Caja de combinación 21	121,13	8,30	114,37	120	7,91	Sí
	Caja de combinación 22	193,89	8,30	183,06	185	8,21	Sí

	Caja de combinación	Longitud	ΔU máxima	Sección teórica	Sección elegida	ΔU real del cable	Cumple
INVERSOR 2	Caja de combinación 1	170,68	8,30	161,15	185	7,23	Sí
	Caja de combinación 2	153,52	8,30	144,95	150	8,02	Sí
	Caja de combinación 3	136,36	8,30	128,75	150	7,12	Sí
	Caja de combinación 4	119,2	8,30	112,54	120	7,78	Sí
	Caja de combinación 5	102,04	8,30	96,34	120	6,66	Sí
	Caja de combinación 6	84,88	8,30	80,14	95	7,00	Sí
	Caja de combinación 7	67,72	8,30	63,94	70	7,58	Sí
	Caja de combinación 8	50,56	8,30	47,74	50	7,92	Sí
	Caja de combinación 9	33,4	8,30	31,54	35	7,48	Sí
	Caja de combinación 10	34,51	8,30	32,58	35	7,72	Sí
	Caja de combinación 11	23,09	8,30	21,80	25	7,23	Sí
	Caja de combinación 12	27,44	8,30	25,91	35	6,14	Sí
	Caja de combinación 13	51,31	8,30	48,45	50	8,04	Sí
	Caja de combinación 14	69,8	8,30	65,90	70	7,81	Sí
	Caja de combinación 15	88,29	8,30	83,36	95	7,28	Sí
	Caja de combinación 16	106,77	8,30	100,81	120	6,97	Sí
	Caja de combinación 17	125,26	8,30	118,27	120	8,18	Sí
	Caja de combinación 18	149,33	8,30	140,99	150	7,80	Sí
	Caja de combinación 19	166,47	8,30	157,18	185	7,05	Sí
	Caja de combinación 20	180,07	8,30	170,02	185	7,62	Sí
	Caja de combinación 21	194,61	8,30	183,74	185	8,24	Sí
	Caja de combinación 22	208,61	8,30	196,96	240	6,81	Sí

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito:

Para resolver este criterio, tal y como se ha realizado anteriormente, habrá que tener en cuenta la siguiente fórmula:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

Icc = Intensidad de cortocircuito = 9,65A

t = duración máxima del cortocircuito en segundos = 0,3s

k = coeficiente que depende el tipo de conductor utilizado y de su aislamiento = 143

Quedando la anterior fórmula de la siguiente manera:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{154{,}4 * \sqrt{0{,}3}}{87} = 0{,}97mm2$$

Como se puede observar, la sección que se determina utilizando este método es una sección muy baja en comparación a los métodos anteriores. Esto quiere decir, como se ha comentado anteriormente, que el criterio de la intensidad de cortocircuito no es un criterio vinculante para el cálculo de las secciones del cableado en baja tensión.

4.3. Resolución de los criterios y cálculo de las secciones en media tensión

Hay que destacar que en el tramo de media tensión del cableado de la instalación van a aparecer a su vez dos tramos diferentes, los cuales son:

- Tramo de cableado enterrado en zanja → Este tramo de cableado será el que transcurre desde la salida de la power station hasta el punto de inicio de la línea aérea. Será en este punto donde el cableado saldrá de la zanja subterránea y se acoplará a la torre de línea aérea colocada en el límite sur de la parcela.

- Tramo de cableado en línea aérea → Este segundo tramo de cableado hace referencia al cableado que transcurre vía aérea desde la linde sur de la instalación hasta la conexión con la red aérea que ya se encuentra instalada en una parcela cercana a la instalación fotovoltaica.

Esta aclaración es fundamental para la realización de los criterios de selección de los cables, ya que la selección de cableado para zanjas y para líneas aéreas es diferente. A continuación, se van a estudiar ambos tipos de cableado, ambos en media tensión:

5.3.1. Explicación de los criterios utilizados para el cálculo de las secciones

A) CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN NO AÉREO

El cableado de media tensión, tal y como se ha detallado en el apartado anterior, hará referencia al cableado que transcurre desde la Power Station hasta la inyección de la red generada en la instalación con la red aérea ya existente en una parcela cercana. Para la determinación de las secciones en esta parte del cableado, hay que tener en cuenta una serie de reglamentos, los cuales, a diferencia de los anteriores, son específicos para cableado de media tensión. Estos son, entre otros, ITC-LAT- 01/09.

Sin embargo, a pesar de algunas diferencias en los métodos, muchos de los factores explicados en tres métodos de cálculo de la sección de los cables son los mismos. A continuación, se van a detallar las diferencias que existen respecto a las reglas y fórmulas explicadas en la parte del cableado de BT.

Hay que destacar que en este apartado se detallarán las fórmulas y métodos de cálculo para la corriente alterna de media tensión o trifásica, ya que las secciones del cableado de los elementos de dentro de la Power Station, componentes de media tensión con corriente continua o monofásica, han sido dimensionadas por la propia empresa SMA, tal y como se ha señalado en el punto anterior.

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

En el caso de la intensidad máxima admisible en el lado de media tensión, y más concretamente en el tramo desde la salida de la Powerstation hasta la conexión con la línea aérea, existen una serie diferencias con respecto al mismo criterio, pero en el lado de baja tensión.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

En este caso, la intensidad nominal de la línea se calculará de la siguiente manera:

$$I_{NT} = \frac{S_{NT}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

I_{NT} = Intensidad nominal del trasformador

S_{NT} = Potencia nominal del transformador

U = Tensión de salida de la línea de MT

Este cálculo se hace ya que se considera la intensidad nominal de la línea el valor de la intensidad nominal del transformador. Con el valor calculado de la intensidad nominal del transformador, y teniendo en cuenta que el tramo es MT, se aplicará ahora la siguiente fórmula:

$$Intensidad\ máxima\ en\ cond. normales = I_{máx,CN} = \frac{I_{NT}}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

COMPROBACIÓN

Una vez calculada la sección mínima que debe de tener el cableado de este tramo, hay que comprobar la siguiente condición:

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

En el caso en el que se cumpla la anterior condición, la sección mínima calculada será correcta.

2. Criterio de la caída de tensión

Tal y como se ha especificado en el cableado de la baja tensión, la máxima caída de tensión desde el generador hasta la conexión a la red aérea debe de ser de 1,5%. Esto quiere decir que las sumas de las caídas de tensión de todos los tramos de la instalación fotovoltaica deben de sumar menos de 1,5%.

Debido a que, en los tramos anteriores, incluyendo los tramos interiores de la PowerStation, se ha establecido el 1,425% de la caída de tensión, este tramo tendrá que tener una caída máxima de tensión del 0,075%.

Es por ello por lo que se ha elegido una caída de tensión del 0,075% para la parte del cableado desde PowerStation hasta la conexión con la red aérea de Iberdrola. El otro % restante, como ya se ha comentado, se dejará para los tramos de la powerstation, que sumarán entre todos ellos el restante 0,475%.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

En corriente alterna trifásica, se aplicarán las siguientes fórmulas:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{\Delta V}$$

Siendo:

L = Longitud de la línea

ρ = Resistividad del elemento conductor. Este valor se ha calculado mediante la siguiente fórmula, variando esta en función de la temperatura a la que esté expuesta el propio cable.

$$\rho_{T^{\circ}C\ a\ la\ que\ esté\ expuesto\ el\ cable} = \rho_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha\ (T^{\circ}C - 20))$$

I_L = Intensidad de la línea

ΔV = Caída de tensión máxima

COMPROBACIÓN

Una vez calculada la sección del cableado, es necesario comprobar si con la sección calculada con este método, se sobrepasa la caída de tensión máxima permitida para cada uno de los diferentes tramos.

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito:

En el caso de la media tensión cambian los valores del criterio de intensidad de cortocircuito, teniendo en cuenta en este caso el valor de las impedancias equivalentes en el punto de defecto determinado.

Se va a suponer un cortocircuito tripolar. Para simplificar los cálculos se van a despreciar tanto las intensidades antes del defecto, como las cargas pasivas.

RESOLUCIÓN DEL MÉTODO

La máxima intensidad de cortocircuito se produce en el primario del trasformador, y la mínima en el lado de alterna de los inversores. Para calcular estas intensidades, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx}} = \frac{\boldsymbol{c} * \frac{\boldsymbol{U_{red}}}{\sqrt{\boldsymbol{3}}}}{\boldsymbol{\Sigma Z}}$$

Siendo Zk la impedancia total de la red, es decir, la suma de la impedancia de red, la impedancia del transformador y la impedancia de las líneas.

El ΣZ estará formado por las impedancias del circuito, las cuales son:

- Impedancia de la acometida (Q): En el caso de la impedancia de la acometida se va a considerar únicamente la reactancia de esta, ya que esta es muy superior a la resistencia.

$$Z_Q \approx X_Q = C * \frac{U_N^2}{S_{CC}}$$

- Impedancia del transformador (T): En el caso de la impedancia del transformador se va a considerar únicamente la reactancia de este, ya que esta es muy superior a la resistencia.

$$Z_T \approx X_T = \frac{U_{CC}(\%) * U_N^2}{S_{NT} * 100}$$

- Impedancia de la línea de media tensión (L):

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

Siendo:

$$R_L = \frac{\rho * L}{S}$$

$$X_L = valor\ de\ la\ reactancia\ a\ 50Hz\ del\ cableado\ escogido$$

COMPROBACIÓN

Para poder comprobar mediante el método de la corriente de cortocircuito que la sección elegida en los anteriores métodos, que es a fin de cuentas la finalidad de este tercer método, se tiene que cumplir la siguiente condición:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx} < I_{máx\ conductor}}$$

Para el cálculo de la I *máx conductor* habrá que mirar en la siguiente tabla el valor de las densidades admisibles de corriente de cortocircuito en MT:

Figura 28: Densidades admisibles de corriente de cortocircuito / Fuente: ITC-LAT-06

Tipo de aislamiento	Δθ* (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR Uo/U≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Teniendo en cuenta que la duración del cortocircuito es de 0,3 segundos, y que el tipo de aislamiento del cableado es XPLE, el valor de densidad admisible será 133.

$$I_{máx\ conductor} = densidad\ admisible * sección\ del\ conductor$$

Una vez calculada la I *máx conductor*, hay que comprobar si la intensidad de cortocircuito máxima es menor que la intensidad máxima admisible del conductor:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx} < I_{máx\ conductor}}$$

B) CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN AÉREO

Este tramo de la instalación corresponde, tal y como se ha señalado antes, a la línea de MT que sale de la zanja que posee el cableado que sale de la power station, con el poste de la red aérea de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.

Para el diseño de la conexión instalación fotovoltaica - red aérea de media tensión se requieren conocer una serie de datos de partida necesarios para poder diseñar los postes, secciones de cableado, etc. en función de las características de la zona.

Así, la zona en la que se localiza la instalación fotovoltaica, tiene, según el ITC-LAT-07 en su apartado 3.1.3., las siguientes características:

- Categoría de la línea a instalar → La línea aérea a instalar se trata de una línea de 3ª categoría, ya que la tensión que se va a transportar por su cableado es inferior a 30 kV.

- Zona de la instalación → La zona de la instalación es zona B, debido a que la instalación fotovoltaica está a una altitud de entre 500 y 1000m.

- Coeficiente de seguridad de rotura → El coeficiente de seguridad de rotura debe de tener un valor mínimo de 3, aplicándose siempre en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión a los conductores.

- Es importante también que la tensión de trabajo de los conductores a 15º sin ninguna sobrecarga no exceda el 22% de la carga de rotura EDS (Every Day Stress o tensión de cada día).

Estos valores se han querido resumir en la siguiente tabla:

Tabla 38: Datos de la zona de instalación del cableado aéreo de media tensión

Fuente: Elaboración propia

Datos de la zona de instalación	
Término municipal	Burgo de Osma, Soria
Longitud de la línea	160 m
Zona	B
Categoría	3ª categoría

Una vez detalladas y conocidas las condiciones de partida del emplazamiento, es necesario determinar el tipo de cableado que va a servir de unión entre los postes eléctricos, para poder después calcular en función de estos las cargas y sobrecargas de la instalación.

Así, el cableado elegido será el cable LA-56, cuyas características detalladas son las siguientes:

Tabla 39: Características del conductor LA-56, aéreo MT / Fuente: Elaboración propia

Fabricante		**SOLIDAL Y QUINTAS & QUINTAS**
Composición		Aluminio + Acero
Sección total		54,6 mm2
Sección	Aluminio	46,8 mm2
	Acero	7,79 mm2
Número de hilos	Aluminio	6
	Acero	1
Diámetro de los hilos	Alma	3,15 mm
	Cable	9,45 mm
Coeficiente de dilatación		$19{,}1 \times 10^{-6}$ mm/ºC
Módulo de elasticidad		8100 kg/mm2
Masa / unidad corporal		188,8 kg/km
Resistencia eléctrica máxima a 20ºC		0,614 Ω/km
Densidad de corriente máxima		3,70 A/mm2
Carga de rotura nominal		1,66 kg

Una vez detalladas las características del cableado de MT que se va a utilizar en línea aérea, se van a detallar las fórmulas necesarias para el cálculo de las cargas y sobrecargas que deben de aguantar los cables de la instalación, y por ende las estructuras soporte que estarán unidas por dichos cables.

Los valores y métodos de cálculo indicados a continuación están obtenidos del reglamento ITC-LAT-07, el cual está basado a su vez en las normas UNE-EN 50341-1 y UNE-EN 50423-1. Así:

1. <u>PESO PROPIO</u>

El valor del peso propio que posee el conductor LA-56 elegido es un valor normalizado, según establece las características del conductor del fabricante.

Por ello:

$$p = 0{,}185\ daN/m$$

Este peso está estipulado en función de la distancia del cableado que se vaya a utilizar, tal y como representa la siguiente función:

$$P = p * L$$

Siendo:

L = Longitud del vano o distancia entre postes, en metros.

2. SOBRECARGA DEL VIENTO

Se supondrá el viento horizontal, actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide. La fuerza que realiza el viento por unidad de longitud de conductor está establecida por la siguiente fórmula, utilizándose esta por ser el diámetro del conductor menor de 16 mm:

$$p_v = d * 60 * \left(\frac{V_v}{120}\right)^2$$

Siendo:

d = diámetro del conductor, metros

V_V = Velocidad del viento de 120 km/h (valor estipulado por el ITC-LAT-07, en su apartado 3.1.2)

Hay que destacar que la fuerza del viento aparecerá de forma conjunta con la fuerza del peso propio del cableado, ya que en el caso en el que aparezca el viento y por tanto realice su fuerza, el peso propio del cableado no habrá desaparecido. Por ello, se debe calcular la fuerza combinada que realizarían ambos elementos a la vez, quedando:

$$p2 = \sqrt{p^2 + p_v^2}$$

Con esto anteriormente hallado, se puede obtener la fuerza máxima que puede provocar el viento junto con el peso del cableado.

3. SOBRECARGA DEL HIELO

El peso que realizará el manguito de hielo generado sobre el cable será, según el ITC-LAt-27, en su apartado 3.1.3, considerándose la siguiente fórmula por ser Zona B:

$$p_h = 0{,}18 * \sqrt{d}$$

Siendo:

d = diámetro del cable LA-56

De la misma manera que en el apartado anterior, se debe calcular la fuera combinada del hielo junto con la del peso del cableado, ya que, si aparece la primera, la segunda también estará:

$$p1 = p + p_v$$

SOLUCIÓN Y VALORACIÓN FINAL

Para que las fuerzas calculadas que pueden aparecer en caso de viento o hielo no provoquen daños en la instalación de la línea aérea, es necesario que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- Condición 1 → El valor de la fuerza que puede aparecer en el cableado tiene que ser menor que la fuerza que soportan los dos soportes de la instalación. De no ser así, los postes de la línea aérea podrían venirse abajo debido a la fuerza ejercida.

$$Carga\ máxima\ soportada\ por\ los\ postes\ HVH > Carga\ soportada\ por\ estos$$

- Condición 2 → El valor de la fuerza calculada tiene que ser menor que la carga de rotura del cableado LA-56, evitando de este modo que este se pueda rajar o romper. Así:

$$Carga\ de\ rotura\ del\ cable > Carga\ soportada\ por\ estos$$

La solución por tanto será aquella que cumpla ambas condiciones, lo cual significará que tanto el cableado como los postes HVH serán capaces de soportar las condiciones más desfavorables que puedan aparecer en la instalación aérea de MT.

4.3.2. Resolución de los criterios y cálculo de las secciones

A) CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN NO AÉREO

1. Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

Para la resolución de este criterio de calentamiento, habrá que, primero calcular la intensidad nominal de la línea de media tensión, mediante la siguiente fórmula:

$$I_{NT} = \frac{S_{NT}}{\sqrt{3} * U} = \frac{5500}{\sqrt{3} * 20} = 158{,}77\ A$$

Una vez calculada la intensidad nominal de línea, hay que resolver la siguiente fórmula, teniendo en os correspondientes factores de corrección:

$$Intensidad\ máxima\ en\ cond.normales = I_{máx,CN} = \frac{I_{NT}}{factores\ de\ corrección\ de\ cada\ caso}$$

Tabla 40: Resolución del criterio intensidad máxima admisible

Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICAS	VALOR Y UNIDAD	FUENTE
Salida desde Powerstation hasta final zanja de MT		
Intensidad nominal de la línea (I_L)	158,77 A	
F1 = Coeficiente temperatura zanja 20ºC, y temperatura de servicio de 105ºC	1,03	ITC-LAT 06, tabla 7
F2 = Coeficiente por cables enterrados de sección menor a 185mm2, bajo tubo y enterrados	1,01	ITC-LAT 06, tabla 11
F3 = Coeficiente de resistividad del terreno al tener una resistividad térmica del terreno de 1,50 Km/W	1,00	ITC-LAT 06, tabla 8
Intensidad máxima en condiciones normales	152,61 A	
Sección mínima	**70 mm2**	ITC-LAT 06

Una vez calculada la sección mínima que debe de tener el cableado de este tramo, hay que comprobar la siguiente condición:

$$I_{máx\ CN\ calculada\ para\ la\ instalación\ fotovoltaica} \leq I_{admisible\ impuesta\ por\ el\ fabricante}$$

$$152{,}6\ A \leq 200\ A$$

Al haber comprobado que la I admisible impuesta por el fabricante es 200 A, se puede decir que **la sección elegida según el método de la máxima intensidad admisible es 70mm2.**

2. Criterio de la caída de tensión

En corriente alterna trifásica, se aplicarán las siguientes fórmulas. Hay que tener en cuenta, tal y como se ha nombrado anteriormente, que debido a que, en los tramos anteriores, incluyendo los tramos interiores de la PowerStation, se ha establecido el 1,425% de la caída de tensión, este tramo tendrá que tener una caída máxima de tensión del 0,075%, quedando:

$$\Delta V = V_{max,paneles} * \Delta V_{\%} = 20000 * \frac{0{,}075}{100} = 15\ V$$

Una vez calculada la caída de tensión máxima, se resolverá la siguiente ecuación:

$$Sección\ del\ cableado = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{\Delta V} = \frac{\sqrt{3} * 282{,}89 * 0{,}036 * 158{,}77}{15} = \mathbf{186{,}71\ mm2}$$

Por lo tanto, y atendiendo a la solución calculada, según el criterio de la máxima caída de tensión la sección será 240 mm2.

Se puede observar así que la sección calculada por el método de calentamiento anterior no será válida, ya que con esa sección la caída de tensión que se produciría no sería válida para el tramo.

Por ello, y al ser este método más restrictivo, y a espera de lo que se decida en el siguiente y último de los métodos, **la sección del cableado elegido será de 240mm2**.

A continuación, se va a comprobar que la caída de tensión del cableado escogido sea menor que la caída de tensión máxima permitida para este tramo. Así:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{Sección\ del\ cableado\ elegida} = \frac{\sqrt{3} * 282{,}89 * 0{,}036 * 158{,}77}{240} = 11{,}67V$$

Como se puede comprobar, 11,67V < 15V por lo que la sección elegida cumplirá con la caída de tensión.

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito:

En este criterio se tienen en cuenta el valor de las impedancias equivalentes en el punto de defecto determinado.

Para calcular estas intensidades, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx}} = \frac{\boldsymbol{c} * \frac{\boldsymbol{U_{red}}}{\sqrt{\boldsymbol{3}}}}{\boldsymbol{\Sigma Z}}$$

Siendo Zk la impedancia total de la red, es decir, la suma de la impedancia de red, la impedancia del transformador y la impedancia de las líneas.

El ΣZ estará formado por las impedancias del circuito, las cuales son:

- Impedancia de la acometida (Q):

$$Z_Q \approx X_Q = C * \frac{U_N^2}{S_{CC}} = 1{,}1 * \frac{20^2}{300} = 1{,}47\ \Omega$$

- Impedancia del transformador (T):

$$Z_T \approx X_T = \frac{U_{CC}(\%) * U_N^2}{S_{NT} * 100} = \frac{3 * 20^2}{100 * 5{,}5} = 2{,}18\ \Omega$$

- Impedancia de la línea de media tensión (L):

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

Siendo

Conociendo la resistividad del aluminio (0,028 Ω·mm²/m), que es el material de los conductores que se van a emplear, quedará:

$$R_L = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0{,}028 * 250}{185} = 0{,}037\ \Omega$$

$$X_L = valor\ de\ la\ reactancia\ a\ 50Hz\ del\ cableado\ escogido = 0{,}0265\ \Omega$$

Quedando:

$$Z_L = \sqrt{0{,}037^2 + 0{,}0265^2} = 0{,}046\ \Omega$$

Una vez calculadas todas las impedancias del circuito, quedará:

$$\Sigma Z = 1{,}47\ \Omega + 2{,}18\ \Omega + 0{,}046\ \Omega = 3{,}7\ \Omega$$

Que, despejando en la fórmula principal de criterio, quedará:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx} = \frac{c * \frac{U_{red}}{\sqrt{3}}}{\Sigma Z} = \frac{1{,}10 * \frac{20000}{\sqrt{3}}}{3{,}7} = 3432{,}89\ A}$$

<u>COMPROBACIÓN</u>

Para poder comprobar mediante el método de la corriente de cortocircuito que la sección elegida en los anteriores métodos, que es a fin de cuentas la finalidad de este tercer método, se tiene que cumplir la siguiente condición:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx} < I_{máx\ conductor}}$$

Teniendo en cuenta que la duración del cortocircuito es de 0,3 segundos, y que el tipo de aislamiento del cableado es HEPR de 12/20 kV, el valor de densidad admisible será 162.

$$I_{máx\ conductor} = 162 * 240 = 38880\ A$$

Una vez calculada la I *máx conductor*, hay que comprobar si la intensidad de cortocircuito máxima es menor que la intensidad máxima admisible del conductor:

$$\boldsymbol{I_{cc\ máx} < I_{máx\ conductor}\ \ quedando\ así\ \ 3432{,}89\ A < 38880\ A}$$

Luego, al cumplirse la condición anterior, se puede concluir que la sección calculada es válida.

B) CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN AÉREO

La resolución de las fórmulas detalladas en el apartado anterior, desarrolladas según el reglamento ITC-LAT-07, será:

1. PESO PROPIO

Tal y como se ha detallado anteriormente, el valor del peso propio que posee el conductor LA-56 elegido es un valor normalizado, tal y como detalla el fabricante del cable seleccionado. Por ello:

$$p = 0{,}185\ daN/m$$

Este peso aparece dependiente de la distancia, por lo tanto:

$$P = p * L = 0{,}185 * 160 = 29{,}6\ daN = 37{,}75\ kg$$

Siendo:

L = Longitud del vano o distancia entre postes, en metros.

2. SOBRECARGA DEL VIENTO

La sobrecarga del viento quedará:

$$p_v = d * 60 * \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 = 0{,}00945 * 60 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 0{,}567\ daN/m$$

Siendo:

d = diámetro del conductor, metros

V_V = Velocidad del viento de 120 km/h (valor estipulado por el ITC-LAT-07, en su apartado 3.1.2)

Desarrollando la fuerza del viento en conjunto con la fuerza del propio peso del cableado, quedará:

$$p2 = \sqrt{p^2 + p_v^2} = \sqrt{0{,}185^2 + 0{,}567^2} = 0{,}596\ daN/m$$

Con esto anteriormente hallado, se puede obtener la fuerza máxima que puede provocar el viento junto con el peso del cableado.

3. SOBRECARGA DEL HIELO

El peso que realizará el manguito de hielo generado sobre el cable será:

$$p_h = 0{,}18 * \sqrt{d} = 0{,}18 * \sqrt{9{,}45} = 0{,}553\ daN/m$$

Siendo:

d = diámetro del cable LA-56

Al igual que en el apartado anterior, se debe calcular la fuera combinada del hielo junto con la del peso del cableado:

$$p1 = p + p_v = 0{,}185 + 0{,}553 = 0{,}738\ daN/m$$

SOLUCIÓN Y VALORACIÓN FINAL

Para que no se produzcan daños en la instalación de la línea aérea, es necesario que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- Condición 1 → Hay que tener en cuenta que el valor de la fuerza que puede aparecer en el cableado tiene que ser menor que la fuerza que soportan los dos soportes de la instalación. Así:

$$Carga\ máxima\ soportada\ por\ los\ postes\ HVH > Carga\ soportada\ por\ estos$$

Resolviendo quedará:

$$Carga\ máxima\ soportada\ por\ los\ postes\ HVH = 1000\ daN$$

$$Carga\ soportada = 29{,}6 + 0{,}596 * 160m + 0{,}738 * 160 = 243{,}04\ daN$$

$$\mathbf{1000\ daN > 243{,}04\ daN\ \ SÍ\ se\ cumple\ la\ 1^{a}\ condición}$$

- Condición 2 → Es importante que el valor de la carga de rotura del cableado LA-56 sea mayor que la fuerza calculada. Así:

$$Carga\ de\ rotura\ del\ cable > Carga\ soportada\ por\ este$$

Resolviendo quedará:

$$Carga\ de\ rotura\ del\ cable = Valor\ estipulado = 1666\ daN$$

$$\mathbf{1666\ daN > 243{,}04\ daN\ \ SÍ\ se\ cumple\ la\ 2^{a}\ condición}$$

Tal y como se ha podido observar, se cumplen las dos condiciones establecidas por el reglamento, por lo que el cableado y los postes elegidos serán correctos.

5. PUESTA A TIERRA

PUESTAS A TIERRA 1 y 2 = PUESTA A TIERRA IT

Como se ha comentado en el estudio de alternativas, el tipo de sistema elegido para las puestas a tierra 1 y 2 es un sistema IT, es decir, neutro aislado de tierra.

Para el cálculo de estas dos puestas a tierra de la instalación es necesario establecer una serie de características de partida.

Estas características son, entre otras, resistividad del terreno, intensidad de actuación de las protecciones, tiempo máximo de defecto, etc. se resumirá en la siguiente tabla:

Tabla 41: Características de partida de la puesta a tierra / Fuente: Elaboración propia

Datos necesarios	**Valores**	**Fuente**
Resistividad del suelo	300 Ω*m	Suelos.itacyl.es/visor-datos
Tiempo máximo de defecto	0,7 segundos	Iberdrola distribución S.A.U.
Impedancia del neutro STR	Rn = 0 / Xn = 30 Ω	
Aislamiento BT	9000V	
Tensión de servicio	20 kV	
Intensidad de actuación de las protecciones	100 A	

La columna de la derecha de la tabla refleja la fuente de donde se han obtenido los valores establecidos para cada una de las incógnitas.

Destacar que el valor de la resistividad del suelo se ha obtenido de la página web *Suelos.itacyl.es/visor-datos*.

Esta página web es una base de datos de calicatas que se han realizado a lo largo de los años por diferentes empresas de la provincia, obteniendo así las características del suelo de la zona.

En el caso de este proyecto, se han utilizado los datos de una calicata que se realizó en años pasados por parte de la empresa soriana ASAJA en la parcela colindante a la de este proyecto.

Los demás valores reflejados en la tabla son valores facilitados por la empresa eléctrica IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.

Una vez clarificados los valores necesarios para realizar los cálculos de la puesta a tierra, se procede a calcularlos, teniendo en cuenta las dos puestas a tierra diferenciadas de esta instalación:

1. Puesta a tierra del campo fotovoltaico o Puesta a tierra 1

A esta puesta a tierra se conectarán todos los elementos metálicos englobados dentro del campo fotovoltaico. Es decir, estructuras metálicas de los paneles, soportes, etc.

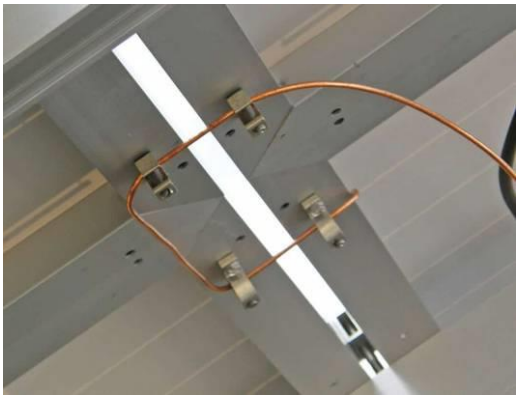


Figura 29: Puesta a tierra de los soportes de paneles, entre otros / Fuente: Sunfields

La disposición de esta puesta a tierra será en forma de anillo, estableciéndose así una circunferencia alrededor de la planta fotovoltaica, la cual poseerá un radio de 50 metros.

Este anillo será un único anillo, formado por un cableado de cobre desnudo de 50mm2, que estará enterrado a una profundidad de 0,7 metros.

Para el cálculo de la puesta a tierra del campo fotovoltaico es fundamental que se cumplan una serie de requisitos marcados en el REBT, los cuales son:

- La corriente de defecto que pueda atravesar la resistencia total de la puesta a tierra en caso de que exista una fuga, tiene que ser mayor que la corriente de actuación diferencial de los dispositivos diferenciales utilizados en la instalación, valor que se establece en 300 mA.

  De este modo se asegura que las protecciones trabajarán de forma eficiente, ya que de lo contrario los dispositivos de protección diferenciales podrían no detectar la corriente de fuga y en consecuencia no actuarían.

- La tensión de contacto máxima en cualquier parte de la instalación de B.T debe de ser menor que el umbral establecido, el cual es de 50 V.

Una vez establecidas ambas condiciones que se tienen que cumplir con el objetivo de que la puesta a tierra trabaje según debe, hay que establecer un valor orientativo de la resistencia que debe de tener la R_{TOTAL} del campo fotovoltaico.

Si comprobado las dos condiciones no se cumple una de ellas se podrá estimar un valor nuevo, encontrándose este ahora sí entre los valores calculados por los dos criterios anteriormente descritos. Así:

$$R_{total\ del\ campo\ fotovoltaico} = \frac{2 * \rho}{Longitud\ del\ anillo}$$

Siendo:

*ρ = Resistividad del terreno (Ω*m)*

L anillo = Longitud del anillo de cable desnudo (m)

Quedando, por tanto:

$$\boldsymbol{R_{total\ del\ campo\ fotovoltaico} = \frac{2 * \rho}{2 * \pi * radio} = \frac{2 * 300}{2 * \pi * 50} = 1,91\Omega}$$

Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, el valor de resistencia total del campo fotovoltaico tiene que cumplir dos condiciones principales, por ello se comprueba:

- 1ª condición → El valor de la corriente de defecto que pueda atravesar la resistencia total calculada tiene que ser > 0,3A, valor de actuación que poseen los dispositivos diferenciales de seguridad. Así:

  $$I_D = \frac{230V}{(1,91 + R_B)} > 0,3A$$

  Despejando y hallando la fórmula anterior quedará:

  $$R_B < 764,76\ \Omega$$

  Se comprueba que se cumple la 1ª de las dos condiciones, de tal forma:

  $$\boldsymbol{Como\ 0,32\Omega < 764,76\ \Omega\ , la\ primera\ condición\ SÍ\ se\ cumple}$$

- 2ª condición → La tensión máxima de contacto tiene que ser < 50 V. Así:

$$U_{C,máx} = U * \frac{R_{total}}{R_{total} + R_B} < 50V \;\; siendo \;\; U_{C,máx} = 230 * \frac{1{,}91}{1{,}91 + R_B} < 50V$$

Despejando se calculará el valor de la resistencia R_B que se busca:

$$R_B = 6{,}88\,\Omega$$

Tal y como se puede observar, el valor de la resistencia calculado no cumple la norma, ya que:

$$\boldsymbol{R_{total}\,(1{,}91\,\Omega)\;NO\;es > que\;6{,}88\,\Omega, por\;lo\;tanto\;NO\;cumple}$$

Esto quiere decir que el valor orientativo calculado de la resistencia que debe de tener la puesta a tierra es un valor que no cumple la segunda condición fundamental.

Es por ello que ahora se debe elegir un valor de tensión que esté entre ambos límites calculados:

$$6{,}88\,\Omega < R_{total} < 766{,}35\Omega$$

Como se puede observar, la horquilla de valores existentes entre ambos límites es muy elevada. Por tanto, y debido a que se debe escoger un valor que se encuentre entre ambos límites, se escogerá el valor de:

$$\boldsymbol{R_{total} = 10\Omega}$$

Este valor sí que cumplirá con los requisitos de ambas condiciones impuestas por el REBT, por lo tanto, el valor elegido será correcto.

2. <u>Puesta a tierra de las masas del centro de inversores y transformación o puesta a tierra 2</u>

Para el cálculo de esta parte de la puesta a tierra, se ha decidido emplear un electrodo "tipo", establecido por UNESA como un electrodo que posee los siguientes parámetros, necesarios para el cálculo de la resistencia de la propia puesta a tierra, de la tensión de paso máxima y de la tensión de contacto máxima:

$$K_r = 0{,}067\ \Omega\ /\ (\Omega * m)$$

$$K_p = 0{,}0143\ V\ /\ (\Omega * m * A)$$

$$K_c = 0{,}0252$$

Este electrodo "tipo" estará formado por 8 picas de 4 metros de longitud y 14 mm de diámetro. Todas las picas que conforman la puesta a tierra estarán unidas en hilera a partir de cobre desnudo horizontal de 50 mm2 de sección.

A continuación, se van a calcular los tres parámetros fundamentales (resistencia de la propia puesta a tierra, tensión de paso máxima y tensión de contacto máxima) utilizados para definir las características de la puesta a tierra de las masas del centro de inversores y transformación:

a) Cálculo de la resistencia de la tierra de protección

El cálculo de la resistencia de la tierra de protección es el primero de los tres cálculos que se van a llevar a cabo en esta puesta a tierra. Este un valor que se dimensiona respecto de la resistencia térmica de la puesta a tierra. Los otros dos restantes, que se calcularán conjuntamente en el apartado b), se dimensionarán haciendo referencia a la seguridad de las personas.

La resistencia de esta tierra tiene que cumplir tres condiciones simultáneamente para que pueda ser aceptada. Estas condiciones son:

- 1ª condición → La intensidad de defecto calculada en este apartado tendrá que ser mayor que la intensidad nominal de la actuación de las protecciones.

  $$I_{defecto} > I_{nominal\ de\ las\ protecciones}$$

  De no cumplirse esta condición, las protecciones instaladas en la instalación no saltarán y por lo tanto no podrán realizar su función frente a las sobretensiones del circuito.

- 2ª condición → Para evitar que se produzcan sobretensiones que aparecen en la parte de alta tensión puedan afectar a la parte de la red de baja tensión, se debe de cumplir:

$$R_T * I_{defecto} \leq V_{Baja\ tensión}$$

El valor del aislamiento de BT o $V_{\text{baja tensión}}$ se establece en 9000V

- 3ª condición → La intensidad de defecto de la puesta a tierra tiene que estar por debajo de la intensidad máxima de corriente de defecto, la cual se estima en 500 A.

Este es un dato facilitado por las compañías distribuidoras, que en este caso es Iberdrola Distribución S.A.U.

Así, se tiene que cumplir:

$$I_{defecto\ calculada} < I_{máxima\ de\ corriente\ de\ defecto}$$

Una vez descritas las tres condiciones que debe de cumplir las características de la tierra de protección, se calcularán tanto la resistencia como de intensidad de defecto de estas:

$$R_T = K_r * \rho \quad que\ quedará \quad R_T = 0{,}067 * 300 = 20{,}1\ \Omega$$

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} * \sqrt{(R_n + R_T)^2 + X_n^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} * \sqrt{(0 + 20{,}1)^2 + 30^2}} = 384{,}89\ A$$

Así, hallados los valores de resistencia e intensidad, se comprueban si estos cumplen las tres condiciones descritas anteriormente:

1ª condición → $I_{defecto} > I_{nominal\ de\ las\ protecciones}$; $384{,}89 > 100\ SÍ\ que\ cumple$

2ª condición → $R_T * I_{defecto} \leq V_{Baja\ tensión}$; $20{,}1 * 384{,}89 \leq 9000\ SÍ\ que\ cumple$

3ª condición → $I_{defecto} < I_{máxima\ corriente\ defecto}$; $384{,}89 < 500\ SÍ\ que\ cumple$

Tal y como se puede apreciar, los valores de intensidades y resistencias calculados cumplen con las tres condiciones de partida. Por lo tanto, los valores hallados serán válidos.

b) Cálculo de la tensión de paso, tensión de paso máxima, y de la tensión de contacto y tensión de contacto máxima:

Estos cuatro cálculos que se van a realizar a continuación se realizan principalmente para poder asegurar la seguridad de las personas de la instalación.

Cuando se produce una falta a tierra, tal y como se ha comentado, partes de la instalación se pueden poner en tensión, y en el caso de que una persona o animal estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa.

Para evitar estas corrientes peligrosas, se deben calcular los valores de tensión que se describen a continuación (tensión de contacto y tensión de paso), que reflejarán la tensión a la que va a estar estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies en el caso de la instalación fotovoltaica de este proyecto, sin producirle a este corrientes de altos valores que puedan ser peligrosas. Así:

$$V_{de\ paso} = K_p * \rho * I_{defecto} = 0{,}0143 * 300 * 384{,}89 = 1651{,}18\ V$$

$$V_{de\ contacto} = K_c * \rho * I_{defecto} = 0{,}0252 * 300 * 384{,}89 = 2909{,}77\ V$$

Una vez estimados los valores de tensión de contacto y tensión de paso, hay que determinar los valores de tensión de contacto y de paso máximos, con intención de comprobar que estos últimos valores sean mayores que los primeros.

Así, y al igual que en el apartado anterior, se tienen que cumplir una serie de condiciones para poder establecer que la puesta a tierra elegida es la correcta. Para ello tiene que cumplir:

$$Tensión\ de\ contacto\ en\ la\ instalación < Tensión\ de\ conctacto\ máxima\ admisible$$

$$Tensión\ de\ paso\ en\ la\ instalación < Tensión\ de\ paso\ máxima\ admisible$$

Por tanto, y una vez calculados los valores de la izquierda de las ecuaciones, lo que hay que calcular ahora son los valores tanto de las máximas tensiones aplicadas como de las máximas tensiones admisibles por el cuerpo humano (valores de la derecha), con intención de poder comprobar las equivalencias anteriores, quedando así:

1. MÁXIMAS TENSIONES APLICADAS

Tensión máxima de contacto aplicada → Para poder obtener los valores buscados, se debe de saber que el valor de esta tensión se calcula a partir de una gráfica que facilita el MIE-RAT-13, la cual relaciona las tensiones de contacto aplicadas con el tiempo en segundos de la actuación de las protecciones.

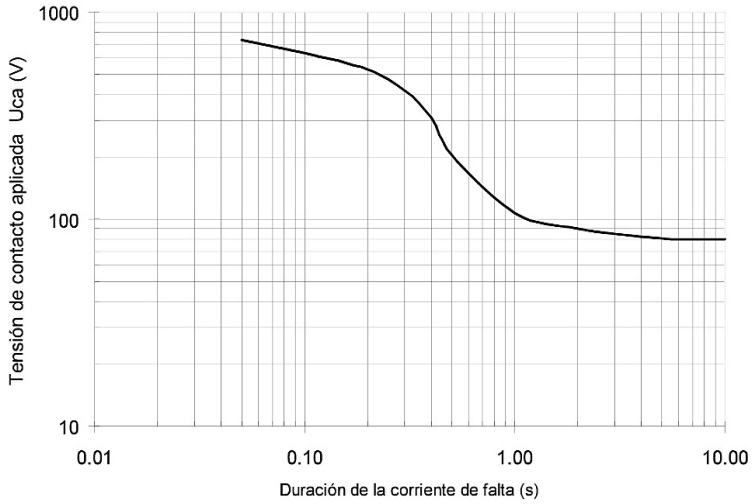


Figura 30: Relación tensiones de contacto aplicadas y tiempo de actuación de protecciones.

Fuente: MIE-RAT-13

Así, y tal y como se ha comentado anteriormente, el tiempo de actuación de las protecciones es de 0,7 segundos, quedando un valor de **V máxima de contacto aplicada = 165V**

Tensión máxima de paso aplicada → Este segundo valor a calcular se define como la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies sin que estas tensiones sean mortales para este.

Su cálculo tiene una relación directa con el anterior valor y se resume en:

$$V_{máxima\ de\ paso\ aplicada} = 10 * V_{máxima\ de\ contacto\ aplicada}$$

Quedando así:

$$\boldsymbol{V_{máxima\ de\ paso\ aplicada} = 10 * 165 = 1650V}$$

2. MÁXIMAS TENSIONES ADMISIBLES

Una vez calculados los valores de las máximas tensiones de contacto y de paso aplicadas, hay que calcular ahora los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto admisibles:

Tensión máxima de contacto admisible:

$$V_{máxima\ de\ contacto\ admisible} = V_{máxima\ de\ contacto\ aplicada} * \left(1 + \frac{R_{A1} + R_{A2}}{2 * Z_B}\right)$$

Siendo:

U_c = máxima tensión de contacto admisible en la instalación en V.

U_{ca} = tensión de contacto aplicada admisible, tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.

R_{A1} = resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000 Ω.

R_{A2} = resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.

Z_B = Impedancia del cuerpo humano. Se tomará un valor de 1000 Ω

Teniendo en cuenta que la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie (R_{A2}) = 3* ρ , se puede expresar la fórmula anterior también de la siguiente manera:

$$V_{máxima\ de\ contacto\ admisible} = V_{máxima\ de\ contacto\ aplicada} * \left(1 + \frac{\frac{R_{A1}}{2} + 1{,}5 * \rho}{1000}\right)$$

Resolviendo la anterior ecuación, quedará:

$$V_{máxima\ de\ contacto\ admisible} = 165 * \left(1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1{,}5 * 300}{1000}\right)$$

Quedando como solución:

$$\boldsymbol{V_{máxima\ de\ contacto\ admisible} = 404{,}24\ V}$$

Tensión máxima de paso admisible:

$$V_{máxima\ de\ paso\ admisible} = V_{de\ contacto\ aplicada} * \left(1 + \frac{2 * R_{A1} + 2 * R_{A2}}{Z_B}\right)$$

Teniendo en cuenta que la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie (R_{A2}) = 3* ρ , y que el valor de la impedancia del cuerpo humano se puede considerar, tal y como se ha comentado, como 1000 Ω, la fórmula anterior quedará de la siguiente manera:

$$V_{máxima\ de\ paso\ admisible} = 10 * V_{de\ contacto\ aplicada} * \left(1 + \frac{2 * R_{A1} + 6 * \rho}{1000}\right)$$

Resolviendo los valores, la anterior fórmula de la siguiente manera:

$$V_{máxima\ de\ paso\ admisible} = 10 * 165 * \left(1 + \frac{2 * 2000 + 6 * 300}{1000}\right)$$

Quedando como solución:

$$\boldsymbol{V_{máxima\ de\ paso\ admisible} = 11220\ V}$$

COMPROBACIÓN:

Para poder establecer como válida la puesta a tierra elegida con los valores que se han establecido al comienzo de este apartado, y tal y como se ha comentado anteriormente, se deben de cumplir estas dos condiciones:

$$Tensión\ de\ contacto\ en\ la\ instalación < Tensión\ de\ conctacto\ máxima\ admisible$$

$$Tensión\ de\ paso\ en\ la\ instalación < Tensión\ de\ paso\ máxima\ admisible$$

Obteniendo los resultados calculados y despejando las incógnitas quedarán:

$$\boldsymbol{V_{paso} < V_{paso\ máxima\ admisible}\ ;\ 1651,18 < 11220\ por\ lo\ que\ S\acute{I}\ que\ cumple}$$

$$\boldsymbol{V_{contacto} < V_{contacto\ máxima\ admisible}\ ;\ 2909,77 < 404,24\ por\ lo\ que\ NO\ que\ cumple}$$

Como se puede observar, las tensiones de paso sí que cumplen la condición establecida, pero sin embargo las tensiones de contacto no.

Debido a estas soluciones podría pensarse en ensayar otras configuraciones de tierra con dimensiones mayores, pero sin embargo el reglamento se posiciona para estos casos.

Este, exime de cumplir esta condición si se cumple la primera condición impuesta, es decir, que la tensión de paso máxima sí que sea inferior a la tensión de contacto máxima admisible.

PUESTAS A TIERRA 3 = PUESTA A TIERRA TN-S

3. Puesta a tierra del transformador de SSAA o puesta a tierra 3

Para establecer las características que debe de tener la puesta a tierra 3, hay que tener en cuenta dos condiciones que se tienen que cumplir:

- 1ª condición → La resistencia del electrodo calculado tiene que ser menor que el valor de resistencia que determina el MIE RAT 13, valor que se considera 37 Ω. Por lo tanto:

$$R_T < 37\ \Omega$$

- 2ª condición → El producto del valor de la sensibilidad del interruptor diferencial instalado como método de seguridad en el caso de fallo en la instalación por la resistencia del electrodo debe de ser mayor que el valor estipulado de 24 V. En caso de defecto sobre una de las masas, la intensidad de defecto se cerrará a través del neutro del transformador provocando la actuación de un interruptor diferencial. Así, quedará:

$$R_T * I_N < 24\ V$$

El cumplimiento de ambas condiciones hará que la elección de la puesta a tierra 3 sea correcta, y por tanto sus cálculos serán válidos.

A continuación, se calculan dichos valores para poder establecer los parámetros de la puesta a tierra de servicio o puesta a tierra 3:

$$R_T = K_r * \rho \quad que\ quedar\acute{a} \quad R_T = 0{,}067 * 300 = 20{,}1\ \Omega$$

Una vez calculada la resistencia de la puesta a tierra, hay que calcular que dicha puesta a tierra sea adecuada desde el punto de vista de la sensibilidad del diferencial (siendo esta de 300mA). De este modo quedará:

$$R_T * I_N < 24\ V\ quedando\ 20{,}1 * 0{,}3 = 6{,}03\ V$$

Se comprueba que el valor de la puesta a tierra cumpla con las dos condiciones necesarias:

1ª condición → $R_T < 37\Omega$; $20{,}1 < 37\ por\ lo\ que\ S\acute{I}\ que\ cumple$

2ª condición → $R_T * I_N < 24\ V$; $6{,}03 < 24\ por\ lo\ que\ S\acute{I}\ que\ cumple$

Tal y como se puede apreciar, los valores calculados cumplen con las dos condiciones de partida. Por lo tanto, los valores hallados serán válidos.

6. CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES

Para el dimensionado de las cimentaciones de las estructuras que soportarán a los paneles fotovoltaicos, es necesario tener en cuenta los tres factores que van a ejercer sus fuerzas sobre la cimentación en cuestión. Estos tres factores serán: el propio peso que tenga la estructura soporte, la carga permanente que van a realizar todos los paneles fotovoltaicos instalados en la estructura, la posible nieve que se acumule sobre los paneles la cual ejercerá también un peso, y por último la acción del viento. Hay que destacar que esta última es la acción más importante que tendrán que soportar los paneles.

6.1. Cálculos de las cargas a soportar por las cimentaciones

6.1.1. Efecto del peso de la estructura soporte y los paneles fotovoltaicos

El efecto que produce tanto la estructura soporte como los paneles fotovoltaicos se conoce como acciones gravitatorias, recibiendo este nombre ya que las cargas en cuestión actuarán gravitacionalmente sobre la estructura, es decir, que su propio peso implica una carga por el simple hecho de la gravedad.

Se distinguirán peso propio y carga permanente de los paneles:

- Carga de la propia estructura → El peso propio de la estructura es aproximadamente 8,70kg/m2, según indica el propio fabricante del panel. Este valor se redondeará a 9kg/m2 incluyendo así el peso de la tornillería y de las bridas de sujeción.

- Carga de los paneles → Para su cálculo habrá que tener en cuenta tanto la superficie como el peso de cada panel.

$$Carga\ de\ los\ paneles = Peso\ de\ cada\ panel\ /\ superficie\ de\ cada\ panel$$

  Sabiendo que el peso de cada panel es de 22,5kg y que su superficie es de 1,945m2 (largo*ancho del panel), la anterior fórmula quedará de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{Carga\ de\ los\ paneles = 22,5kg\ /\ 1,945m^2 = 11,57\ kg/m^2\ \approx 12\ kg/m^2}$$

- Carga por nieve → Esta carga hace referencia a la fuerza que pueda hacer la nieve por su depósito sobre los paneles. El CTE establece una carga de la nieve que varía en función de la situación de la instalación. En el caso del Burgo de Osma, por estar dentro de la Zona Climática III y por tener una altitud aproximada de 900 metros, se ha considerado el valor de la sobrecarga de 0,6kN/m2.

Pasando el valor de kN/m2 a kg/m2, quedarán 61,17 kg/m2.

6.1.2. Efecto del viento sobre la instalación

Uno de los aspectos más principales que hay que tener en cuenta en el dimensionado de los anclajes al suelo y de la cimentación, entre otras cargas mecánicas, es el viento.

Debido a la dirección Sur de la orientación de los módulos de esta explotación, el viento Norte es el único viento que podrá generar un riesgo potencial para las placas.

Este viento del Norte va a generar una presión sobre la parte baja o interior de la placa fotovoltaica que puede acabar en un vuelvo del panel.

Este problema se puede observar en el siguiente esquema:

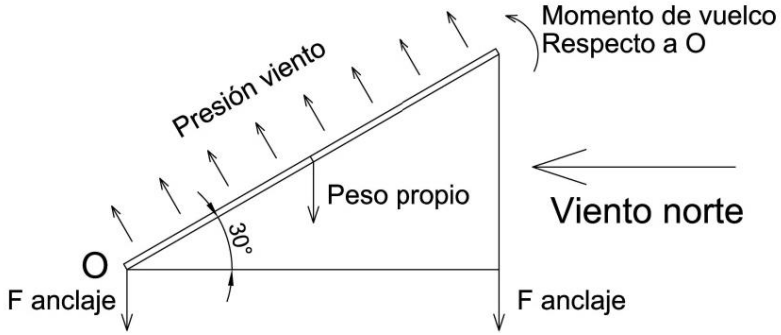


Figura 31: Esquema del efecto del viento sobre las mesas de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Ingemecánica.com

Así, se ha realizado un estudio del viento de la zona, para poder determinar cuál es la fuerza del viento que hay que contrarrestar en la zona donde se van a implantar las placas.

Para ello hay que basarse en las fórmulas y normas que aparecen en el Documento Básico SE-AE Acciones de la edificación, dentro del CTE:

1. Cálculo de la velocidad básica del viento
2. Cálculo de la presión dinámica básica
3. Cálculo del coeficiente de exposición
4. Cálculo del coeficiente de presión exterior
5. Cálculo, finalmente, de la presión estática total

1. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD BÁSICA DEL VIENTO

Este valor aparece en la imagen que se adjunta a continuación, *Figura 32*.

Así, se ha observado que la velocidad del viento en nuestra zona (Soria está dentro de la Zona A) es de 26m/s.

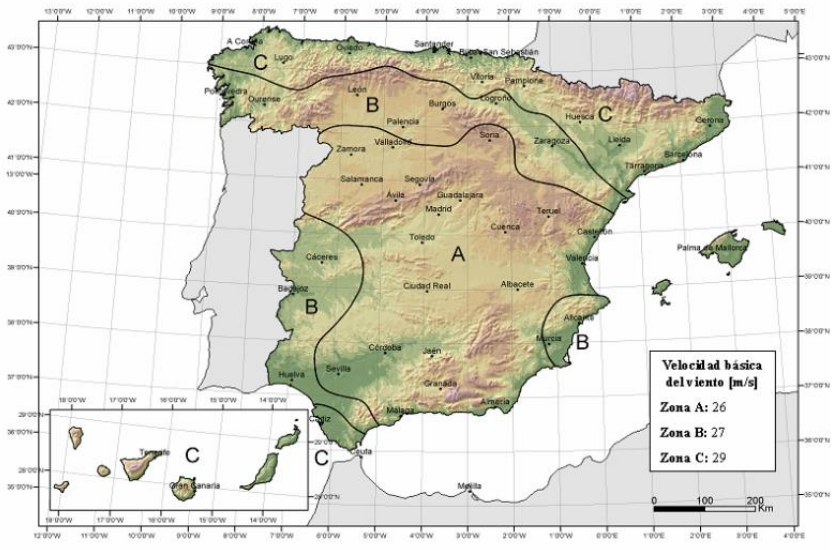


Figura 32: Velocidad básica del viento según zonas, España.

Fuente: Documento Básico SE-AE Acciones de la edificación

2. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DINÁMICA BÁSICA

La presión dinámica básica del viento es la presión ejercida por una masa aire en movimiento sobre una determinada superficie, en este caso las placas fotovoltaicas.

$$q_b = 0{,}5 * \delta * V_b^2$$

Siendo:

δ = la densidad del aire

V_b^2 = el valor básico de la velocidad del viento.

● La densidad del aire (*δ)* depende, entre otros factores, de la altitud, de la temperatura ambiental y de la fracción de agua en suspensión. En general puede adoptarse el valor de 1,25 kg/m3.

● El valor básico de la velocidad del viento (*V_b^2)* es el valor calculado en el apartado anterior (26m/s).

$$\boldsymbol{q_b = 0,5 * 1,25\ kg/m3 * 26^2 m/s = 422,5\ N/m2}$$

3. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE EXPOSICIÓN

El coeficiente de exposición tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno donde se instale la explotación fotovoltaica.

Este coeficiente se calcula de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{Ce = F * (F + 7 * k)}$$

Siendo:

Ce = Coeficiente de exposición

F = Grado de aspereza

$$F = K * ln\left(\frac{máx\ (z, Z)}{L}\right)$$

Siendo K, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, hallándose todos ellos en la siguiente tabla:

Tabla 42: Grado de aspereza según el entorno / Fuente: Elaboración propia

Grado de aspereza del entorno		Parámetro		
		K	L (m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,15	0,003	1,0
II	**Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia**	**0,17**	**0,01**	**1,0**
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Escogiendo la opción II, que es la que más se adecua a este proyecto, “Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia”, los valores quedarán K = 0,22 / L = 0,01m / Z = 1,0m. En el caso de la z (altura del emplazamiento), se va a considerar 0 ya que estará al nivel del suelo.

Luego:

$$F = K * \ln\left(\frac{máx\ (z, Z)}{L}\right) = 0{,}22 * \ln\left(\frac{1}{0{,}01}\right) = \mathbf{1{,}01}$$

$$\boldsymbol{Ce = 1{,}01 * (1{,}01 + 7 * 0{,}22) = 2{,}57}$$

4. CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE PRESIÓN EXTERIOR

En este caso se va a calcular la expresión exterior que puede llegar a producir la fuerza del viento, y que afectará a la presión que haga el viento desde la parte baja de la placa fotovoltaica.

Para obtener el valor de presión exterior habrá que estudiar la tabla D8 del CTE SE-AE. La elección de esta tabla y de, por lo tanto, estos valores de coeficiente de presión, es porque se ha considerado la placa fotovoltaica como una "*marquesina a un agua*".

Los valores se muestran a continuación:

Figura 33: Tabla de coeficientes de presiones exteriores de superficies y pendientes.

Fuente: Documento Básico SE-AE Acciones de la edificación

			Coeficientes de presión exterior		
			$c_{p,10}$		
Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Zona (según figura)		
			A	B	C
0º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30º	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Dentro de todos los valores de la tabla, se ha escogido una pendiente de la cubierta de 30º, que es lo que más se asemeja a este proyecto, y una zona A, ya que el viento que se espera sobre la placa incidirá por toda la placa de igual forma.

Así, el valor finalmente escogido es el siguiente:

$$\boldsymbol{Cp = -1,5}$$

5. CÁLCULO DE LA PRESIÓN ESTÁTICA TOTAL O CALCULADA

$$Pv = q_b * C_e * C_p$$

Que quedará, finalmente, de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{Pv = 422,5 * 2,57 * 2,2 = 2388,82\ N/m2 = 243,59\ kg/m2}$$

6.1.3. Valores totales calculados sobre la estructura soporte

La estructura soporte que se ha elegido en este proyecto tiene que soportar los valores calculados anteriormente, los cuales se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 43: Total de las cargas sobre la estructura soporte de la mesa de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia

TOTAL DE LAS CARGAS SOBRE LA ESTRUCTURA SOPORTE	
Carga paneles	12 kg/m2
Carga estructura	9 kg/m2
Carga por nieve	61,17 kg/m2
Carga por fuerza del viento	243,59 kg/m2

En las especificaciones de la estructura escogida se explica que esta estructura está diseñada para poder soportar cargas de nieve de hasta 200N/m2, y una carga de viento de 29 m/s, en ambos casos valores mayores a los calculados y supuestos en nuestra instalación.

Por estas razones se puede concluir que la estructura es correcta y que resistirá a las fuerzas estudiadas.

6.2. Cálculo de las cimentaciones

Una vez calculados los valores que tiene que soportar la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, es necesario calcular los esfuerzos a soportar por las cimentaciones donde irán clavados esos soportes y por tanto el volumen que tienen que tener dichas cimentaciones.

Para poder realizar este cálculo se ha seguido el ITC-LAT-07, el cual indica que "la estabilidad del apoyo queda asegurada por la igualdad entre los esfuerzos solicitantes y las reacciones del terreno".

Esto quiere decir que la estabilidad del soporte, que es lo que se busca, quedará asegurada cuando el momento al vuelco (*Mv*) sea igual o menor al momento estabilizador (*Me*) de la misma. Por lo tanto, para que las cimentaciones sean adecuadas, se tiene que cumplir:

$$\boldsymbol{Momento\ al\ vuelco\ M_v\ \leq Momento\ estabilizador\ M_e}$$

1. Cálculo del momento al vuelco → El momento al vuelco será la fuerza que tendrá que producirse por los agentes calculados anteriormente para que se produzca el vuelco de los soportes de la instalación. Su cálculo se realiza con la siguiente fórmula:

$$M_v = Esfuerzo\ sobre\ el\ apoyo * distancia\ vertical\ entre\ el\ centro\ de\ los\ paneles$$

2. Cálculo del momento estabilizador → El momento estabilizador será la fuerza que tiene que hacer contraposición al momento al vuelco. Es decir, esta fuerza tiene que ser mayor que la anterior, evitando así que se pueda producir el vuelco de los soportes. Su cálculo se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$M_e = fuerza\ realizada\ por\ el\ peso\ total\ del\ conjunto * 1{,}36\ metros$$

Considerando 1,36 m como la distancia horizontal que existe desde el centro de inercia establecido y el punto medio de la base de las zapatas posteriores.

Para poder resolver las ecuaciones descritas anteriormente, y por lo tanto poder obtener la comprobación de los momentos, hay que tener en cuenta los siguientes cálculos:

CÁLCULO DEL ESFUERZO SOBRE EL APOYO

Para poder calcular el esfuerzo que va a aparecer sobre el apoyo, lo primero que hay que resolver es la superficie que va a tener cada mesa fotovoltaica. Es decir, qué superficie tienen el conjunto de los 56 paneles sujetos sobre las estructuras soporte:

$$Superficie_{\ paneles,estructura} = N^{\underline{o}}{}_{paneles,estructura} * Superficie_{\ paneles}$$

$$Superficie_{\ paneles,estructura} = 56 * (0{,}990 * 1{,}965) = 108{,}94\ m2$$

Esta será la superficie que tendrá cada una de las mesas fotovoltaicas, las cuales serán aguantadas por el soporte determinado. A su lado aparecerá otra mesa con esta superficie, etc.

A partir de la superficie calculada, se puede obtener el esfuerzo que estas mesas junto con los soportes harán sobre el apoyo:

$$F = Acción_{\ viento} * Superficie_{\ paneles,estructura} * sen(\alpha)$$

$$F = 243{,}59\ kg/m2 * 108{,}94m2 * sen(30^{\underline{o}}) = 1352{,}55\ N$$

CÁLCULO DE LA ALTURA DESDE EL PUNTO DE APLICACIÓN DE LA FUERZA

A continuación, se calcula cuál será la altura de aplicación de la fuerza que se ha calculado anteriormente. Así, por trigonometría:

$$H_l = H_{\ paneles-\ suelo} + L_{\ panel} * sen(\alpha) = 0{,}5 + 1{,}965 * sen(30^{\underline{o}}) = 1{,}48\ metros$$

$$H_v = H_{\ zapata} + H_{\ soporte-suelo} + H_{panel} = 1 + 0{,}5 + 0{,}98 = 2{,}48\ metros$$

Una vez se han calculado los valores de las alturas anteriores, hay que calcular el peso conjunto y características de las cimentaciones necesarias para sostener las cargas de la instalación.

CÁLCULO DEL PESO DEL CONJUNTO

El peso conjunto que va a tener que soportar la cimentación se va a componer del macizo de hormigón, el apoyo de los soportes, y otros elementos que son:

- Densidad del hormigón = Se estima la densidad del hormigón en 2400 kg/m3.

- La zapata elegida para la instalación se estima en 0,7 x 0,7 x 1 (lado x lado x profundidad). Este valor estimado es necesario para poder calcular el peso total del conjunto de la instalación, ya que el peso propio de la instalación también depende del peso de las zapatas, el cual ayudará a estabilizar la instalación.

  El volumen de las zapatas será, por tanto, 0,7 x 0,7 x 1 = 0,49 m3.

- El número de apoyos que tendrá cada mesa de paneles es de 42 apoyos.

Quedando finalmente la siguiente fórmula:

$$Peso = P_{estructura} + P_{paneles} + S_{estructura} * Acción_{nieve} + N^{\underline{o}}{}_{zapatas} * V_{zapatas} * \rho_{hormigón}$$

$$\boldsymbol{P = 500 + 22,5 * 58 + 108,94 * 61,17 + 42 * 0,49 * 2400 = 57860,86\ kg = 5898,11\ N}$$

COMPROBACIÓN DE LOS MOMENTOS

Una vez calculados los valores anteriores, todos ellos necesarios para la resolución de las fórmulas de los momentos, se calculan estos:

$$Momento\ al\ vuelco\ M_v \leq Momento\ estabilizador\ M_e$$

$$M_v = 1352{,}55 * 2{,}48 * 1{,}5 = 5031{,}49\ Nm$$

$$M_e = 5898{,}11 * 1{,}70 = 10026{,}79\ Nm$$

$$\boldsymbol{Comprobando\ así\ que\ SÍ\ QUE\ CUMPLE, ya\ que\ M_v \leq M_e}$$

1. DOCUMENTO Nº1

ANEJO III: MEMORIA DE COMPONENTES Y EQUIPOS

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
3. ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS
4. CAJAS DE COMBINACIÓN DE LOS STRINGS
5. CENTRO DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN – POWER STATION
6. TRASNFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
7. LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
8. CABLEADO DE INTERCONEXIÓN
9. ARQUETAS
10. PUESTA A TIERRA
11. VELETA Y ANEMÓMETRO
12. PIRANÓMETROS
13. CENTRO DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL
14. VALLADO
15. CÁMARAS DE SEGURIDAD
16. SISTEMAS Y ELEMENTOS DE CONTROL

1. INTRODUCCIÓN

Tras haber comparado varias opciones posibles para la elección de cada uno de los componentes de la instalación en el apartado de *Estudio de alternativas: Descripción de componentes y equipos, dentro del documento Nº1 – Memoria*, en este apartado se pretende ahondar en la función de cada uno de ellos, así como es estudio y definición de los componentes que forman a cada uno, entre otros.

2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Es el elemento generador de la instalación fotovoltaica. Se entiende como módulo fotovoltaico como un conjunto de elementos, llamados celas fotovoltaicas, cuya principal función es convertir la energía solar luminosa en energía eléctrica, mediante un proceso de generación y recombinación, el cual se ha detallado en el apartado *Introducción a la energía solar fotovoltaica: el efecto fotovoltaico*.

2.1. FUNCIÓN PRINCIPAL DE LOS MÓDULOS

Las celdas fotovoltaicas, tras recibir la luz solar, transformarán esta luz recibida en corriente, siendo esta concretamente corriente continua (DC).

Esta corriente es necesaria transformarla a Alterna (AC), trabajo que lo realizará el inversor, el cual, como se especificará en el siguiente apartado, tendrá como función básica el transformar esta corriente continua generada en el módulo fotovoltaico a corriente alterna.

Una vez detalladas la función principal del módulo fotovoltaico, es importante describir los componentes que lo conforman, así como las uniones de estos para formar un parque solar fotovoltaico, como el del presente proyecto.

2.2. COMPONENTES DE LOS MÓDULOS

Los componentes que forman un panel fotovoltaico son los siguientes:

- Cubierta frontal → La cubierta frontal es la parte más externa de los paneles fotovoltaicos desde el punto de vista de la parte delantera, siendo esta cubierta el punto de conexión del exterior con el interior de la placa.

Es fundamental que la cubierta de las placas posea una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechadas en una célula solar (entre 350 y 1200 nanómetros), además de una baja reflexión en la superficie frontal.

Además, la cubierta debe de ser impermeable al agua y tener una buena resistencia al impacto, así como tener una resistencia prolongada a los rayos UV y baja resistencia térmica. En estas cubiertas suele emplearse acrílicos, polímeros o cristales.

- Encapsulante → El encapsulante tiene como principal función el dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y parte posterior del módulo.

  Este elemento tiene que ser impermeable al agua, resistente a fatiga térmica y a la abrasión. Como emcapsulantes se suelen emplear materiales conocidos como EVA (etilen-vinil-acetato).

- Cubierta posterior → La cubierta posterior es la parte más externa de los paneles fotovoltaicos desde el punto de vista de la parte trasera, siendo esta cubierta el punto de conexión del exterior con el interior de la placa.

  Esta cubierta debe de ser impermeable al agua y debe de tener baja resistencia térmica. Para su conformación se suele empelar una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque algunos módulos disponen una segunda capa de Tedlar y un segundo vidrio.

- Células fotovoltaicas y sus conectores → Las células fotovoltaicas es el elemento principal de los módulos fotovoltaicos. Son los elementos que generan la energía, transformando la luz solar en electricidad.

  Las cintas de interconexión que existen entre las celdas de cada módulo suelen ser de aluminio o de acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, poniendo dos conectores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.

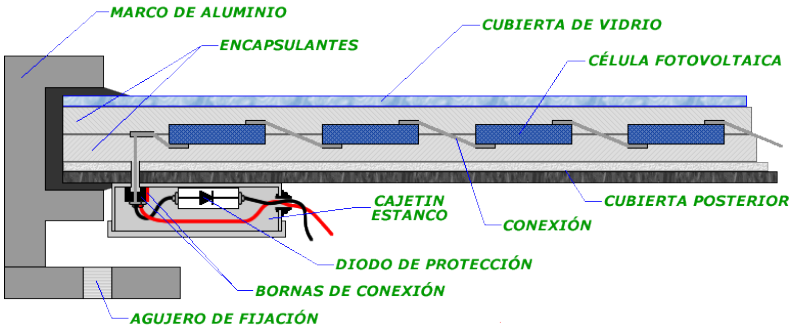


Figura 34: Elementos constituyentes de un panel fotovoltaico / Fuente: www.ujaen.es

COMBINACIÓN DE LAS MÓDULOS:

La combinación de varias celdas conforma lo que se conoce como módulo fotovoltaico.

A su vez, estos módulos se deben conectar entre sí, para poder formar filas de paneles en serie, las cuales recibirán el nombre de Strings.

Estos strings, compuestos por un número determinado de paneles conectados en serie, se conectarán a su vez en lo que se conoce como cajas de combinación, las cuales tienen como principal función recibir la entrada de varias series de paneles y concentrar la energía de estas en una sola salida. Energía que, por un solo cable, irá directamente al inversor.

DATOS TÉCNICOS DEL MÓDULO ELEGIDO Y CARACTERÍSTICAS DE ESTE

El módulo escogido para el presente proyecto es el Atersa Ultra 330-P, teniendo este una estructura cristalina policristalina.

Tabla 44: Características del módulo fotovoltaico escogido

Fuente: elaboración propia.

FABRICANTE	**ATERSA**
MODELO	**A-330P Ultra**
Tecnología cristal empleada	Policristalino
Potencia pico (Wp)	330
Tensión circuito abierto (V)	46,85
Tensión máxima potencia (V)	38,15
Intensidad corto-circuito (A)	9,05
Intensidad máxima potencia (A)	8,65
Eficiencia (%)	16,96
Temperatura nominal (ºC)	47
Coef temperatura Isc (%/ºC)	0,04
Coef temperatura Voc (%/ºC)	-0,32
Coef temperatura P (%/ºC)	-0,43
Rango de temperaturas (ºC)	-40 / +85
Porcentaje de la potencia nominal pasados 25 años	80% de la potencia nominal
Máxima corriente inversa o IR (A)	15,1
Dimensiones (Largo/Ancho/Alto) (mm)	1965/990/40
Peso (kg)	22,50
Garantía del producto	10
Valor actual del producto (€)	199,65

Uno de los factores más fundamentales de los módulos fotovoltaicos, y más aún cuando se tratan de tecnologías policristalinas, es el rendimiento del módulo durante la vida de este.

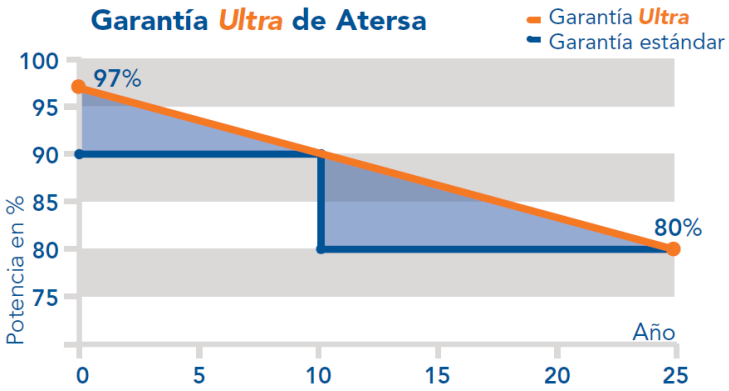


Figura 35: Pérdidas de rendimiento del módulo fotovoltaico con el paso de los años.

Fuente: Catálogo de Atersa, productos Ultra, módulo A-330P.

Este gráfico refleja la pérdida de eficiencia que sufre el panel solar elegido, teniendo a los 25 años de vida útil una eficiencia del 80%.

Estos valores de pérdidas de eficiencia son los normales en paneles fotovoltaicos, incluso en el caso de los monocristalinos (paneles que poseen mayores eficiencias que, en teoría, los policristalinos). En este caso, como se puede observar, no se cumple esta premisa.

3. ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS MÓDULOS

Para el anclaje y soporte de los paneles se ha de tener en cuenta el viento, nieve, entre otras, tal y como se ha desarrollado en el apartado *6.2. Cálculo de las cimentaciones* del anejo anterior.

En ese mismo apartado, además de las fuerzas que tienen que aguantar los soportes, se determina también las características que tienen que tener las zapatas de hormigón, elemento que servirá de apoyo a estos soportes.

Hay que señalar que, aun habiéndose calculado las fuerzas exactas que se deben de soportar dependiendo de las condiciones de la zona, los fabricantes de estructuras tienen en cuenta todos estos factores calculados y comercializan estructuras que pueden soportarlas.

En este caso, la estructura soporte está homologada y aguanta una fuerza de viento de cómo mínimo 150 Km/h, velocidad del viento mayor a la máxima registrada en la zona en los últimos años, 106 km/h, tal y como se especifica en el apartado *5. Viento, del Anejo I: Estudio climático*, por lo que el soporte y estructura elegido cumple de sobra las características climatológicas desfavorables de la zona.

En la siguiente tabla aparecen las características del soporte elegido:

Tabla 45: Características de los soportes elegidos / Fuente: elaboración propia.

Fabricante	Sunfer
Modelo	FV925XL
Características mecánicas	
Disposición de los módulos	Dos en vertical
Capacidad de módulos	Desde 1 hasta 60
Número de células por módulo	72 células/módulo
Inclinación del módulo	20º ó 30º
Instalación recomendada	Suelo o cubierta plana
Perfilería	Aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería	Acero Inoxidable
Asentamiento recomendado	Zapatas de hormigón

El soporte elegido, mostrado en imagen, es el siguiente:

Figura 36: Soporte de los módulos solares fotovoltaicos elegidos / Fuente: Sunfer.com

4. CAJAS DE COMBINACIÓN DE LOS STRINGS

Las cajas de combinación son los elementos que tienen como principal función agrupar los cables que provienen de las mesas fotovoltaicas para poder transportar la energía generada por estos hasta el inversor en el menor número de cables posible.

Así, y en este sentido, se consiguen agrupar 16 entradas de cables en una sola salida de un cable, por lo que el transporte hasta el centro de inversión es más sencillo y la caída de tensión menor. Es importante destacar que estas cajas de combinación tienen que cumplir las condiciones descritas en la norma IEC/EN 61439-2.

A continuación, se muestra una tabla donde se resumen las características de las cajas elegidas:

Tabla 46: Características de las cajas de combinación elegidas / Fuente: elaboración propia.

Fabricante	SMA
Modelo	DC-CMB-U15-16
Entrada de corriente continua	
Nº de entradas +/-	16
Tensión asignada (V)	1500
Corriente máxima asignada (A)	17,2
Tipo de fusible	gPV
Tamaño de fusible (mm)	10x38 – 1500V CC
Salida de corriente continua	
Nº de salidas	1
Tensión asignada (V)	1000
Corriente asignada (A)	275
Protección contra sobretensión CC	Tipo 2 = 40kA
Carcasa/parámetros ambientales	
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado
Clase de protección (según IEC 61140)	II
Características mecánicas	
Alto (cm) x Ancho x Fondo (cm)	65x55x26
Peso (kg)	25

Del producto elegido se han obtenido las siguientes imágenes, las cuales reflejan la colocación de las cajas de combinación, además de poderse apreciar el número de entradas en la parte inferior de la caja frente al número de salidas en la parte superior de la caja. Así:

Figura 37: Detalle de las cajas de combinación SMA DC-CMB-U15-16 / Fuente: SMA.com

5. CENTRO DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN – POWER STATION

Los centros de inversión o power stations son edificios compactos que tienen como principal función albergar todos los componentes necesarios para transformar la energía que sale del módulo fotovoltaico (energía en BT y CC) a una energía disponible para inyectarla a la red eléctrica (energía en MT y AC).

Así, estos edificios contienen en su interior los siguientes elementos:

1. Inversores → Una vez se ha generado la energía eléctrica en los módulos fotovoltaicos (energía que saldrá de estos en corriente continua), la energía hay que transformarla a corriente alterna, trabajo que lo realizará el inversor.

2. Transformador → Además, una vez se tenga la corriente en Corriente Alterna, se volverá a hacer un nuevo cambio, que será la transformación de baja tensión a alta tensión, trabajo que lo realizará esta vez el transformador.

3. Celdas de media tensión → Estas celdas de media tensión serán celdas de protección, maniobra y medida.

   Cada una de estas celdas tienen una función específica dentro de la red y además tienen que estar interconectadas entre sí.

   Cada celda modular es independiente y recibe el nombre según la función que vaya a realizar, así por ejemplo aparecen, como ya se ha comentado anteriormente, las celdas de protección, de maniobra, etc.

En el presente proyecto se ha optado por la MV Power Station 5500 del fabricante SMA, las cuales incluyen en su interior dos inversores y un transformador, además de las celdas de media tensión. Así, las características del centro de inversión escogido son:

Tabla 47: Características de la combiner box elegida / Fuente: elaboración propia.

Fabricante	**SMA**
Modelo	Sunny central 2750-EV
Entrada de corriente continua	
Tensión mínima PMP (V)	875
Tensión máxima PMP (V)	1200
Tensión máxima en circuito abierto (V)	1500
Intensidad de entrada máxima (A)	3200
Intensidad de entrada máxima de cortocircuito (A)	6400
Salida de corriente alterna	
Potencia nominal (kVA)	2500
Rendimiento (%)	98,7
Tensión de salida CA (V)	600
Intensidad nominal de salida (A)	2646
Frecuencia de red (Hz)	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz
Distorsión armónica máxima (%)	<3% a potencia nominal
Características mecánicas	
Alto (cm)	231,8
Ancho (cm)	278
Profundidad (cm)	158,8
Peso (kg)	<3400
Máxima altitud (m) (sin reducción de potencia)	1000-2000

A continuación, se muestra la power station elegida descrita anteriormente:

Figura 38: Combiner box o Power station SMA elegida / Fuente: SMA.com

Estas son las características de la Power station en su conjunto, pero dentro de ellas, como ya se ha comentado en párrafos anteriores, lleva los elementos que la hacen útil. Estos elementos y todas sus características son:

5.1. Inversor

Las placas fotovoltaicas no son el único componente de vital importancia que tenemos que tener en cuenta cuando planificamos una instalación de este tipo. Así, este elemento tiene el papel de convertir la corriente continua en corriente alterna, paso necesario para que al final de proceso esta energía se pueda utilizar y/o conectar a la red eléctrica.

CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

Para la comprensión del funcionamiento de los inversores de una instalación fotovoltaica es necesario destacar una serie de características de estos, las cuales son:

- Características de salida → Uno de los factores fundamentales para evaluar la calidad de un inversor es la calidad de la corriente de salida que este produce.

  Esta calidad de la corriente de salida depende fundamentalmente de la estabilidad de la tensión, frecuencia de la corriente de salida y la distorsión de la onda. Cuando los parámetros necesarios de la red son muy diferentes a los parámetros que se están generando en la salida del inversor, este corta el suministro de energía, evitando así la creación de armónicos sobre la corriente de salida.

Otras de las características importantes de los inversores son las siguientes:

- Características de entrada: tensión máxima de la corriente continua.
- Consumo en vacío: potencia que consume el convertidor cuando la carga no está conectada.
- Eficiencia: relación entre la potencia suministrada y la consumida en condiciones nominales de funcionamiento. Mejora a medida que aumenta la potencia nominal, y suele estar comprendida entre 90 y 95%.
- Calidad de la corriente de salida: depende fundamental de la estabilidad de la tensión, frecuencia de la corriente de salida y distorsión de la onda
- Tipo de corriente: monofásica o trifásica, los convertidores de baja potencia suelen ser monofásicos y los de alta potencia trifásicos.

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL INVERSOR

Los convertidores deben estar protegidos frente a perturbaciones originadas en el sistema de entrada, en el de salida y que puedan provocar en la red donde vierten la corriente.

- Las principales protecciones que estos elementos deben de tener son:

- Sistema de corte automático con la red, cuando la tensión de la misma está fuera del rango tolerado por el sistema fotovoltaico.

- Protección contra cortocircuito en el lado de alterna.
- Control de la tensión y frecuencia de la corriente generada para garantizar que está dentro de la tolerancia que admite la legislación.
- Protección contra sobretensiones y perturbaciones de la red (micro-cortes, caídas buscas de tensión, armónicos, etc.).

Una vez comprendido el funcionamiento de todo inversor fotovoltaico, se destaca el elegido para esta instalación, que tal y como ya se ha comentado en el apartado de *Estudio de alternativas: Descripción de componentes y equipos*, el inversor elegido es el SMA Sunny central 2750-EV.

Tabla 48: Características de los inversores / Fuente: elaboración propia.

Fabricante	SMA
Modelo	Sunny central 2750-EV
Tensión mínima PMP (V)	875
Tensión máxima PMP (V)	1200
Tensión máxima en circuito abierto (V)	1500
Intensidad de entrada máxima (A)	3200
Intensidad de entrada máxima de cortocircuito (A)	6400
Potencia nominal (kVA)	2500
Rendimiento (%)	98,7
Tensión de salida CA (V)	600
Intensidad nominal de salida (A)	2646
Frecuencia de red (Hz)	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz
Distorsión armónica máxima (%)	<3% a potencia nominal
Alto (cm)	231,8
Ancho (cm)	278
Profundidad (cm)	158,8
Peso (kg)	<3400
Máxima altitud (m) (sin reducción de potencia)	1000-2000

A continuación, se muestran los inversores de la power station de la instalación:

Figura 39: Detalle de los inversores de la power station de SMa / Fuente: SMA.com

5.2. Transformador

Los transformadores son básicamente, circuitos magnéticos con dos bobinas que convierten energía eléctrica de un nivel de tensión y corriente a otro nivel de tensión y corriente diferente, gracias al distinto número de vueltas de cada uno de los devanados y al flujo común, variable en el tiempo, que ambos enlazan.

Así, el transformador es el elemento que se encarga de transformar la energía de BT en AC que le viene del inversor a energía de MT. Es decir, transforma la baja tensión en media tensión, paso fundamental para poder inyectar a la red eléctrica la energía generada por los módulos fotovoltaicos.

Este elemento se encuentra dentro de la power station, y recibirá la energía de los dos inversores que se localizan también dentro del centro de inversión.

La energía generada por parte del transformador irá conectada directamente a las celdas.

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR

Para la comprensión del funcionamiento de estos elementos eléctricos de la instalación es necesario destacar sus características más fundamentales, las cuales se describen a continuación:

- Relación de transformación → A efectos físicos se dice que es el número de vueltas del devanado primario dividido por el número de vueltas de la bobina secundaria.
- A efectos eléctricos se dice que la relación de transformación es el resultado de la división de la tensión nominal primaria entre la secundaria.
- Tensión primaria → la tensión nominal de su bobinado primario
- Tensión secundaria → si la tensión primaria es la tensión nominal del bobinado primario del transformador, la tensión secundaria es la tensión nominal del bobinado secundario.
- Potencia nominal → es la potencia aparente máxima que puede suministrar el bobinado secundario del transformador.
- Intensidad nominal primaria → es la intensidad que circula por el bobinado primario, cuando se está suministrando la potencia nominal del transformador. Dicho en otras palabras, es la intensidad máxima a la que puede trabajar el bobinado primario del transformador.
- Intensidad nominal secundaria → al igual que ocurría con la intensidad primaria, este parámetro hace referencia a la intensidad que circula por el bobinado secundario cuando el transformador está suministrando la potencia nominal.
- Tensión de cortocircuito → hace referencia a la tensión que habría que aplicar en el bobinado primario para que, estando el bobinado secundario cortocircuitado, circule por éste la intensidad secundaria nominal. Se expresa en porcentaje.

Este transformador se encuentra dentro de las power station y está diseñado solo para el uso dentro de estas. Es por ello por lo que el fabricante (SMA) no lo describe como un elemento externo a estas y por ello no aparece un catálogo con sus características.

A continuación, se muestra gráficamente una imagen donde se encuentra de color gris en el centro de esta el transformador central de la power station de SMA, junto a los dos inversores y demás elementos que constituyen a la combiner box:

Figura 40: Transformador de la power station de SMA / Fuente: SMA.com

5.3. Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión son una parte fundamental de la aparamenta eléctrica de la power station y de los centros de transformación en general.

Las funciones de estas dependen de las características de las mismas. Así, aparecen celdas de línea, celda de seccionamiento, celda de protección, etc.

A continuación, se muestra en imagen la localización de las celdas en el centro de transformación compacto, localizadas a la izquierda de esta:

Figura 41: Celdas de media tensión de la power station de SMA / Fuente: SMA.com

6. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

El transformador de servicios auxiliares tiene la principal función, tal y como se ha destacado en *Estudio de Alternativas: Descripción de componentes y equipos*, de proveer de energía eléctrica a todos los aparatos electrónicos de la instalación, como son las cámaras de seguridad, refrigeración del centro de inversión, etc.

Este transformador va conectado a las celdas que se encuentran dentro de la power station, debido a que el fabricante de este último, SMA, da la opción al comprador de añadir estas celdas en el caso de que el comprador tenga la necesidad de colocar el transformador de SSAA.

En el caso de esta instalación, las celdas, por tanto, irán en el interior del bloque de la power station, y a estas se conectará el lado de media tensión del transformador de SSAA. A él se conectarán, finalmente en el lado de BT, todos los elementos de la instalación que requieran de energía para poder funcionar.

Las características del transformador seleccionado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 49: Características del transformador de SSAA elegido / Fuente: elaboración propia.

Fabricante	PROLEC
Modelo	Transformador Pedestal Trifásico
Potencia nominal	30 kVA
Tensión primario	400 V
Tensión secundario	220 V
Frecuencia	60 Hz
Tipo de enfriamiento	ONAN
Líquido aislante	Aceite mineral
Altitud máxima de trabajo	1000 m
Normativa que cumple	NMX-J-285-ANCE, K0000-07 y K0000-08
Peso total	770 kg

El transformador de SSAA es el siguiente:

Figura 42: Detalle del transformador de SSAA 30 kVA escogido / Fuente: Prolec.com

7. LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

La instalación fotovoltaica de este proyecto requiere la colocación de postes de media tensión para poder evacuar e inyectar la media tensión generada por el campo fotovoltaico a la red de media tensión.

7.1. LUGAR DE CONEXIÓN DE LA RED GENERADA

Hay que destacar que, a escasos metros de la salida de red de media tensión de la instalación, existe una red aérea de media tensión ya instalada perteneciente a la empresa IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U., a la cual, tras haber realizado los estudios necesarios, se ha decidido que se le inyectará la red generada en la instalación fotovoltaica.

En la siguiente imagen obtenida del programa QGis, se pueden observar en azul las líneas aéreas que transportan energía eléctrica en la zona, teniendo casi todas ellas como meta la subestación que se encuentra en la parte superior izquierda de la foto (rodeada en rojo).

Figura 43: Red aérea existente de línea de media tensión. / Fuente: Qgis

El conexionado de la electricidad generada en esta instalación se producirá a la red aérea que pasa al lado de la parcela de la instalación, teniendo que, como ya se ha comentado anteriormente, instalar postes de línea aérea para poder atravesar la carretera y llegar hasta esta red.

7.2. TIPO DE APOYOS Y CONFIGURACIÓN ELEGIDA

Las características de los apoyos, así como de la altura de estos y del vano que puede haber entre ellos son factores fundamentales que hay que tener en cuenta en el dimensionado de las redes aéreas.

Así, las características de la instalación elegida serán:

- Tipo de apoyo → El tipo de apoyo a utilizar será del tipo M-HV, cuya conformación, perfil y vista frontal, así como sus componentes, se pueden observar en el plano 5 del *apartado Documento Nº2 - Planos*.

  Este tipo de apoyo, al encontrarse al inicio y al final de la red aérea, recibe el nombre de apoyo de anclaje.

- Altura de los apoyos → Los dos únicos apoyos de la instalación tienen una altura de aproximadamente 19,5 metros, incluyendo la zapata de 2,2 metros para fijarlo en el suelo.

- Diferencia de altura → La diferencia de altura del apoyo inicial respecto del apoyo final, del cual saldrán las conexiones para la conexión a la red aérea existente, es una altura que entra dentro de los valores normales de las conexiones de redes aéreas ya existentes, lo cual significa que no será necesario colocar postes excesivamente altos o postes intermedios entre el punto inicial y el final.

- Distancia de los vanos → La distancia normalizada de los vanos en las separaciones de media con apoyos de estas características es de 200 metros. En el caso de esta instalación fotovoltaica la distancia es de, aproximadamente, 160 metros, por lo que no se sobrepasaría la distancia máxima.

8. CABLEADO DE INTERCONEXIÓN

El cableado de interconexión tiene como finalidad la unión de los elementos electrónicos de la instalación, desde los módulos fotovoltaicos hasta el conexionado a la red aérea de media tensión, pasando, entre otros, por la power station.

Tal y como se ha detallado y calculado en el anejo de *Memoria de Cálculo*, el cableado posee una determinada sección según los diferentes tramos de la instalación, cumpliéndose siempre la normativa ITC-BT-40, la cual establece que la caída de tensión permitida desde los generadores hasta el punto de conexión con la red de distribución, no debe ser superior al 1,5%.

Todos los cables fotovoltaicos seleccionados para la instalación del presente proyecto tienen características comunes entre sí, las cuales son importantes que posean los cableados seleccionados. Estas son, entre otras:

1. El cableado tiene que tener una vida útil de 30 años aproximadamente.
2. Temperatura máxima del conductor de 120ºC, tal y como indica el IEC 60216.
3. Temperaturas mínimas extremas de -40ºC, tal y como indica el IEC 60811-1-4.
4. El cableado debe presentar resistencia a los rayos ultravioletas (UV), tal y como detalla el UL 1581.
5. Deben tener también resistencia al Ozono, según se establece en el IEC 60811-2-1.
6. La resistencia a la absorción del agua también es un aspecto importante, tal y como lo detalla el IEC 60811-1-3.
7. Resistencia al impacto, detallado en el IEC 60811-1-4.
8. Resistencia a la abrasión, tal y como establece el EN 50305.
9. Debe tener también resistencia al desgarro, norma que aparece en el IEC 61034-2.
10. Además, es importante que sean elementos libres de alógenos, tal y como se detalla en el IEC 60754-1

A continuación, se van a detallar las características de cada uno de los cables seleccionados para los diferentes tramos de la instalación. Así:

A. CABLEADO DE UNIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Este cableado viene incluido con los paneles de ATERSA 330W instalados en el campo fotovoltaico. Es un cableado que discurre por la parte trasera de los paneles, unidos entre ellos con conectores TYCO PV4.

Tabla 50: Características del cable de unión de paneles fotovoltaicos elegido

Fuente: elaboración propia.

Proveedor	ATERSA
Cableado a instalar	Cable Solar 4 mm2 1200 mm

La distribución y conexión de estos cables se puede observar en la siguiente imagen:

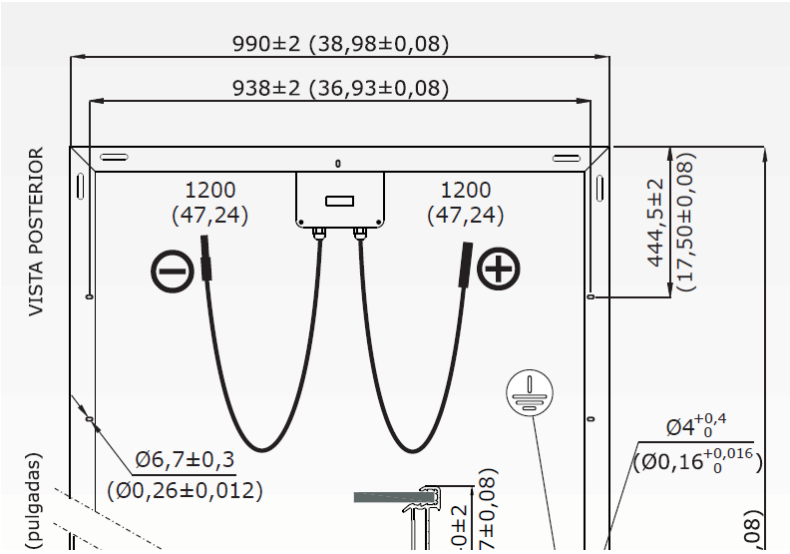


Figura 44: Detalle del conexionado del cableado de unión de los paneles fotovoltaicos

Fuente: Hoja de información técnica del panel solar fotovoltaico, Atersa.com

B. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN (CABLEADO POR BANDEJA)

Este cableado es el que aparece por detrás de los paneles fotovoltaicos, y tiene como principal función la unión entre los diferentes strings de las mesas fotovoltaicas con la caja de combinación correspondiente.

Es un cableado que transcurre apoyado sobre bandeja rejiband 60x100 para los tramos que transporten un número de strings reducido, y sobre bandeja rejiband 60x200 para los tramos más largos, los cuales transportarán mayor número de cableado. Las bandejas seleccionadas para este tramo se han representado en el plano 4 del *Documento Nº2 - Planos*.

Este cableado, por estar a la intemperie, tiene que cumplir la mayoría de las características detalladas al comienzo de este punto, ya que es un cable que tiene que soportar temperaturas extremas, lluvia, abrasiones por insolación, etc.

Este mismo cable, aunque con diferentes secciones, es el que se va a instalar en todo el tramo de unión de los strings con las cajas de combinación (aéreo). Con la intención de no repetir las mismas características del cable con todas las secciones necesarias en la instalación, se ha seleccionado una de las secciones: 10mm2.

Esto se hace ya que las características del cableado son las mismas, y lo único que cambia en cada caso son las secciones de los mismos. Así, las características más destacadas del cable seleccionado son:

Tabla 51: Características del cable string elegido para este tramo / Fuente: elaboración propia.

Proveedor	EXZHELLENT® SOLAR
Modelo del cable	ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC
Conductor	Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
Aislamiento	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
Cubierta	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
Normativa	TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

La imagen del cableado seleccionado es la siguiente:

Figura 45: EXZHELLENT® SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC / Fuente: Exzhellent solar.com

La elección del material del cableado se basa en dos factores principalmente: el precio que cuesta el cable del material determinado (o bien cobre o bien aluminio), y las propiedades conductoras que tendrá el cable.

Esta decisión se ve principalmente condicionada, además de por la longitud (metros de cable) del cable que se vayan a colocar sobre la zanja, por la sección que estos tengan. A secciones muy elevadas, más caro será el cableado a poner, y la tendencia en esos casos suele ser la colocación de cableado de aluminio.

En este caso y en el siguiente, se ha optado por un cableado de cobre, ya que, aunque más caro que el aluminio, posee mejores propiedades conductoras que este último.

C. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN (CABLEADO ENTERRADO)

Este cableado une los mismos elementos que el cableado anterior, aunque en este caso se presenta de forma subterránea y no sobre bandeja (intemperie).

La naturaleza de este cableado aparece bajo la necesidad de unión de aquellas filas de mesas fotovoltaicas que están en diferente nivel que sus cajas de combinación correspondientes. Bajo estas características, es necesario soterrar el cableado, el cual unirá la línea de mesas con su caja de combinación determinada, que se encontrará o bien filas más arriba o bien filas más abajo.

Este cableado, al igual que en el caso anterior, presenta diferentes tensiones en función de donde estén localizados los strings de paneles fotovoltaicos respecto de su caja de combinación. A mayor distancia Caja-string la sección será mayor, y a menor distancia, la sección será menor.

Sin embargo, en este apartado se va a escoger una de las secciones del cableado, con intención de no repetir las características del cableado para todas sus secciones. Así:

Tabla 52: Características del cable string elegido para este tramo / Fuente: elaboración propia.

Proveedor	PRYSMIAN
Modelo del cable	P-SUN 2.0 CPRO - ZZ-F 0,6/1 kV
Tensión asignada	1,0/1,0 kV (1,8/1,8 kV DC máx.)
Designación genérica	ZZ-F
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xeno test); ISO 4892-2 (Método A|Method A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción de agua	EN 60811-1-3
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4 |
Conductor	Cobre electrolítico, estañado
Flexibilidad	Flexible, clase 5 según UNE EN 60228
Aislamiento	HEPR 120 ºC similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8).
Norma del diseño	DKE-VDE AK 411.2.3

La imagen del cableado seleccionado para este tramo es la siguiente:

Figura 46: PRYSMIAN P-SUN 2.0 CPRO - ZZ-F 0,6/1 kV / Fuente: PRYSMIAN.com

D. CABLEADO DE CAJAS DE COMBINACIÓN – POWER STATION

El cableado de este apartado es el encargado de unir el conjunto de cajas de combinación repartidas por toda la instalación hasta la power station, localizada en el centro de esta.

Este cableado irá soterrado a una profundidad aproximada de 0,70 metros. Discurrirá tanto por las zanjas de baja tensión, como por las de baja y media tensión, tal y como se detallará en el apartado siguiente *Arquetas y zanjas*.

En este tramo de cableado, al igual que en los casos anteriores, aparecen diferentes secciones en función de la distancia que exista entre la caja de combinación determiada y la power station central. Sin embargo, para simplificar el pliego de características del cableado de este tramo, se ha tomado como referencia la sección de 120mm2. Así:

Tabla 53: Características del cable elegido para este tramo / Fuente: elaboración propia.

CABLEADO CC ENTERRADO (referencia de 120 mm2)	
Proveedor	EXZHELLENT® SOLAR
Nombre del cable	XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC
Conductor	Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k
Aislamiento	Polietilenio Reticulado XLPE (X)
Aislamiento de armadura	Poliolefina libre de halógenos (Z1)
Cubierta	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Normativa	AENOR EA 0038
Características destacadas	Resistente a la accción de los roedores

La imagen del conductor se detalla a continuación:

Figura 47: EXZHELLENT® SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC / Fuente: Generalcable.com

E. CABLEADO POWER STATION – LÍNEA AÉREA MT (TRAMO SUBTERRÁNEO)

El cableado de este apartado hace referencia al cableado de media tensión y CA que sale de la power station, y que llegará vía subterránea hasta el límite inferior de la parcela, donde se conectará con el poste de línea aérea.

El cableado irá soterrado a una profundidad aproximada de 1 metro. Discurrirá por la zanja de baja y media tensión, tal y como se detallará en el apartado siguiente *Arquetas y zanjas*.

Tabla 54: Características del cable elegido para este tramo / Fuente: elaboración propia.

CABLEADO CA MT ENTERRADO (referencia de 240 mm2)	
Proveedor	PRYSMIAN
Nombre del cable	AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1
Designación genérica	AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)
Tensión asignada	12/20 kV
Temperatura de servicio	-25 ºC, 105 ºC en servicio permanente y 250 ºC en cortocircuito
Flexibilidad	Clase 2, según UNE-EN 60228
Aislamiento	Etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 ºC)
Cubierta posterior	Poliolefina termoplástica, Z1 Vemex
Norma del diseño	UNE-HD 620-9E
Normativa que satisface	Satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Imagen del cableado seleccionado para este tramo de la instalación:

Figura 48: PRYSMIAN AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1

Fuente: PRYSMIAN.com

La elección de un cableado de aluminio se basa en la explicación dada en el apartado *A. CABLEADO STRING – CAJAS DE COMBINACIÓN (CABLEADO POR BANDEJA).*

En este caso se ha elegido un cableado de aluminio, debido a que su precio es más económico que el del cobre, y, aunque no tiene tan buenas propiedades conductoras que este último, es un buen conductor igualmente.

F. CABLEADO POWER STATION – LÍNEA AÉREA MT (TRAMO AÉREO)

Este tramo del cableado es el último de la instalación fotovoltaica. Será el cableado que une la instalación con la línea aérea ya existente de IBERDROLA S.A.U.

Este cableado discurre vía aérea, y estará apoyado sobre dos postes de electricidad, con la configuración que se detalla en el plano 5 en el apartado de *Documento Nº2 Planos.*

El cableado seleccionado, por tanto, poseerá las siguientes características:

Tabla 55: Características del cable elegido para este tramo / Fuente: elaboración propia.

CABLEADO LÍNEA AÉREA MT	
Proveedor	GENERAL CABLE
Nombre del cable	Conductor aluminioacero LA-56
Designación genérica	Cable aluminio-Acero ACSR LA-56 54,6mm² Bobina
Conductor	Aluminio-Acero (1 + 6 alambres)
Peso	0,189 kg/m
Coeficiente de dilatación	19,1x10-6 mm/ºC
Resistencia eléctrica a 20ºC	0,614 Ω/km
Aplicación habitual	Para líneas aéreas.
Norma del diseño	UNE 50182

El producto elegido para este tramo de la instalación se puede observar en la siguiente imagen:

Figura 49: GENERAL CABLE Conductor aluminioacero LA-56

Fuente: GeneralCable.com

E. CABLEADO FIBRA ÓPTICA PARA SSAA

Este cableado será el encargado de unir mediante fibra óptica todos los elementos de los servicios auxiliares, con la finalidad de monitorizar todos estos y de que las señales de estos elementos lleguen al centro de monitorización, tal y como se explica en el apartado de Centro de monitorización y control.

El cableado seleccionado será el Cableado Fibra óptica multimodo OM2 MTW.

9. ARQUETAS

Las arquetas eléctricas seleccionadas para la instalación fotovoltaica del presente proyecto tienen un papel fundamental, ya que conforman un punto de actuación para el cableado que las atraviesa. Así, en el caso en el que se tenga que realizar algún tipo de actuación sobre el cableado enterrado de la instalación, las arquetas permitirán dichas actividades. En la presente instalación se han diferenciado dos tipos de arquetas, siendo estas diferentes según el tipo de cableado que albergan las zanjas donde están instaladas. Así, aparecen:

1. ARQUETAS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Este tipo de arquetas son aquellas que se instalarán en las zanjas de cableado de baja y media tensión. En presente proyecto se ha escogido el siguiente tipo de arqueta, el cual se detalla a continuación:

Tabla 56: Características la arqueta de BT y MT elegidas / Fuente: elaboración propia.

Proveedor		Bupre S.L.
Material		Hormigón armado-vibrado
Resistencias		B-125 y D-400
Características		Conjunto de módulos
Medidas (Largo x ancho x alto)	Módulo superior	600x600x350
	Módulo suplementación 20 cm	1000x1000x200
	Módulo inferior	1000x1000x600
Ampliación necesaria para conseguir la altura que se necesita		CONO IBERDROLA
Material de la tapa que incluye		TAPA FUNDICION TIPO M2 – T2
Peso		770

A continuación, se muestran imágenes de este tipo de arqueta seleccionada, así como de las tapas de fundición. Así:

Figura 50: Ejemplo de arqueta de baja y media tensión instalada en zanja de obra y desglose de las partes que conforman las arquetas de baja y media tensión seleccionadas

Fuente: prefabricadosalberdi.com y Europages.es

2. ARQUETAS DE BAJA TENSIÓN

Este segundo tipo de arquetas serán aquellas que se instalarán en las zanjas que transportan el cableado exclusivamente de baja tensión.

Las características de las arquetas de baja tensión se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 57: Características la arqueta de BT elegidas / Fuente: elaboración propia.

Arquetas de baja tensión	
Proveedor	Bupre S.L.
Material	Hormigón armado-vibrado
Carga capaz de soportar	B-125 y D-400
Características	Módulo único
Medidas (Largo x ancho x alto)	600 x 1100 x 1100
Material de la tapa que incluye	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1
Peso	270 kg

Las arquetas de baja tensión seleccionadas para el presente proyecto se muestran a continuación:

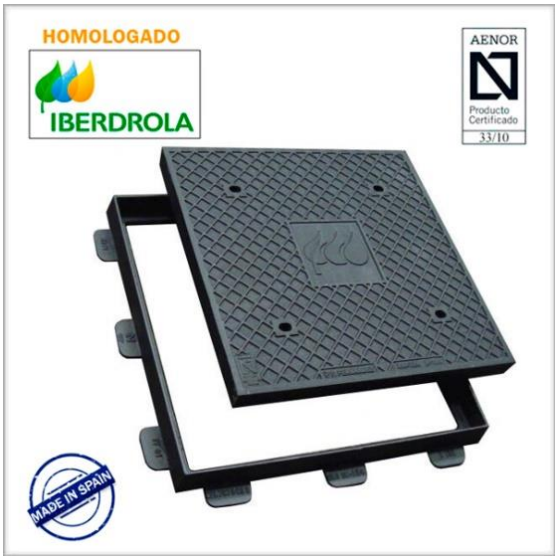


Figura 51: Arqueta de baja tensión tipo AP homologada por iberdrola

Fuente: adhorna.es

Figura 48: tapa y marco iberdrola m2-t2 b-125 homologados

Fuente: fundicionesfernandez.com

3. ARQUETAS PARA ZANJAS DE SSAA

Este tercer tipo de arquetas serán aquellas que se instalarán en las zanjas que transportan el cableado para los servicios auxiliares.

Las características de las arquetas de baja tensión se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 57: Características la arqueta de BT elegidas / Fuente: elaboración propia.

Arquetas de baja tensión	
Proveedor	Bupre S.L.
Material	Hormigón armado-vibrado
Carga capaz de soportar	B-125 y D-400
Características	Módulo único
Medidas (Largo x ancho x alto)	400 x 540 x 800
Material de la tapa que incluye	TAPA FUNDICION TIPO M1 – T1
Peso	225 kg

Las arquetas de baja tensión seleccionadas para el presente proyecto se muestran a continuación:

Figura 51: Arqueta de baja tensión tipo AP homologada por iberdrola

Fuente: adhorna.es

Figura 48: tapa y marco iberdrola m2-t2 b-125 homologados

Fuente: fundicionesfernandez.com

10. PUESTA A TIERRA

10.1. GENERALIDADES

La puesta a tierra en las instalaciones generadoras de energía es un elemento que debe de estar obligatoriamente en el cableado de la instalación, tal y como indica el reglamento ITC-BT-40 “Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra”.

La puesta a tierra de toda instalación tiene como principal objetivo asegurar que las tensiones que se puedan producir en caso de fallos eléctricos no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, conduciendo eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

Así, la función principal de la puesta a tierra es la de limitar las tensiones que puedan aparecer entre las masas y el suelo o entre las propias masas de la instalación, debido a algún defecto en los componentes de la instalación.

Además de limitar las tensiones, la puesta a tierra también debe de permitir el acceso a tierra de las corrientes de defecto, favorecer la detección de dicho defecto y promover la actuación de las protecciones.

10.2. COMPONENTES QUE CONFORMAN LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación está formada por 6 elementos, los cuales se explican a continuación por orden de aparición:

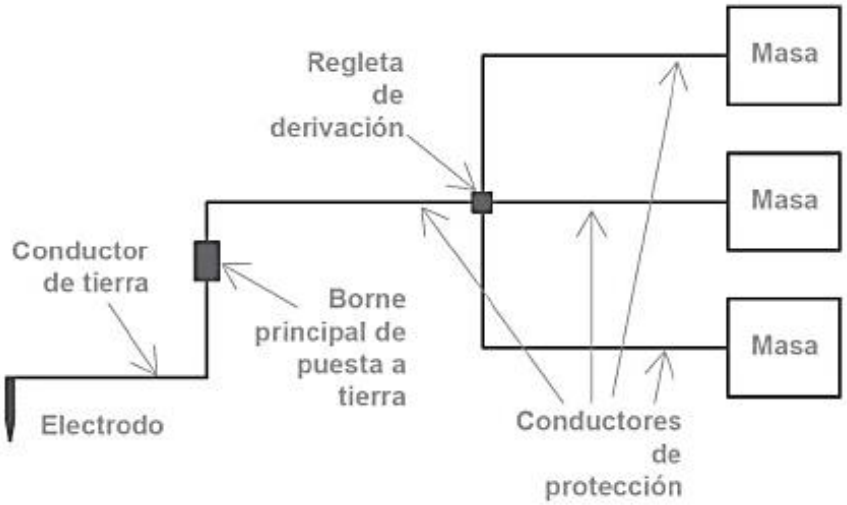


Figura 52: Esquema de los componentes de la puesta a tierra / Fuente: areatecnología.com

1. Masas → Este será el primero de los elementos que se van a explicar en este apartado, por ser este el primer elemento en las instalaciones de puesta a tierra.

   Las masas se definen como todas aquellas estructuras y envolventes metálicas que no forman parte de los elementos conductores de la planta, como marcos y bastidores de los paneles fotovoltaicos, estructuras metálicas y soportes de sujeción de los paneles solares, etc.

   La conexión de los conductores de protección a las strings o series de paneles se realiza a través del sistema de fijación que agrupa los marcos exteriores de los paneles de cada una con la estructura portante.

2. Conductores de protección → Estos elementos sirven para unir eléctricamente las diferentes masas de la instalación a las regletas de derivación, con el fin de llegar, tras pasar por los elementos que se describen a continuación, al electrodo final, donde se disipará la energía del cortocircuito.

   Las características eléctricas de estos elementos varían a lo largo de su recorrido, variando en función de a cuantas masas dan servicio y a las características de cada una de estas.

   Este cableado no está cargado en condiciones normales, sino que estarán preparados para actuar sólo cuando se tenga que producir la derivación a tierra por algún problema de cortocircuito de la instalación.

   Las secciones de los cables de tierra vienen especificadas en las Instrucciones Técnicas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente en el ITC-BT-18, en la tabla 2 del apartado 3.4.

3. Regletas de derivación → Servirán para recibir todas las ramificaciones o conductores de protección provenientes de las masas de cada uno de los aparatos de la instalación, y agrupar cada uno de estos conductores de protección, en uno único, el cual irá conectado al siguiente elemento, el borne principal de puesta a tierra.

4. Borne principal de puesta a tierra → Es un elemento de la puesta a tierra al que se conectan el resto de conductores de tierra, explicados anteriormente.

   A estos bornes se conectan todas las masas metálicas de la instalación fotovoltaica.

Este elemento debe de estar provisto de un mecanismo seccionador que permita la desconexión puntual para poder medir la resistencia de puesta a tierra. Hay que destacar que este elemento seccionador se podrá operar y activar mediante el uso de herramientas, no siendo por tanto un problema en la transmisión de la corriente.

Estos bornes deben de tener unas secciones eléctricamente equivalentes a las de los siguientes elementos, los conductores de tierra.

5. Conductor de tierra → Este elemento será el penúltimo elemento de la instalación de puesta a tierra.

   La principal función de este conductor es la de conectar el borne principal de puesta a tierra (el cual, como se acaba de detallar, se encuentra en la superficie) con el electrodo.

   Las secciones de los cables de tierra vienen especificadas en las Instrucciones Técnicas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente en el ITC-BT-18, en la tabla 1.

6. Electrodo de tierra, toma de tierra o pica → Señalar que los electrodos serán el último de los seis elementos de los circuitos de puesta a tierra.

   Es decir, será el final de los circuitos, donde desembocan todas las corrientes para disiparse en la tierra.

   Son elementos o conductores metálicos que están enterrados en el suelo, y por tanto se encuentran en contacto eléctrico con él.

   Su principal función es la de canalizar y disipar en el suelo las corrientes de fuga o las descargas eléctricas que procedan de la instalación.

   Estos conjuntos de conductores conectados pueden estar acompañados de picas o de barras metálicas clavadas al suelo, con la finalidad de mejorar la disipación de la energía.

   Las secciones de los cables de tierra vienen especificadas en las Instrucciones Técnicas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente en el ITC-BT-26, en su apartado 3.4.

10.3. TIPOS DE PUESTAS A TIERRA DEL SISTEMA

10.3.1. PUESTAS A TIERRA 1 y 2 = PUESTA A TIERRA IT

Esta puesta a tierra es lo que se denomina Puesta a tierra de Protección. Este tipo de tierra sigue el esquema IT de puesta a tierra, los elementos del centro de transformación o comúnmente conocida como “puesta a tierra del centro de transformación” no estarán directamente conectados a la tierra.

Sin embargo, los receptores de la instalación sí que estarán directamente conectados a la tierra.

Así, esta es la puesta a tierra la cual tendrá conectada todas aquellas partes metálicas de la instalación que no están normalmente en tensión, pero que sin embargo sí que puedan llegar a estarlo debido a averías en la instalación.

Entre los elementos más destacados de conexión a esta puesta a tierra se encuentran los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, las envolventes metálicas de los inversores, la carcasa del transformador, etc.

Cabe recordar que la protección de este sistema recae sobre un medidor de aislamiento localizado entre el inversor y la tierra, el cual viene incluido ya en el propio inversor.

El esquema que sigue el sistema de tierra IT quedará de la siguiente manera:

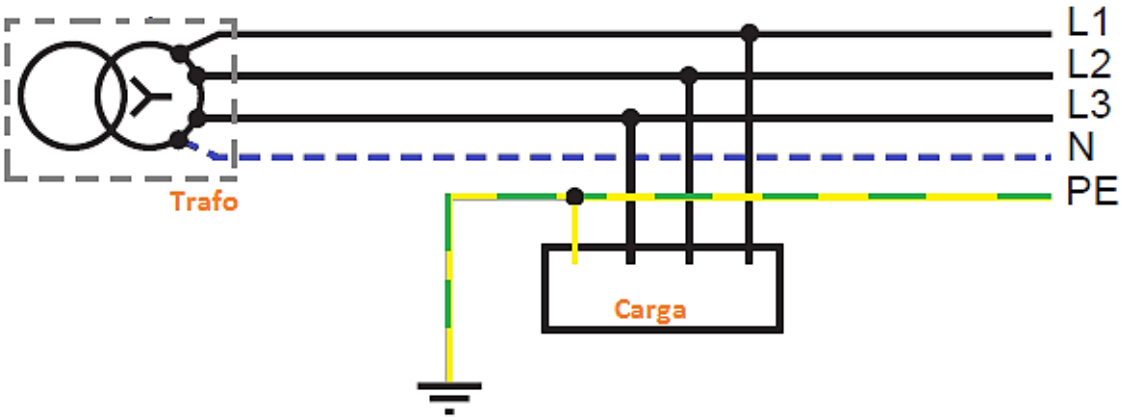


Figura 53: Esquema de la puesta a tierra IT / Fuente: elaboración propia

De este modo se consigue que la intensidad de defecto fase-masa o fase-tierra provoca valores de tensión no peligrosos para el usuario, ya que la corriente no va a ser capaz de cerrar el circuito eléctrico.

PROTECCIONES DEL SISTEMA

Las protecciones que se van a utilizar van a ser dos tipos en función de las funciones de estos:

- Para los contactos indirectos: Interruptor magnetotérmico y vigilante de aislamiento.
- Para las sobreintensidades: Fusibles e interruptores magnetotérmicos

Ante un primer defecto, el interruptor magnetotérmico no va a hacer saltar la instalación. Sin embargo, el vigilante de aislamiento sí que mandará una imagen visual y acústica a modo de aviso para indicar que se ha provocado el primer defecto.

Esto quiere decir que la instalación fotovoltaica podrá seguir trabajando, pero que será de obligado cumplimiento una tarea de mantenimiento para corregir el problema que ha producido que el vigilante de aislamiento saltase.

En el caso de que se produzca un segundo defecto, será ahora sí el conductor de protección o interruptor magnetotérmico el que cerrará el circuito afectado, lo que provocaría un cortocircuito, derivando así la corriente a la puesta a tierra instalada.

10.3.2. PUESTA A TIERRA 3 = PUESTA A TIERRA TN-S

Este tipo de puesta a tierra es la que se denomina Puesta a tierra de Servicios.

Esta puesta a tierra requiere obligatoriamente de un sistema TT o TN, por lo que el sistema IT utilizado en el resto de la instalación no será válido.

En este caso, a esta puesta a tierra se van conectar los elementos del transformador de servicios auxiliares.

Es decir, las envolventes metálicas de los equipos se conectan al neutro de la estrella del transformador de SSAA, constituyendo así el esquema tipo TN-S necesario en este tipo de puesta a tierra de servicios.

11. VELETA Y ANEMÓMETRO

La finalidad de los elementos que se explican en este punto, anemómetro y veleta, es tener constancia de las velocidades y direcciones del viento que ha habido en el lugar de la instalación, con la intención de poder tener constancia de estos valores en un futuro en el hipotético caso de que el viento provoque problemas en la instalación.

Estos valores son importantes ya que la empresa de la instalación puede darles uso, en casos de posibles problemas ocasionados por velocidades de viento anómalas, produciendo problemas en soportes, anclajes, etc.

También pueden ser útiles para su uso en el seguro de la instalación en caso de que exista un viento excesivo que afecte a los componentes que la conforman, como el arrancado de los paneles por efecto de momento de giro.

Tal y como se ha señalado en el punto de "*Estudio de alternativas: Descripción de componentes y equipos*", la opción que finalmente se ha escogido para la instalación es:

Tabla 58: Características de la veleta y anemómetro escogidos / Fuente: elaboración propia

Veleta y anemómetro	
Proveedor	Sensovant
Nombres comerciales	Anemómetro SV-PA2 y veleta SV-PRV
Rango de medida	De 0 a 60 m/s
Umbral	0,5 m/s
Rango de temperatura de trabajo	-30 a +70ºC
Pulsos	2 por rotación

El producto elegido es el que se muestra a continuación en las siguientes fotografías:

Figura 54: Anemómetro y veleta Sensovant / Fuente: Sensovant.com

12. PIRANÓMETROS

El piranómetro tiene como fundamento el efecto fotoeléctrico, el cual se utiliza para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra.

La radiación incide sobre un fotodiodo que es capaz de diferenciar el espectro solar por la frecuencia de la onda electromagnética, y de ese modo, mediante la lectura de voltaje, conocer los datos de radiación.

En el caso de esta instalación, se ha elegido el piranómetro del fabricante SensoVant, cuyas características se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 59: Características del piranómetro elegido/ Fuente: elaboración propia

Características del piranómetro	
Proveedor	**SensoVant**
Tipo de modelo	SR12
Clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO	Clase A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 a +80 ° C
Rango o selectividad espectral	285 a 3000 x 10^{-9} m
Sensibilidad (nominal)	15 x 10^{-6} V/(W/m2)
Sensor de temperatura	Pt100 o 10 kΩ termistor

Las imágenes del producto final escogido son las siguientes:

Figura 55: Detalle de los piranómetros elegidos para la instalación. / Fuente: Sensovant.com

13. CENTRO DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL

La monitorización de plantas como la de este proyecto es un aspecto fundamental, ya que permite gestionar de forma centralizada los diferentes equipos existentes en la instalación, obteniendo información en tiempo real para maximizar la producción del sistema.

Además, esta monitorización y control permite la anticipación de cualquier imprevisto de pueda producirse en la instalación, ya que gracias a los aparatos de medida existentes se pueden prever problemas ocasionados por altas temperaturas, exceso de viento, etc.

De este modo se disminuyen los costes de operación y mantenimiento de los equipos instalados ya que se llevan a cabo actuaciones remotas o programadas como respuesta a los datos recogidos por los aparatos de medida.

Mediante esta constante supervisión se consigue también alargar la vida de los elementos de la instalación, ya que en caso de fallos que vayan surgiendo a lo largo del tiempo se podrá actuar de manera inmediata.

A continuación, se van a detallar las características y propiedades de los elementos que conforman el centro de monitorización de la instalación:

1. ARMARIO DE MEDIDA Y COMUNICACIONES

Este centro se trata de un edificio prefabricado de 10 pies, localizado en el centro de la parcela de la instalación fotovoltaica, junto a la power station, el cual poseerá todos los elementos de la instalación encargados en la monitorización.

Este armario de medida de comunicaciones tiene como principal función la comunicación entre las medidas recogidas por los sistemas de medida y la supervisión del propio centro y equipos de campo de la zona fotovoltaica.

Dichos equipos recopilan información tanto de parámetros eléctricos (mediante los aparatos de medida de los elementos eléctricos de la instalación) como meteorológicos (mediante el anemómetro, veleta, etc.) para la óptima gestión del centro con el fin de obtener el máximo rendimiento.

Desde el armario también se gestionan las comunicaciones por fibra óptica para conectar el inversor con su controlador, conocido como Power Plant Controler (PPC) tal y como se va a detallar en el siguiente punto.

Este armario tiene en su interior, tal y como se ha nombrado anteriormente, una serie de elementos, los cuales se detallan a continuación:

- TCP2RS+ → Este elemento es un equipo de medición que registra los valores de medición de los componentes de medición de la instalación en el punto de conexión y los pone a disposición de la red local a través de Ethernet (transforma concretamente señal RS-232 o RS-485 a Ethernet).

  De este modo, todos los datos sobre la alimentación a la red y la electricidad proveniente de los equipos de medición, así como la generación fotovoltaica por los inversores fotovoltaicos, se pueden comunicar al siguiente nivel con frecuencia y con un alto nivel de precisión.

  Las características de este aparato del armario son las siguientes:

Tabla: 60: Características del TCP2RS+ elegido en la instalación / Fuente: elaboración propia

Características del Energy Meter (nombre comercial TCP2RS+)	
Proveedor	**Circutor**
Tipo de modelo	Conversor de señales RS-485 a señal Ethernet
Protocolos de red	TCP / UDP / MODBUS TCP / HTTP
Velocidad puerto serie	4800...115.200 bps
Configuración	HTTP / JSON / DHTML
Grado de protección	IP20
Temperatura estándar	-10 / 60 °C B
Seguridad	Categoría de instalación Clase III / EN61010
Valor actual del producto (€)	189,50€

La imagen del producto descrito es la siguiente:

Figura 56: Conversor RS-485 a Ethernet escogido / Fuente: Circutor.es

- Conversores fibra óptica y Switch de fibra óptica.

El primero de ellos, conversor de fibra óptica, uno por cada elemento de la instalación, tiene como función el convertir las señales Ethernet a fibra óptica para posteriormente formar parte del anillo de comunicación.

A continuación, se detallan características e imágenes de este elemento:

Tabla: 61: Características del conversor de fibra óptica elegido / Fuente: elaboración propia

Características del Conversor fibra óptica	
Proveedor	**FS.com**
Tipo de modelo	1 x 10GBASE-T RJ45 a 1 x 10GBASE-X Ranuras SFP+
SFP+ Velocidad	10G
Distancia	Hasta 80 km
Tipo de acceso	10G LAN
Temperatura de operación	0°C~+50°C
Tipo de interfaz	RJ45 a/desde SFP+
Energía	AC 100V~240V(O DC 36~72V)
Valor actual del producto (€)	790€

Figura 57: Conversor fibra óptica / Fuente: FS.com

- El segundo de ellos, switch de fibra óptica, único en toda la instalación, tiene como misión el gestionar y agrupar los diferentes conversores de fibra óptica para unirlos en un mismo punto que se conectará a su vez al router final que tendrá conexión a internet.

A continuación, se detallan características e imágenes de este elemento:

Tabla: 62: Características del switch de fibra óptica elegido / Fuente: elaboración propia

Características del Switch de fibra óptica	
Proveedor	**FS.com**
Tipo de modelo	20x 1GB SFP, 4 Combo SFP y 4 10GB SFP+ Puertos
Switch Puertos	TCP / UDP / MODBUS TCP / HTTP
Tabla de direcciones MAC	16K
Jumbo Frames	9KB
Memoria de flash	64 MB
Capacidad de switching	128Gbps
Máx. Potencia	43W
Valor actual del producto (€)	2540€

Figura 58: Switch fibra óptica / Fuente: FS.com

- ROUTER CENTRAL → Será el elemento al que se conecte el Switch central explicado anteriormente. Así, el router será el aparato electrónico que servirá de conexión entre la planta fotovoltaica y el centro de mando de monitorización externo de SMA.

  En esta instalación se ha estimado la colocación de un router con entrada de fibra óptica. Sin embargo, será la empresa encargada de la comunicación en la zona la que aportará las características del router necesario que se necesite en el presente proyecto.

- RACK DE INTERNET → Es un compartimento que se encargará de recoger en un solo lugar todos los elementos electrónicos detallados anteriormente, como lo son el conversor de fibra óptica, el Switch central de la instalación, el router central, etc.

Así, y en el caso de la instalación fotovoltaica del presente proyecto, todos los elementos necesarios explicados anteriormente se encontrarán en este “rack de internet”.

Rack es un término inglés que se emplea para nombrar a la estructura que permite sostener o albergar un dispositivo tecnológico.

Se trata de un armazón metálico que sirve para alojar el ordenador del SCADA, un router y la conexión a internet y accesorios necesarios para que los encargados de la monitorización lleven a cabo su cometido.

Tabla: 63: Características del Rack de internet elegido / Fuente: elaboración propia

Características del Rack de internet	
Proveedor	**OEM, Mano a mano**
Tipo de modelo	Armario rack mural 19 de 12U
Color del producto	Negro
Material	Acero
Ventilación	Hasta dos ventiladores de 12 cm en el panel superior.
Puerta	De cristal con cerradura y llave
Dimensiones	60 (ancho) x45 (fondo) 64 (alto) cm
Valor actual del producto (€)	154€

La imagen del producto se muestra a continuación:

Figura 59: Armario rack mural 19 de 12U / Fuente: Mano a mano

- CONTADOR → El contador es un elemento fundamental en la instalación, ya que va a hacer el papel de intermediario entre la compañía eléctrica y la instalación fotovoltaica.

Así, el contador tiene como función indicar a la compañía eléctrica cuánta energía se está generando en la instalación fotovoltaica y que por tanto irá a parar a su red.

Es decir, cuánto dinero tendrá que pagar la empresa eléctrica (Iberdrola en este caso) a la empresa de la instalación fotovoltaica por la compra de esa energía generada.

En el caso de la instalación actual, se dispondrá de un contador trifásico de energía activa y reactiva, bidireccional con tarificador. Esto quiere decir que cuenta las energías en diferentes tarifas seleccionables.

Tabla: 64: Características del contador elegido / Fuente: elaboración propia

Características del Contador	
Proveedor	**Circutor**
Tipo de modelo	CIRWATT B 410T
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V - 3 x 63,5 (110) V
Consumo	< 2 W; < 10 V·A
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Rango de temperatura de trabajo	-40 ... +70 ºC
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min
Tipo de display	LCD
Dimensiones (cm)	17,2 (ancho) x 6,7 (fondo) 20,5 (alto)
Valor actual del producto (€)	940,37€

A continuación, se detalla en imagen el contador seleccionado:

Figura 60: contador / Fuente: Circutor.es

Según establece la normativa de IBERDROLA, el armario contenedor del contador detallado anteriormente debe de tener unas dimensiones mínimas de 750x500x300 milímetros, en concordancia a su vez con la UNE EN 60439-1 y 5.

Así, el armario seleccionado para la incorporación del contador será el siguiente:

Tabla: 65: Características del armario contador elegido / Fuente: elaboración propia

Características del armario del contador	
Proveedor	**Grupe Cahors**
Tipo de modelo	CMAT-3
Seguridad de la puerta	Maneta giratoria con cerradura de triple acción con llave normalizada HC.
Ventilación	Tejadillo autoventilado de poliéster reforzado con fibra de vidrio, con rejilla antiinsectos.
Dimensiones (cm)	53,4 (ancho) x 33,8 (fondo) 75 (alto)
Valor actual del producto (€)	(Estará incluido en el precio del contador)

El armario del contador se muestra a continuación:

Figura 61: Caja para el contador / Fuente: Grupe Cahors

2. PPC = POWER PLANT CONTROLLER

Es la herramienta de control para la regulación de la potencia de la planta.

Este elemento recibe medidas y órdenes e interactúa con los inversores instalados en la power station de la instalación fotovoltaica.

De esta manera se cumplirán las exigencias de la compañía eléctrica, modulando la inyección de energía a la red.

De esta manera se asegura una integración segura de las grandes centrales fotovoltaicas en las redes de suministro, evitando así sobretensiones o sobrecargas en las redes de inyección de las compañías eléctricas, en este caso IBERDROLA S.A.U.

Las características del PPC escogido para la instalación del presente proyecto se detallan a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 66: Características de la power plant controller elegida en la instalación

Fuente: elaboración propia

Características de la Power Plant Controller	
Proveedor	**SMA**
Regulación	Regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección
Comunicación de la instalación con el operador de red, SCADA y los inversores	Limitación de las oscilaciones de potencia causadas, por ejemplo, por un fuerte aumento de la intensidad de la irradiación solar
Tabla de direcciones MAC	2 conexiones ethernet separadas con conmutadores integrados para comunicación externa; 10 BASE-T y 100 BASE-T(X)
Protocolos de comunicación	Modbus/TCP, Modbus/UDP, servidor de FTP, opcional: IEC 61850, IEC 60 870-5-101/ -104, DNP 3
Entradas analógicas	De 4 mA a 20 mA – de 10 V a +10 V
Entradas digitales	24 V CC
Salidas analógicas	De 4 mA a 20 mA
Salidas digitales	250 V CA o 30 V CC, 5 A
CPU	Potente PLC (en configuración redundante)
Dimensiones	720/1125/325 mm
Valor actual del producto (€)	354€

La imagen del aparato escogido se muestra a continuación:

Figura 62: Power Plant Controller SMA / Fuente: SMA.de

Hay que destacar que tanto la PPC como los componentes (y sus correspondientes señales) del armario de medida y comunicaciones detallado en el punto anterior están todos ellos dentro de un anillo de Fibra óptica.

A través del anillo, se envía toda la información recogida en la instalación fotovoltaica hacia el centro de monitorización externo y remoto de SMA.

De esta manera se enviará una visión global y detallada al centro de control contratado, siendo este externo a la instalación.

Este centro de control se detalla a continuación.

3. CENTRO DE CONTROL

El centro de control será el centro de supervisión superior de SMA. Este centro de control se encuentra ubicado fuera de la planta y tiene como principal función la supervisión externa del sistema. Este trabajo estará realizado por la empresa SMA, los cuales desde su oficina central controlarán los movimientos y posibles fallos de la instalación fotovoltaica.

Así, SMA se encargará de comprobar el estado de las protecciones de MT, contadores MT y alarmas u otras señales que cumplan con los requerimientos para ser integradas.

Para poder realizar estas comprobaciones, la instalación fotovoltaica, tal y como se ha detallado en el apartado anterior, tiene que tener un router VPN facilitado por la empresa telefónica correspondiente, el cual servirá como intermediario entre la instalación fotovoltaica y la empresa que controle la instalación desde la distancia (SMA en este caso).

En el momento en el que, gracias al router, la empresa SMA reciban los datos de la instalación fotovoltaica del presente proyecto, serán los operarios del centro de monitorización de SMA los que se encarguen de estudiar los datos que les llegue desde la instalación fotovoltaica, y los que deberán de actuar en consecuencia según la naturaleza de estos datos.

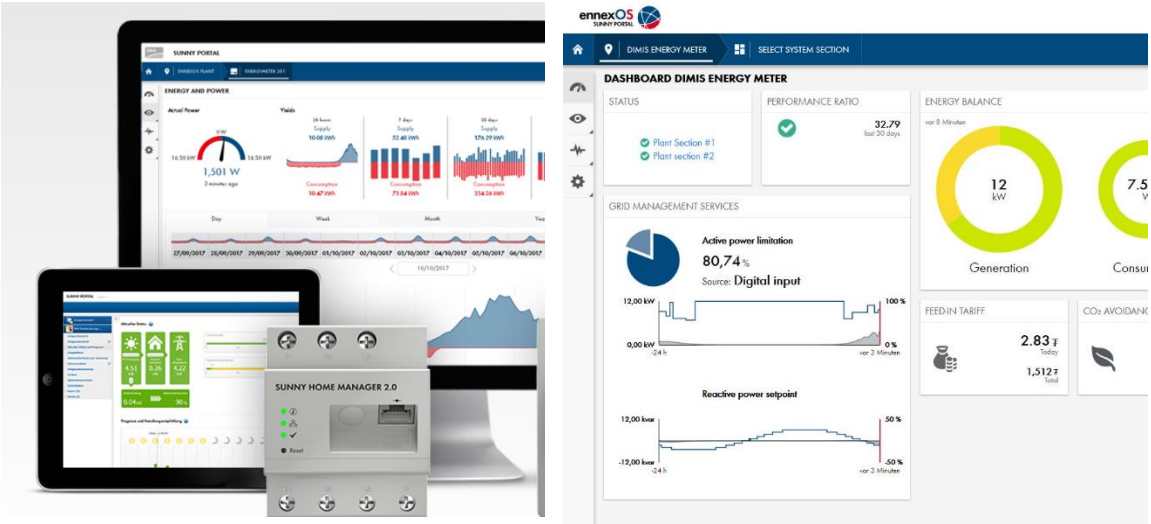


Figura 63: Monitorización y programa SCADA de SMA / Fuente: SMA.de

14. VALLADO

El vallado de la instalación tiene el simple objetivo de servir como sistema de seguridad. De este modo se pretende que la entrada a la instalación sea, cuanto menos, complicada, evitando así que se puedan producir posibles robos, destrozo de materiales, entrada de animales, etc.

Para la elección del vallado de la parcela es necesario cumplir lo referente a la norma MIE RAT-15, que habla sobre instalaciones de exterior.

Esta normativa obliga a instalar un vallado metálico de altura superior a 2 m medida desde el exterior de la instalación, el cual se anclará al terreno mediante la introducción de los postes en hormigón e introducidos en el terreno una profundidad de 0,45 m.

14.1. SEÑALIZACIÓN EN EL VALLADO

En este tipo de instalaciones eléctricas es necesario, según establece el reglamento, la fijación de las correspondientes señales de advertencia de peligro por alta tensión en cada una de sus orientaciones.

Además, mientras se producen labores de obras o de mantenimiento se colocarán otros carteles informativos, tal y como se explica en el punto *Anejo V Estudio Básico de Seguridad y Salud*.

14.2. CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA

La malla a utilizar en esta instalación es una malla en forma de rombo, cuyos alambres aparecen entre lazados entre sí. A esta malla se le conoce como malla de simple torsión.

Está fabricada en alambre galvanizado de bajo contenido en carbono, con un proceso de galvanizado que el confiere una gran resistencia a la oxidación, lo cual permite que este vallado pueda permanecer más años en sus condiciones óptimas.

Este tipo de vallas se presentan en rollos de 25 metros, tal y como se ha resumido en la tabla del apartado *Estudio de alternativas: Descripción de componentes y equipos*. Estos rollos se venderán compactados, con un alambre en su interior que facilitará su desenrollo y por tanto las labores de instalación del mismo.

Desde el punto de vista físico del vallado, hay que señalar que los alambres del vallado tienen una resistencia mínima de 50 Kg/mm2. Por último, cabe destacar que los materiales utilizados en el vallado siguen las indicaciones de la Norma UNE-En 10218-2.

Así, en la siguiente tabla se resume la opción final elegida:

Tabla 67: Características de la malla elegida / Fuente: elaboración propia

Proveedor	**Incafe2000**
Altura del cercado (cm)	2000
Tipo de malla	50/14
Luz de malla	50
Diámetro de alambre (mm)	2,20
Peso (km/m2)	1,70 aprox
Longitud de cada rollo (m)	25

Se adjunta a continuación una fotografía de la malla elegida:

Figura 64: Malla enrejado simple torsión galvanizada 50/14 2m elegida.

Fuente: www.incafe2000.com

14.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES

Se utilizará un poste redondo galvanizado de 48mm curvo, de 1.2/1.5mm de espesor.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Las características técnicas de los postes de la instalación serán las siguientes:

- Poste conformado en frío con chapa galvanizada sendzimir de 48mm x 2,20mm.
- Pestaña con taladro para proporcionar la mayor rigidez y agujeros para pasar el alambre.
- Cierre superior del poste con tapa metálica.
- Garras de inserción para su cimentación que abren con facilidad.
- Los postes se pueden servir galvanizados sendzimir o con terminación en pintura de poliéster mediante plastificación por fosfatación y posterior polimerizado.
- La unidad de venta al público de los postes y de las abrazaderas es por unidades.

TIPOS DE POSTES A UTILIZAR:

Dentro de los postes, no todos tienen ni la misma forma, ni la misma función dentro del vallado de la instalación. Los tipos de postes a instalar serán:

- Postes redondos o de alineación → Estos son los postes que se colocarán en los tramos rectos del vallado, situados entre los postes de arranque o final.

Estos van colocados cada 4m, que será la distancia de separación entre postes.

- Postes de arranque o final → Estos serán los postes donde terminan o empiezan los royos de vallado que se habrán comprado con anterioridad. Por ello, serán los postes donde se atornillarán el principio y el fin de las mayas.

Este tipo de poste contiene una pletina, con una altura similar al vallado, para permitirnos fijar la valla a ellos.

- Postes esquina → Este tipo de vallado es fundamental para realizar los cerramientos cuadrados o rectangulares. Así, estos permiten un giro en el vallado de 90º.

Destacar que para que estos postes tengan un correcto apoyo se utilizan dos tornapuntas, los cuales se atornillarán debidamente a él.

- Postes de refuerzo → la finalidad de estos postes, tal y como indica su propio nombre, es la de reforzar la estructura del vallado en tramos lineales de más de 40 metros.

Como último elemento, pero no menos importante, hay que tener también en cuenta el alambre galvanizado, cuya función es la de sujetar y dar más fijación a nuestro vallado de simple torsión.

Estos alambres deben ser de 2.60mm de diámetro e irán enganchados a cada uno de los postes de nuestra valla.

A continuación, se muestra dos imágenes con el tipo de vallado elegido, sirviendo de ejemplo para comprender los postes que se adquirirán del distribuidor elegido:

Figura 65: ejemplo de tipos de postes de malla de simple torsión según su posición

Fuente: www.comercturro.com

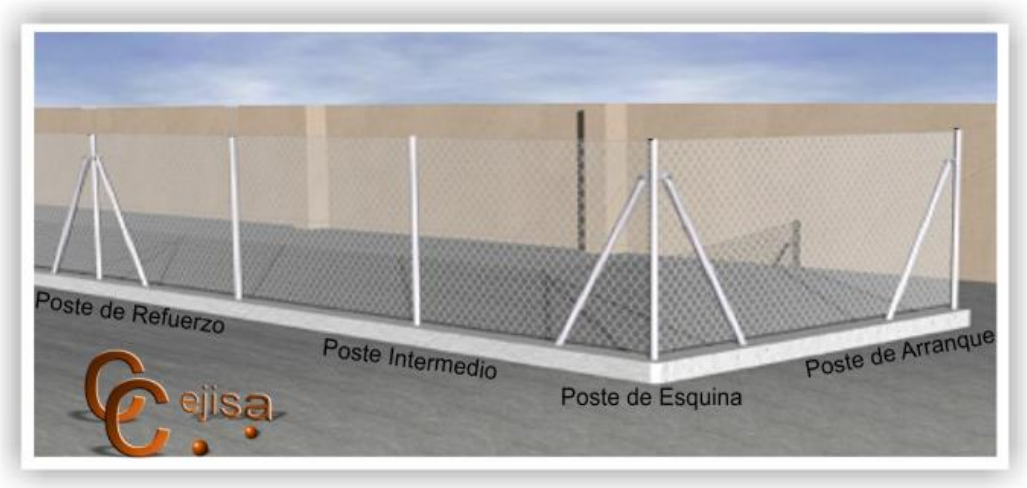


Figura 66: Ejemplo del vallado escogido para la instalación.

Fuente: www.cerrajeríacejisa.es

14.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS PUERTAS

La puerta de la instalación también forma un papel importante en la instalación. Servirá de entrada y de salida a todos los coches o maquinaria que necesiten acceder a la instalación.

Hay que destacar que la puerta debe de tener señalización de peligro y demás, como se señalará en el apartado de *Estudio Básico de Seguridad y Salud*.

Además, se advertirá de la presencia de cámaras de videovigilancia en la instalación.

Finalmente, la opción escogida para la instalación será:

Tabla 68: Características de la puerta elegida / Fuente: elaboración propia

Proveedor	**Cerramientos Justi**
Medida de la puerta (alto x ancho)	2m x 6m
Color	Galvanizado
Tipo del enrejado utilizado en la puerta	Panel rígido de malla electrosoldada lisa
Sistema de cierre	Tipo pasador para asegurarlo con candado
Número de hojas	2
Luz de malla	150 x 50 mm

Esta puerta elegida, tendrá el siguiente aspecto:

Figura 67: Puerta de doble hoja elegida / Fuente: www.cercadosypuertas.com

15. CÁMARAS DE SEGURIDAD

El papel fundamental de seguridad que tiene la cámara de seguridad y sus componentes en la instalación requiere que la elección de la cámara sea adecuada.

Así, se ha optado por la opción, además de más económica, de mayor calidad de grabación de vídeo y de distancia de grabación con video grabador de cuatro canales, lo cual hace que sea un producto idóneo para instalaciones de grandes superficies como la de este proyecto.

Así, las características más detalladas del sistema de seguridad elegido son:

Tabla 69: Características del sistema de seguridad elegido / Fuente: elaboración propia

Características del sistema de seguridad	
Proveedor	**Cámaras de vigilancia 24**
Tipo de cámara	Cámara bullet exterior
Número de cámaras en el kit	2 cámaras
Características de la grabación	Grabación de vídeo
Calidad	Resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros.
Características más destacadas	Acceso desde el móvil, PC o Tablet, incluyendo un disco duro 1 TB especial para video-vigilancia
Precio actual de producto (€)	218,64 €

El tipo de cámaras elegido es el siguiente:

Figura 68: Detalle de cámara térmica a instalar en la instalación. / Fuente: Hoja de especificaciones cámaras de vigilancia 24

Además, hay que destacar que la compra de estas cámaras incluye también carteles informativos de la existencia de estas cámaras en la instalación, además de los inversores y los cables de alimentación necesarios para el funcionamiento de las cámaras.

16. SISTEMAS Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

La instalación, tal y como se puede apreciar en el plano 10 del *Documento Nº2 Planos,* posee una serie de elementos de seguridad repartidos por la instalación fotovoltaica, a fin de que dichos componentes no se vean afectados ante posibles fallos de aislamiento en el sistema. Hay que destacar que los elementos de seguridad que se detallan a continuación son elementos que el fabricante de cada uno de ellos ha introducido en sus productos, y que por tanto son dispositivos que ya vienen determinados y calculados de serie.

Por ello, en el presente apartado lo que se pretende es explicar la función de cada uno de ellos, y la importancia que estos tienen en el conjunto del esquema unifilar de la instalación.

1. CAJAS DE COMBINACIÓN

Las cajas de combinación están protegidas por diversos elementos de seguridad, que evitarán daños a los módulos fotovoltaicos. Estos elementos de seguridad tienen una gran importancia en la elección de las cajas de combinación, ya que determinarán un factor de seguridad fundamental en la instalación. Estos elementos serán:

a) Fusibles → Las entradas a la caja van protegidas en primera instancia con fusibles, cuya principal función no es, como es costumbre en estos elementos de protección proteger contra los circuitos. Esto es debido a que la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos es similar a la corriente de máxima potencia. Así, si un string se cortocircuita, no llegará a producir corrientes peligrosas.

   Así, la principal función de los fusibles en las cajas de combinación es proteger a los paneles fotovoltaicos cuando estos, debido a una avería, actúan como consumidores de energía en lugar de generadores, pasando por ellos una corriente inversa, produciéndose calentamientos que pueden producir daños irreparables a los módulos fotovoltaicos.

b) Interruptor-Seccionador → También es conocido como interruptor de corte de salida. Este dispositivo tiene que ser capaz de aguantar la corriente de salida de las cajas de combinación, que en el caso del presente proyecto es de 144,8A (16*9,05A = 144,8A). por lo tanto, el dispositivo de corte de salida tiene que ser capaz de soportar esta intensidad.

c) Protecciones contra sobretensiones → El protector de sobretensión tiene como básica función el regular el voltaje que pasa por él hacia otro dispositivo electrónico, bloqueando el flujo eléctrico y enviando a tierra voltajes en el caso de que se sobrepasen umbrales seguros para la instalación. De esta manera protegerá a los dispositivos electrónicos aguas abajo contra los posibles picos de tensión que puedan aparecer.

En el caso del presente proyecto, las cajas de combinación seleccionadas (SMA DC-CMB-U15-16) traen de serie los tres elementos comentados anteriormente.

2. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN QUE APARECEN INCORPORADOS EN LA POWER STATION

En la power station de la instalación fotovoltaica del presente proyecto, además de los elementos detallados que aparecen en las cajas de combinación de SMA explicados en el punto anterior, aparecen otros elementos de protección, los cuales son:

a) VIGILANTE DE AISLAMIENTO

Con la configuración IT establecida en los sistemas de puesta a tierra 1 y 2, es necesario, tal y como se ha comentado anteriormente, el uso de vigilantes de aislamiento.

En el esquema IT utilizado, ante un primer fallo de aislamiento del sistema, no se producirán diferencias de potencial entre distintas masas de la instalación y la puesta a tierra. De este modo no saltarán los elementos de protección instalados en el parque fotovoltaico, y por lo tanto se asegurará la continuidad de la actividad.

Sin embargo, un segundo fallo de aislamiento sí que provocará circulaciones de corriente y por tanto posibles diferencias de potenciales entre las masas de la instalación y la tierra, situación de naturaleza peligrosa para los operarios. Será en este segundo caso cuando sí que sea necesario desconectar la parte de la instalación afectada y que la corriente de defecto circule por la puesta a tierra.

Bajo estas condiciones, es necesario la instalación de un elemento que sea capaz de referenciar respecto a tierra las tensiones de los terminales activos de los generadores fotovoltaicos en un primer fallo de aislamiento, manteniendo el suministro ya que no se producen diferencias de potenciales peligrosos, y que sea capaz a su vez de actuar desconectando la parte de la instalación determinada en el segundo de los fallos de aislamiento comentados.

Esta función la realizará el vigilante de aislamiento, cuya función es detectar el primer fallo que se produzca, y actuar desconectando esa parte de la instalación. Hay que destacar que, para obtener las medidas de los fallos de aislamiento comentados, es necesario conectar el dispositivo entre el sistema IT y el conductor de puesta a tierra.

Así, se ha optado por colocar un vigilante de aislamiento por cada uno de los dos inversores utilizados. Esto supone que deberá existir un elemento de corte (interruptor de corte) en la entrada del inversor, que deje aislada toda la parte de continua asociada al mismo.

Estos elementos de protección los incorporan los inversores de SMA que conforman la power station colocada en la presente instalación fotovoltaica.

b) INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

La principal función del interruptor automático instalado es la de proteger al cable contra los efectos térmicos del cortocircuito.

La diferencia con los interruptores de corte o interruptores-seccionadores que se han explicado anteriormente, es que estos equipos son capaces de desconectar la instalación de la red cuando la tensión supera un valor establecido, pero a su vez son capaces de volver a conectar automáticamente el circuito cuando la tensión vuelve a establecerse por debajo de ese umbral y permanece durante un tiempo específico

Este tipo de elementos de protección se localizarán tras los inversores de la power station, y serán dispositivos de protección instalados de serie dentro de la power station.

c) CELDAS DE LA POWER STATION

- Celdas de línea: La paramenta que la forma está destinada sólo a maniobra y no a la protección. Están equipadas con un interruptor o un interruptor-seccionador. Así, mediante un interruptor-seccionador, podremos decir si abre o cierra para conectarlo a una línea del otro lado.

- Celdas de medida: Hay una por transformador con el fin de que, a partir de aquí, toda la energía que pase por el contador deberá notificarse a la compañía eléctrica, en este caso IBERDROLA S.A.U. En su interior alberga, normalmente, un transformador de tensión y otro de intensidad, que reducen respectivamente los valores de tensión e intensidad hasta valores aptos para los equipos de medida

Estas celdas también estarán incluidas en la power station instalada en el parque fotovoltaico del presente proyecto, estando por tanto predeterminadas de fábrica por la empresa SMA.

1. DOCUMENTO Nº1

ANEJO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTUDIO DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

ÍNDICE

1. INGRESOS POR LA VENTA DE LA ENERGÍA GENERADA
2. ESTUDIO DE LOS GASTOS O PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN
3. ESTUDIO DE LA INVERSIÓN: TR, VAN Y TIR
4. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: PAYBACK

1. INGRESOS POR LA VENTA DE LA ENERGÍA GENERADA

1.1. ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR LA INSTALACIÓN

La energía anual producida por la instalación es el parámetro fundamental a tener en cuenta en el estudio de la viabilidad y rentabilidad de la instalación, ya que será la fuente de ingresos que cualquier instalación fotovoltaica puede tener.

La venta e inyección de la energía generada en la instalación a la empresa IBERDROLA S.A.U., generará unos ingresos anuales para la instalación fotovoltaica. Estos ingresos dependen de forma directa de la cantidad de MW que se produzcan en el campo fotovoltaico, así como del precio del MW en el periodo de venta determinado.

Para poder calcular, de forma teórica pero orientativa, la cantidad de MW que se van a generar en la instalación fotovoltaica, se han hecho dos estudios diferentes, uno con un programa distinto al anterior.

Estos programas tienen la finalidad de, una vez introducidos una serie de valores como insolación y temperatura del lugar, o marca y características de los paneles escogidos, calcular los MW que se van a generar en la instalación, en unas condiciones normales de insolación y de Tª, así como de actuación de los paneles.

Los nombres de estos dos programas son:

1. PVGIS → Este programa es un software de público desarrollado por la unión europea, el cual tiene la finalidad de proporcionar los kW o MW de energía que una instalación fotovoltaica cualquiera puede llegar a generar con una serie de características y parámetros introducidos.

Figura 69: Página web principal del programa online PVGIS / Fuente: PVGIS.com

2. PVSYST → Este es un programa es la versión de pago del PVGIS, ya que en este caso se trata de un programa software privado, y no es una página web de uso público como en el caso anterior.

Figura 70: Software para ordenador PVSYST / Fuente: PVSYST.com

El resultado de los dos estudios realizados con cada uno de los programas es:

1.1.1. ENERGÍA GENERADA SEGÚN EL PROGRAMA PVGIS

Tras completar todas las incógnitas que el programa pregunta para poder realizar su estudio energético, el resultado será el que aparece en la siguiente tabla:

Tabla 70: Valores obtenidos para el campo fotovoltaico del presente proyecto / Fuente: PVGIS

ENTRADAS PROPORCIONADAS	VALORES
Ubicación [Lat / Lon] :	41.581, -3.031
Horizonte :	Calculado
Base de datos utilizada :	PVGIS-CMSAF
Tecnología fotovoltaica :	Silicio cristalino
Instalación fotovoltaica [kWp]:	6504.96
Pérdida del sistema [%]:	14
Ángulo de inclinación:	30
Ángulo de acimut:	0
Producción anual de energía fotovoltaica [kWh]:	9620000
Irradiación anual en el plano [kWh / m 2]:	1870
Variabilidad año a año [kWh]:	247000.00
Ángulo de incidencia [%]:	-2.7
Efectos espectrales [%]:	0.6
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.2
Pérdida total [%]:	-21.1

Tal y como se puede observar en la tabla obtenida del estudio realizado con PVGIS, la producción anual de energía fotovoltaica generada por la instalación del presente proyecto ha sido de 9,620 MW.

Hay que destacar que PVGIS también proporciona un gráfico de la producción de la energía generada en la instalación, desglosada por los meses del año. Esta es:

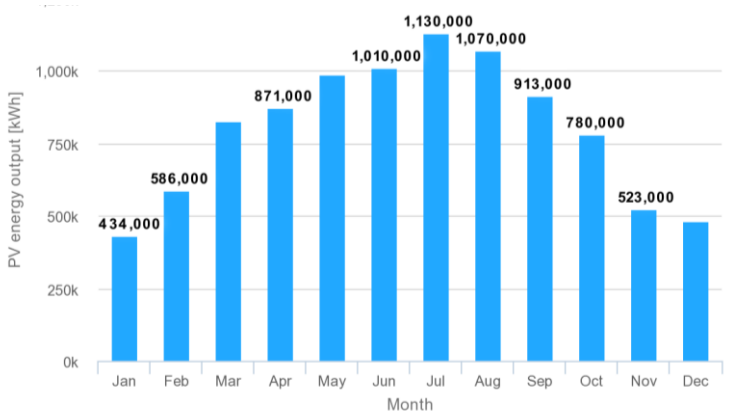


Figura 71: Generación de kW por la instalación fotovoltaica de estudio / Fuente: PVGIS

Como se puede observar, los meses de mayor producción serán los meses de verano, consiguiendo el pico de producción energética en el mes de Julio.

1.1.2. ENERGÍA GENERADA SEGÚN EL PROGRAMA PVSYST

En este programa se tienen en cuenta los datos sobre insolación y temperatura en la ubicación indicada, tal y como en el caso del programa anterior.

Sin embargo, este programa realiza el estudio con más detalle que el anterior, ya que además de los valores comentados anteriormente, este programa necesita valores de los inversores, transformadores, número de paneles que conforman los strings, potencia de los módulos fotovoltaicos (y no solo la tecnología fotovoltaica de estos como en el caso anterior), etc.

El estudio de la generación de energía de la instalación quedará:

Sitio geográfico	**El Burgo de Osma**		**País**	**España**
Ubicación	Latitud	41.59° N	Longitud	-3.07° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	914 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	**El Burgo de Osma**	Meteonorm 7.2 (2000-2009), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación :	**Nueva variante de simulación**			
	Fecha de simulación	25/06/19 15h50		
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	**No hay escenario 3D, no hay sombreados**		
Orientación plano captador	Inclinación	30°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sin sombreado			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV				
Módulo FV	Not Specified	Modelo	**A-330P**	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Atersa	
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo 704 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	19712	Pnom unitaria 330 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	**6505 kWp**	En cond. de funciona. 5975 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1001 V	I mpp 5969 A
Superficie total		Superficie módulos	**38347 m²**	Superficie célula 34545 m²
Inversor		Modelo	**Sunny Central 2750-EV**	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	SMA	
Características		Voltaje de funcionam.	875-1425 V	Pnom unitaria 2750 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	2 unidades	Potencia total 5500 kWac
				Relación Pnom 1.18

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**No hay escenario 3D, no hay sombreados**		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	A-330P	Pnom	330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	19712	Pnom total	**6505 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Central 2750-EV	Pnom	2750 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total	**5500 kW ac**
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Figura 72: Parámetros obtenidos con la simulación / Fuente: PVSYST

En la imagen se muestran todos los diferentes parámetros que el programa necesita para poder realizar el cálculo de los MW generados, siendo más conciso que PVGIS.

Una vez determinados e introducidos los valores y características de módulos fotovoltaicos, inversores, transformador, etc. el programa genera una producción de energía esperada. Así:

Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	**Energía producida**	**10436 MWh/año**	Produc. específica	1604 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	83.22 %		

Figura 73: Resultados principales de la simulación del programa / Fuente: PVSYST

Tal y como se puede observar, la energía producida anual se estimará en 10436 kWh.

Además de los valores de la producción total de energía prevista en la instalación, este programa también informa de las producciones normalizadas, así como del índice de rendimiento que tendrá la explotación anualmente. Así:

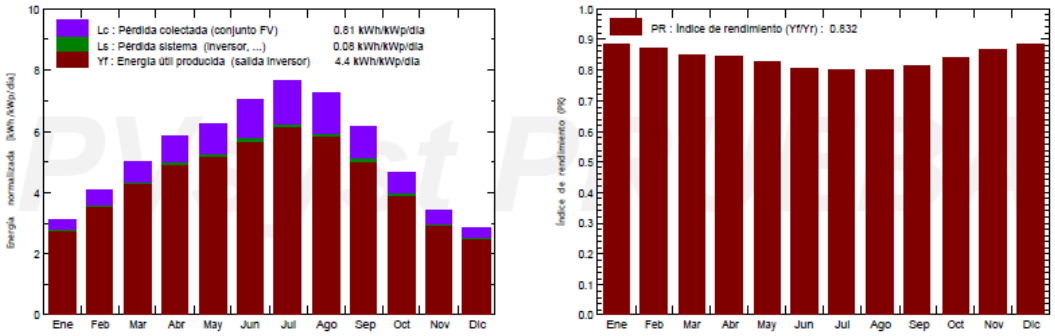


Figura 74: Producciones esperadas e índice de rendimiento en función del mes del año

Fuente: PVSYST

En el gráfico de la producción esperada (izquierda), se pueden observar tres parámetros diferentes:

- Pérdida colectada (conjunto FV) → Este primer parámetro hace referencia a las pérdidas que se producen en el conjunto de los módulos fotovoltaicos, cajas de combinación, etc, debido a pérdidas en el cableado, suciedad en los módulos que reduce la eficiencia de estos, entre otros.
- Pérdida sistema (inversor, ...) → Estas pérdidas harán referencia a las eficiencias del inversor, transformador, y las pérdidas de energía que se producen en estos debido a los cambios eléctricos (CC CA, BT MT) que se producen en estos.
- Energía útil producida (salida inversor) → Este tercer parámetro será el más importante a tener en cuenta, ya que establecerá los kW de energía que se podrán vender a la compañía eléctrica.

PVSYST también proporciona al usuario todos aquellos valores detallados mediante los cuales el programa ha realizado los dos gráficos de barras explicados en la página anterior. Estos son los que vienen desplegados en la siguiente tabla. Así:

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	58.1	25.53	3.62	96.0	93.3	562	552	0.884
Febrero	78.5	32.20	5.19	113.6	110.6	656	644	0.872
Marzo	123.6	48.87	8.44	156.5	152.3	883	867	0.852
Abril	160.4	70.07	10.19	175.1	169.6	979	962	0.844
Mayo	195.0	71.46	14.69	193.4	187.4	1060	1041	0.828
Junio	222.2	68.13	19.75	210.9	204.4	1128	1108	0.808
Julio	244.0	56.83	21.81	237.8	230.7	1257	1235	0.798
Agosto	211.3	48.05	21.45	225.2	219.0	1193	1172	0.800
Septiembre	151.9	51.35	17.36	184.6	179.4	997	980	0.816
Octubre	102.6	36.26	12.91	144.5	140.8	806	792	0.842
Noviembre	63.9	26.38	6.87	101.8	99.1	585	575	0.867
Diciembre	52.0	25.47	4.04	88.3	85.8	518	508	0.884
Año	1663.4	560.60	12.24	1927.6	1872.5	10625	10436	0.832

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

Figura 75: Balance y resultados de la instalación fotovoltaica estudiada / Fuente: PVSYST

Los valores energéticos que aparecen en las últimas columnas de la derecha, se han obtenido gracias a los valores de irradiaciones globales y difusas, temperaturas ambientes, etc. que aparecen en las primeras columnas, pudiendo así realizar los gráficos de la página anterior.

Además, este software también permite el estudio del diagrama diario de estudio entrada y salida. Este gráfico muestra la energía producida por la instalación en relación con la energía incidente del sol siendo cada punto los datos de un día del año.

Se puede observar a simple vista que la mayor concentración de los puntos se encuentra en tonro a los 8 kWh/m2*día y los 45000 kWh/día.

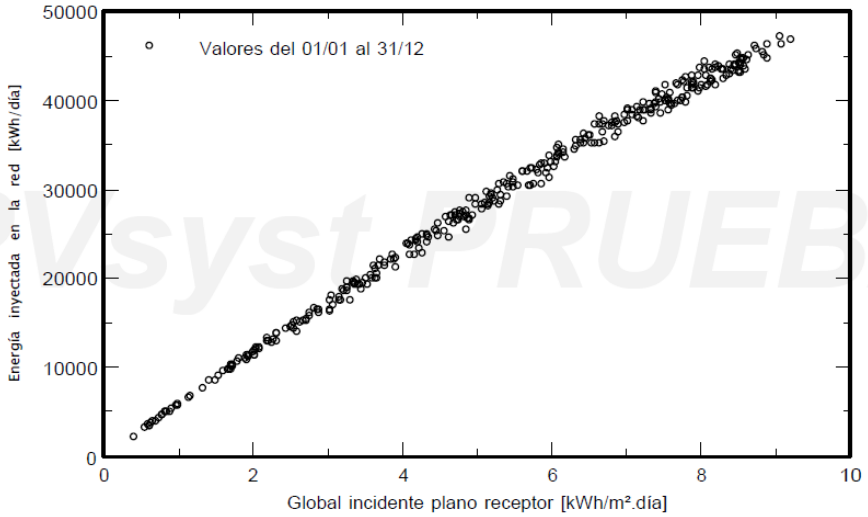


Figura 76: Diagrama de entrada y salida diaria / Fuente: PVSYST

También se detallan las pérdidas de energía que el programa determina que pueden aparecer en la instalación fotovoltaica.

Estas pérdidas aparecen de forma inevitable por tratarse de una instalación fotovoltaica. Y es que las pérdidas en los procesos de transformación energética, así como pérdidas por temperatura o por eficiencia de los elementos que constituyen la instalación son intrínsecas a estos, y por tanto inevitables.

Las pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación (por la inclinación y orientación de los paneles principalmente), pérdidas en el generador (temperatura, impedancia de los cables…) y, por último, las pérdidas en el sistema de acumulación.

Estas pérdidas se reflejan en el siguiente gráfico:

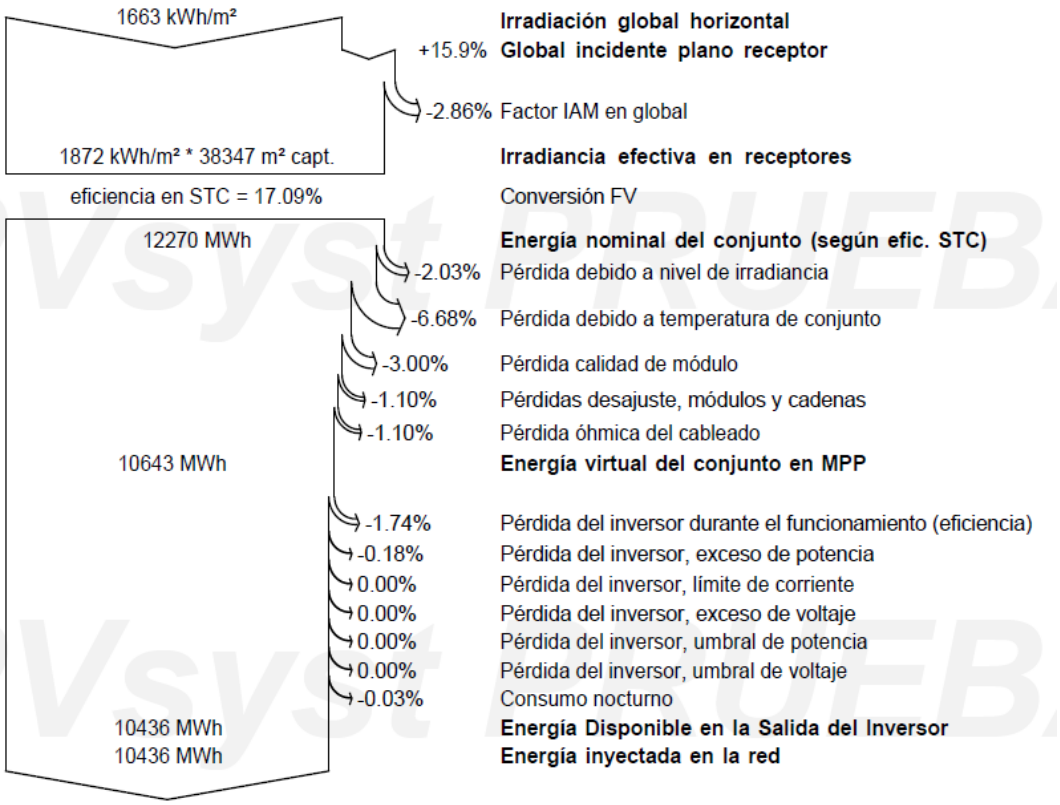


Figura 77: Diagrama de pérdidas durante todo el año / Fuente: PVSYST

Tal y como se puede observar, las mayores pérdidas que se producirán en la instalación del presente proyecto son las pérdidas debido a la temperatura del conjunto. Hay que destacar que estas pérdidas suelen ser las mayores en las instalaciones fotovoltaicas, por lo que no supone un dato preocupante para la eficiencia de la instalación.

1.2. INGRESOS POR LA VENTA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

En el presente apartado se van a calcular los ingresos que se van a obtener de la instalación fotovoltaica a lo largo de los años de su vida útil.

Para el cálculo de estos ingresos, es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Pérdida de la eficiencia en los paneles → Los paneles fotovoltaicos pierden eficiencia con el paso de los años. Esto provoca que la energía útil que se puede extraer de estos vaya reduciéndose según pasan los años. Por ello, en la siguiente tabla se han aplicado esa pérdida de eficiencia.
- Pérdidas de producción por eficiencia → Este valor está directamente relacionado con el anterior, y se define como la energía que se ha dejado de generar debido a que el panel ha perdido eficiencia. A mayor pérdida de eficiencia, mayores pérdidas, o lo que es lo mismo, menor energía generada.
- Producción → Esta columna hace referencia a la producción, medida en MWh, que cada panel genera cada año.
- Precio → Será el precio al que se pague el MWh generado. Este precio se ha calculado, tal y como indica el RD 413/2014 mediante la media aritmética de un periodo de 5 meses anterior al incio del semiperiodo para el que se estima el precio de mercado. Esto será:

Tabla 71: Cálculo del precio medio por MWh / Fuente: Elaboración propia

	Precio MWh 5 meses 2019
Enero	61,99
Febrero	54,01
Marzo	48,82
Abril	50,41
Mayo	48,39
MEDIA	52,724

- IPC → El IPC se entiende como el índice de precios al consumidor. En este caso se ha estipulado de 1,14. El valor del IPC se ha calculado de la siguiente forma, teniendo en cuenta los valores del IPC en los últimos meses del presente año:

Tabla 72: Cálculo del IPC medio por MWh / Fuente: Elaboración propia

	IPC 6 meses 2019
Enero	1
Febrero	1,1
Marzo	1,3
Abril	1,5
Mayo	0,8
MEDIA	1,14

Teniendo en cuenta todos los factores anteriores, se ha calculado la siguiente tabla:

Tabla 73: Cálculo de los ingresos totales de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Año Nº	Año	Pérdida de eficiencia	Pérdidas de producción por eficiencia	Producción (MWh)	Precio (€/MWh)	IPC	Ingresos (€)
0	2019	0,00	0	0	0	0	0
1	2020	0,70	73,05	10436	52,724	1,14	550227,664
2	2021	1,40	146,10	10362,95	53,325	1,14	552604,76
3	2022	2,10	219,16	10289,90	53,933	1,14	551079,79
4	2023	2,80	292,21	10216,84	54,548	1,14	549504,02
5	2024	3,50	365,26	10143,79	55,170	1,14	547877,13
6	2025	4,20	438,31	10070,74	55,799	1,14	546198,81
7	2026	4,90	511,36	9997,69	56,435	1,14	544468,73
8	2027	5,60	584,42	9924,64	57,078	1,14	542686,59
9	2028	6,30	657,47	9851,58	57,729	1,14	540852,11
10	2029	7,00	730,52	9778,53	58,387	1,14	538964,98
11	2030	7,67	800,09	9705,48	59,052	1,14	537024,94
12	2031	8,33	869,67	9635,91	59,726	1,14	535224,93
13	2032	9,00	939,24	9566,33	60,407	1,14	533565,54
14	2033	9,67	1008,81	9496,76	61,095	1,14	531855,45
15	2034	10,33	1078,39	9427,19	61,792	1,14	530094,33
16	2035	11,00	1147,96	9357,61	62,496	1,14	528281,92
17	2036	11,67	1217,53	9288,04	63,209	1,14	526417,94
18	2037	12,33	1287,11	9218,47	63,929	1,14	524502,10
19	2038	13,00	1356,68	9148,89	64,658	1,14	522534,14
20	2039	13,67	1426,25	9079,32	65,395	1,14	520513,82
21	2040	14,33	1495,83	9009,75	66,140	1,14	518440,87
22	2041	15,00	1565,40	8940,17	66,894	1,14	516315,08
23	2042	15,67	1634,97	8870,60	67,657	1,14	514136,19
24	2043	16,33	1704,55	8801,03	68,428	1,14	511904,01
25	2044	17,00	1774,12	8731,45	69,208	1,14	509618,32
TOTAL INGRESOS …….							**13324894,16**

Cabe recordar que el precio de venta del MWh se estima como la media aritmética del precio establecido por el operador del mercado ibérico español, siendo el valor de dicha media el valor que se ha utilizado en la tabla.

Sin embargo, el precio de venta de la energía puede sufrir variaciones, lo que provocaría que los ingresos de la instalación fotovoltaica también varíen.

Teniendo en cuenta esto, y tal y como se puede observar en la tabla, los ingresos totales que se obtendrían con los precios de venta establecidos, serán:

$$\boldsymbol{Ingresos\ totales = 13.324.894,16\ €}$$

2. ESTUDIO DE LOS GASTOS O PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN

En el presente apartado se van a estudiar todos los gastos relacionados con la instalación, como son el mantenimiento, la reposición de piezas dañadas, alquiler del terreno, etc.

A estos gastos comentados, hay que añadirle también gastos externos a la instalación, pero de gran importancia, como son el seguro de la instalación para cubrir posibles problemas que se produzcan en esta última, la seguridad relacionada con cámaras de vigilancia, etc. Todos estos gastos se han resumido y recogido en la siguiente tabla:

Tabla 74: Cálculo de los gastos totales de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Año Nº	Año	Seguro	Seguridad	Manteni-miento	Reposi-ción	Gastos generales (internet, luz, etc.)	TOTAL (sin IVA)	TOTAL (con 21% IVA)
0	2019	-	-	-	-	-	-	-
1	2020	10500	1500	1200	0	4500	17700	21417
2	2021	10500	1500	1200	0	4500	17700	21417
3	2022	10500	1500	1200	0	4500	17700	21417
4	2023	10500	1500	1200	0	4500	17700	21417
5	2024	10500	1500	1200	0	4500	17700	21417
6	2025	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
7	2026	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
8	2027	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
9	2028	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
10	2029	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
11	2030	10500	1500	1200	500	4500	18200	22022
12	2031	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
13	2032	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
14	2033	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
15	2034	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
16	2035	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
17	2036	10500	1500	1200	1500	4500	19200	23232
18	2037	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
19	2038	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
20	2039	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
21	2040	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
22	2041	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
23	2042	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
24	2043	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
25	2044	10500	1500	1200	2000	4500	19700	23837
TOTAL DE LOS GASTOS DE LA INSTALACIÓN ……								**569305**

Tal y como se puede observar en la tabla, los gastos totales de la instalación serán:

$$\boldsymbol{Gastos\ totales} = \mathbf{569.305}\ €$$

3. ESTUDIO DE LA INVERSIÓN: TR, VAN Y TIR

Las instalaciones fotovoltaicas como la que se desarrolla en el actual proyecto requieren unas inversiones de dinero muy elevadas. Es por ello por lo que, antes de comenzar con la inversión y por tanto con la implantación de la instalación, hay que realizar una serie de estudios económicos que reflejen si la inversión generada es rentable o no, y por tanto que demuestren que el dinero que hay que desembolsar en la actualidad se va a recuperar en el futuro.

Para realizar dichos estudios económicos existen tres parámetros fundamentales, los cuales, en función de si son positivos o negativos, se podrá estimar rentable o no la inversión de la instalación fotovoltaica. Estos tres parámetros son los siguientes:

1. TASA DE RENTABILIDAD (TR) → Se define como el cociente entre el beneficio esperable de la instalación y la inversión realizada al comienzo de esta. Para que el proyecto pueda seguir adelante y salga rentable, la tasa de rentabilidad debe de ser positiva. Su cálculo quedará:

$$TR = \frac{Beneficio\ esperable\ de\ la\ instalación}{Inversión\ realizada}$$

2. VALOR ACTUAL NETO (VAN) → El VAN se define como la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja que se esperan en un proyecto, deducido el valor de la inversión inicial realizada. Su cálculo quedará:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{Cn}{(1+i)*n} - A$$

Siendo:

A = Desembolso inicial de la inversión
n = Número de periodos o de años de la instalación
C = Flujos de caja de cada periodo n
i = tipo de interés o inflación (0,25%)

3. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) → La tasa interna de rentabilidad es la tasa de descuento que igualaría el VAN a un valor de 0. Es otro marcador económico que aporta una idea de la rentabilidad del proyecto.

   Para que el proyecto pudiera interesar al inversor, el TIR obtenido debe de ser positivo, siendo en caso contrario negativo para la inversión. Su cálculo quedará:

$$\frac{C1}{(1+i)} + \frac{C2}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{Cn}{(1+d)^n} = 0$$

Así, según los valores obtenidos de los tres parámetros, se podrá observar si la inversión inicial realizada será rentable o no. Quedarán de la siguiente manera:

Tabla 75: Cálculo del payback de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Año Nº	Año	Flujos de caja
1	2020	-4621189,34
2	2021	-4228637,26
3	2022	-3825833,59
4	2023	-3412521,57
5	2024	-2988437,08
6	2025	-2553913,39
7	2026	-2108084,06
8	2027	-1650661,99
9	2028	-1181351,74
10	2029	-699849,31
11	2030	-205841,85
12	2031	299975,82
13	2032	819308,63
14	2033	1352511,34
15	2034	1899949,01
16	2035	2461997,41
17	2036	3039043,27
18	2037	3630879,66
19	2038	4238503,19
20	2039	4862335,10
21	2040	5502809,03
22	2041	6160371,38
23	2042	6835481,71
24	2043	7528613,18
25	2044	8240252,89
VALOR DEL VAN		**21.788.807,57 €**
VALOR DEL TIR		**3,3%**

Tabla 76: Cálculo del payback de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Beneficio	56872031,6
Inversión	5000000
TR	**1137,44 %**

Tal y como se pueden observar, los valores obtenidos en los cálculos realizados demuestran que la inversión del presente proyecto es rentable. Esto es así ya que el valor del VAN es positivo, el valor del TIR es también positivo, y el valor del TR también demuestra que la relación beneficio-inversión es favorable.

Se concluye por tanto que la inversión del presente proyecto es rentable.

4. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: PAYBACK.

Una vez se han estudiado los factores desarrollados en el apartado anterior que demuestran que la inversión a realizar sí que es rentable, hay que estimar los años de recuperación del dinero invertido al comienzo de la instalación fotovoltaica.

Se trata de un periodo de tiempo que se define como el tiempo que se tarda en recuperar el desembolso inicial de un proyecto. Es decir, los años que se necesitan para poder recuperar la inversión realizada en la instalación fotovoltaica.

En la presente instalación, y con el objetivo de estudiar el peso económico que tiene el préstamo bancario necesario para la implantación de la instalación, se han estudiado dos situaciones diferentes, las cuales son:

4.1. ESTUDIO DEL PAYBACK SIN PRÉSTAMO FINANCIERO

En este primer apartado se va a estudiar los años que son necesarios para recuperar la inversión realizada en la instalación sin tener en cuenta los intereses y las comisiones que los bancos obligan a pagar cuando pides un préstamo.

Es decir, se va a realizar el payback de la instalación suponiendo que el inversor posee en sus manos el dinero necesario para la implantación de la instalación, y que por tanto no tiene que pedir préstamos de dinero a entidades financieras. Bajo esta situación, la inversión inicial producida se recuperará a los 10 años, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

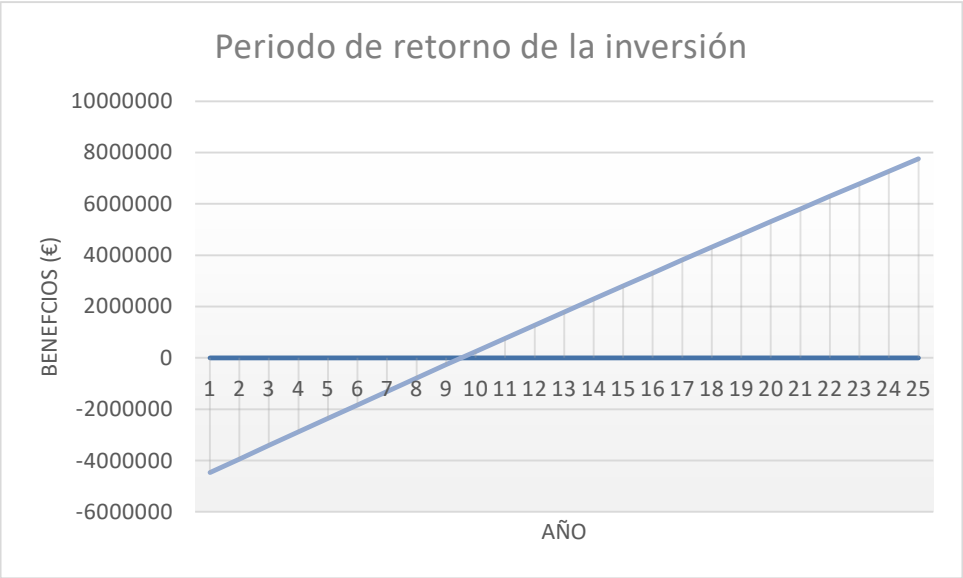


Figura 78: Periodo de recuperación sin préstamo financiero / Fuente: elaboración propia

Los valores estudiados y calculados para poder llevar a cabo el anterior gráfico del tiempo de recuperación de la inversión se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 77: Cálculo de los gastos totales de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Año Nº	Año	Ingresos (€)	Costes (€)	Balance (M€)
1	2020	550227,664	21417	-4471189,34
2	2021	552604,7576	21417	-3940001,58
3	2022	551079,7895	21417	-3410338,79
4	2023	549504,0231	21417	-2882251,77
5	2024	547877,1346	21417	-2355791,63
6	2025	546198,8061	22022	-1831614,83
7	2026	544468,727	22022	-1309168,10
8	2027	542686,5934	22022	-788503,50
9	2028	540852,1088	22022	-269673,40
10	**2029**	**538964,9843**	**22022**	**247269,59**
11	2030	537024,9387	22022	762272,53
12	2031	535224,9251	23232	1274265,45
13	2032	533565,5438	23232	1784599,00
14	2033	531855,4452	23232	2293222,44
15	2034	530094,3347	23232	2800084,78
16	2035	528281,9249	23232	3305134,70
17	2036	526417,9361	23232	3808320,64
18	2037	524502,0961	23837	4308985,73
19	2038	522534,1411	23837	4807682,87
20	2039	520513,8156	23837	5304359,69
21	2040	518440,8729	23837	5798963,56
22	2041	516315,0753	23837	6291441,64
23	2042	514136,1945	23837	6781740,83
24	2043	511904,012	23837	7269807,84
25	2044	509618,3193	23837	7755589,16

Como se puede observar, el balance negativo del dinero deja de serlo a partir del año 10. Esto quiere decir que la inversión realizada para la instalación del parque fotovoltaico será recuperada en ese año.

Hay que destacar, por tanto, que, a partir de ese décimo año, la instalación fotovoltaica generaría ingresos.

4.2. ESTUDIO DEL PAYBACK CON PRÉSTAMO FINANCIERO

En este segundo apartado, se va a estudiar el payback o periodo de recuperación de la inversión teniendo en cuenta la necesidad de solicitar a una entidad financiera un préstamo de dinero de la inversión inicial necesaria.

Esta petición del préstamo financiero es algo necesario a realizar en este tipo de instalaciones, ya que el desembolso inicial es de alrededor de 5M de €.

Estas cantidades de dinero no son posibles tenerlas disponibles para el pago de la instalación y compra de todos los materiales que conforman el parque fotovoltaico, haciéndose por lo tanto necesario el préstamo bancario.

Para la presente instalación se han comparado las diferentes condiciones económicas que establecen diferentes bancos financieros, con el fin de informarse cuál de ellos establece el % de interés más bajo, así como la amortización progresiva.

Finalmente se ha optado por la entidad financiera BANCO SANTANDER, el cual establece unas condiciones del 3% de interés y una amortización progresiva del 2,3%.

Bajo estas condiciones bancarias y de inversión, se ha realizado un estudio del payback, del que se ha podido concluir el siguiente gráfico:

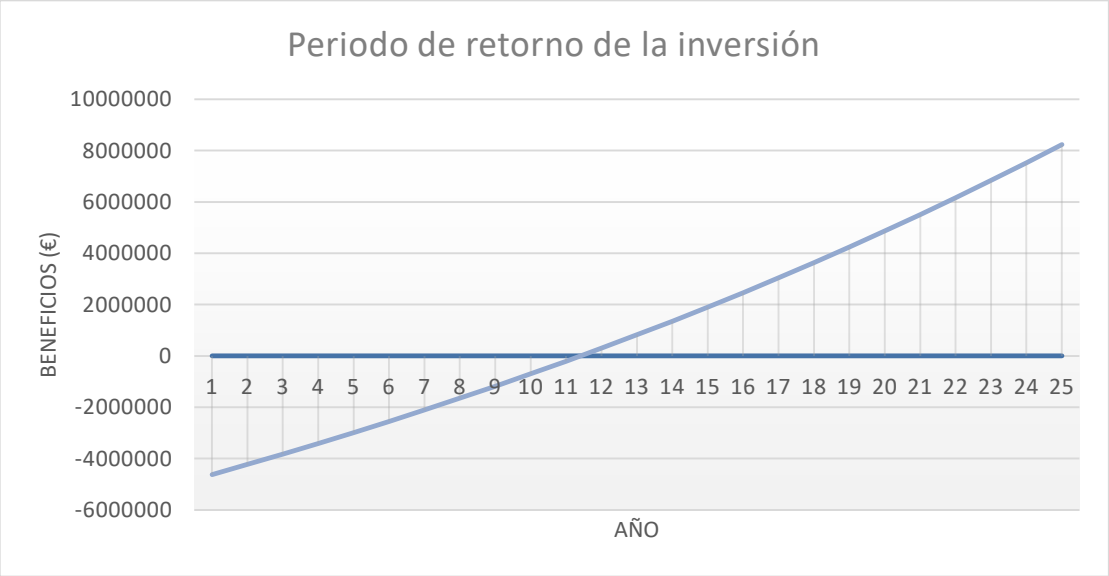


Figura 79: Periodo de recuperación sin préstamo financiero / Fuente: elaboración propia

Se puede observar que, en este segundo estudio de payback, la recuperación de la inversión se consigue a partir del año 2031, que corresponde al año Nº 12.

Será por tanto a partir de este año en el que se empezarán a obtener beneficios en la instalación fotovoltaica, tal y como se va a detallar en la siguiente tabla.

Así, a continuación, se va a detallar la tabla que se ha desarrollado para poder obtener el gráfico estudiado anteriormente.

En esta tabla se estudian los ingresos de la instalación, así como los costes, cuota, intereses a pagar al banco por haber pedido el préstamo bancario, etc. Así, quedará:

Tabla 78: Cálculo del payback de la instalación / Fuente: Elaboración propia

Año	Deuda inicial	Ingresos (€)	Costes (€)	Cuota (€)	Intereses (€)	Amortizado (€)	Deuda final (€)	Beneficios (€)
2020	----------	550227,66	21417	528810,66	150000,00	378810,66	4621189,34	-4621189,34
2021	4621189,34	552604,76	21417	531187,76	138635,68	392552,08	4228637,26	-4228637,26
2022	4228637,26	551079,79	21417	529662,79	126859,12	402803,67	3825833,59	-3825833,59
2023	3825833,59	549504,02	21417	528087,02	114775,01	413312,02	3412521,57	-3412521,57
2024	3412521,57	547877,13	21417	526460,13	102375,65	424084,49	2988437,08	-2988437,08
2025	2988437,08	546198,81	22022	524176,81	89653,11	434523,69	2553913,39	-2553913,39
2026	2553913,39	544468,73	22022	522446,73	76617,40	445829,33	2108084,06	-2108084,06
2027	2108084,06	542686,59	22022	520664,59	63242,52	457422,07	1650661,99	-1650661,99
2028	1650661,99	540852,11	22022	518830,11	49519,86	469310,25	1181351,74	-1181351,74
2029	1181351,74	538964,98	22022	516942,98	35440,55	481502,43	699849,31	-699849,31
2030	699849,31	537024,94	22022	515002,94	20995,48	494007,46	205841,85	-205841,85
2031	**205841,85**	**535224,93**	**23232**	**511992,93**	**6175,26**	**505817,67**	**-299975,82**	**299975,82**
2032	-299975,82	533565,54	23232	510333,54	-8999,27	519332,82	-819308,63	819308,63
2033	-819308,63	531855,45	23232	508623,45	-24579,26	533202,70	-1352511,34	1352511,34
2034	-1352511,34	530094,33	23232	506862,33	-40575,34	547437,67	-1899949,01	1899949,01
2035	-1899949,01	528281,92	23232	505049,92	-56998,47	562048,40	-2461997,41	2461997,41
2036	-2461997,41	526417,94	23232	503185,94	-73859,92	577045,86	-3039043,27	3039043,27
2037	-3039043,27	524502,10	23837	500665,10	-91171,30	591836,39	-3630879,66	3630879,66
2038	-3630879,66	522534,14	23837	498697,14	-108926,39	607623,53	-4238503,19	4238503,19
2039	-4238503,19	520513,82	23837	496676,82	-127155,10	623831,91	-4862335,10	4862335,10
2040	-4862335,10	518440,87	23837	494603,87	-145870,05	640473,93	-5502809,03	5502809,03
2041	-5502809,03	516315,08	23837	492478,08	-165084,27	657562,35	-6160371,38	6160371,38
2042	-6160371,38	514136,19	23837	490299,19	-184811,14	675110,34	-6835481,71	6835481,71
2043	-6835481,71	511904,01	23837	488067,01	-205064,45	693131,46	-7528613,18	7528613,18
2044	-7528613,18	509618,32	23837	485781,32	-225858,40	711639,71	-8240252,89	8240252,89

Tal y como se puede observar en la tabla, será en el año 2031, o lo que es lo mismo, año número 12, cuando se empiecen a recibir beneficios de la instalación.

Es decir, antes del año 2031 el inversor tendrá que pagarle al banco el dinero que este último le dejó para poder instalar los elementos del parque fotovoltaico, mientras que después de este año, será el inversor el que empiece a recibir dinero de la instalación fotovoltaica del presente proyecto.

1. DOCUMENTO Nº1

ANEJO V: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE

1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD
2. NORMATIVA APLICABLE
3. ANTECEDENTES DE LA INSTALACIÓN
4. OBIGACIONES EN LA INSTALACIÓN
5. DOCUMENTACIÓN NECESARIA
6. ANÁLISIS DE RIESGOS Y SU PREVENCIÓN

1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD

El Estudio de Seguridad y Salud se realiza con el fin de evitar accidentes y enfermedades profesionales, y los riesgos que estos puedan ocasionar.

Así, su objetivo es dar las directrices adecuadas a la empresa constructora para que esta sepa las obligaciones que debe de cumplir en materia de prevención de riesgos laborales.

Toda la normativa de seguridad y salud, así como las prevenciones que se deben de tomar para evitar problemas en la obra, debe de estar bajo el control y la supervisión del Coordinador de Seguridad y Salud de la obra en cuestión.

2. NORMATIVA APLICABLE

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA ha aprobado el REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de octubre de 1997

En este real decreto se define el estudio de seguridad y salud, así como el estudio básico de seguridad y salud y el plan de seguridad y salud en el trabajo.

Así, según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de seguridad y salud o del Estudio Básico de seguridad y salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

3. ANTECEDENTES DE LA INSTALACIÓN

Para la correcta realización del estudio básico de seguridad y salud del presente punto del proyecto, hay que tener en cuenta una serie de consideraciones.

Estas consideraciones son fundamentales para poder establecer las características y desarrollo del estudio básico de seguridad y salud, ya que, dependiendo de la localización y la climatología, siendo estas las más importantes, estas pueden variar.

En el caso del presente proyecto, la localización de la parcela y de la instalación se ubica en la provincia de Soria, en el término municipal del Burgo de Osma. Las obras en cuestión para la instalación fotovoltaica se realizarán en una parcela de dicho término.

En cuento a la climatología, la zona de la instalación es considerada como zona mixta-húmeda, lo cual quiere decir que aparecerán cambios sustanciales de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año. Estas características climatológicas determinan en gran medida tanto los riesgos como las medidas de prevención que se van a desarrollar a continuación.

4. OBLIGACIONES EN LA INSTALACIÓN

Con motivo de facilitar la adecuada coordinación en materia de Seguridad y Salud, en la Normativa anteriormente nombrada se detallan una serie de obligaciones que hay que llevar a cabo en la explotación de forma indispensable:

- Seguridad Social → Cada uno de los trabajadores presentes en la obra tienen que estar inscritos en la Seguridad Social, presentando los documentos que acrediten dicha afiliación antes de comenzar los trabajos en la obra.

- Reunión cada semana de los responsables de Seguridad → Este tipo de reuniones tienen que llevarse a cabo con el objetivo de cooperación entre cada uno de los responsables de seguridad y salud de la obra. Tras la reunión, se realizará un acta.

- Identificación personal → Todo el personal de la obra deberá de portar una identificación personal siempre visible, en la cual aparecerá escrito el nombre y apellidos del trabajador, y la empresa por la que está trabajando.

- Plan de Emergencia → Este plan estará compuesto diversos puntos en el que se especifiquen las actuaciones que se deben de llevar a cabo en el caso de un accidente o incendio.

5. DOCUMENTACIÓN NECESARIA

Hay que destacar que cada obra deberá de disponer, entre otra, de la siguiente documentación:

- Libro de órdenes (de la Dirección Facultativa)
- Libro de visitas (de la Inspección de Trabajo)
- Libro de incidencias (del Plan de Seguridad)
- Libro de subcontratación (cada Contratista)
- Aviso previo (del Promotor)
- Planes de seguridad y salud (de cada contratista)
- Formación de los operarios de cada empresa
- Declaración CE de conformidad o Certificado de adecuación de la maquinaría y Manuales de uso
- Charlas dadas en obra a los operarios de las diferentes empresas (para explicación del plan de seguridad de dicha obra, riesgos, medidas preventivas, etc.)
- Actas del Coordinador
- Actas de los Servicios de Prevención
- Reconocimientos médicos de los operarios de cada empresa

6. ANÁLISIS DE RIESGOS Y SU PREVENCIÓN

En el presente punto se detallan aquellos problemas que se pueden producir debido al proceso de instalación de la plantación fotovoltaica.

Se describirán primero los *riesgos generales* a tener en cuenta que pueden aparecer en cualquier obra de estas dimensiones, junto con las medidas preventivas para evitarlos, y los *riesgos específicos* que pueden aparecer en este caso en la implantación de una instalación fotovoltaica con unas características como las de este proyecto.

6.1. RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS GENERALES

6.1.1. RIESGOS GENERALES

- Proyección de fragmentos o partículas
- Choques contra objetos inmóviles
- Pisadas sobre objetos
- Caída de objetos desprendidos
- Caída de objetos por desplome o derrumbamiento
- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de personas a distinto nivel
- Atrapamiento por o entre objetos
- Exposición a temperaturas ambientales extremas
- Atropellos o golpes con vehículos
- Ruido
- Ambientes pulvígenos
- Fatiga visual
- Carga mental
- Riesgos posturales
- Disconfort ambiental

6.1.2. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER GENERAL

En cualquier obra civil hay que tener en cuenta tanto las medidas preventivas de carácter general, las cuales se van a detallar en el presente punto, como las medidas preventivas de carácter específico para cada fase del proyecto.

Las medidas que se van a detallar a continuación son medidas que deben de ser respetadas en todas las fases del proyecto, es decir, se respetarán desde que empieza la obra hasta que finaliza, independientemente de la fase del proyecto en el que se encuentre la obra.

Así, estas medidas preventivas generales serán:

1. SEÑALIZACIÓN

La señalización de seguridad y salud es, como se ha comentado, un elemento preventivo de carácter general, que nunca debe de ser un sustitutivo de otras medidas preventivas que se detallarán en los siguientes puntos.

Estas medidas de señalización tienen como objetivo principal:

- Llamar la atención sobre la existencia de determinados riesgos, obligaciones o prohibiciones.
- Facilitar la localización y visionado de carteles, de determinadas instalaciones o de medios de protección, evacuación o emergencia en general.
- Alertar cuando aparezca una determinada situación de emergencia.
- Avisar o alertar a los trabajadores de determinadas maniobras peligrosas que supongan un peligro para ellos mismos.

Existen diversos tipos de señalización, según indiquen obligación, advertencia, prohibición, o según si son luminosas, descriptivas, acústicas, etc. En la siguiente tabla se describen y resumen algunas de ellas:

Tabla 79: Relación entre el tipo de señal, su forma geométrica y el color utilizado.

Fuente: elaboración propia

TIPO DE SEÑAL	FORMA	PICTOGRAMA	EJEMPLO GRÁFICO
Señales de advertencia	Triangular	Negro sobre fondo amarillo, con bordes negros	
Señales de prohibición	Redonda	Negro sobre fondo blanco, bordes y banda rojos	
Señales de obligación	Redonda	Blanco sobre fondo azul	
Señales relativas a los equipos de lucha contra incendios	Rectangular o cuadrada	Blanco sobre fondo rojo	
Señales de salvamento o socorro	Rectangular o cuadrada	Blanco sobre fondo verde	

La instalación de estas señales debe seguir unas normas en su colocación:

- Se colocarán siempre que sean perfectamente visibles, a un ángulo y a una altura visual que impida que no puedan ser vistas por el usuario

- Las señales se deben de retirar en el momento en el que dejan de tener uso. Es decir, en el momento en el que acaba el peligro, se deben de retirar.

- Se colocarán entre ellas a una distancia razonable, a fin de que la eficacia de la señalización no se vea afectada por haber demasiada información junta que no permita al usuario percatarse del peligro que representa la señal.

- El lugar donde se instalen las señales debe de estar correctamente iluminado, y si existe deficiencia de luz, se deberá emplear iluminación adicional.

2. ILUMINACIÓN

En cuanto al aspecto de la iluminación como medida preventiva de carácter general, hay que destacar:

- Los lugares de trabajo, ya sean de interior o de exterior de la explotación, deben de estar iluminados con la suficiente luz para permitir la realización de los trabajos con la claridad visual necesaria. En caso de que no exista la suficiente luz natural, se deben instalar puntos de iluminación artificial. El color utilizado para la iluminación artificial no podrá alterar o influir en la percepción de las señales o paneles de señalización.

- Los puntos de iluminación externos deben de ser estancos a la humedad.

- La iluminación por llama, ya sea por fuego directo o por butano, está prohibida.
- Los lugares donde sea obligatorio el uso de iluminación artificial deberán de tener una iluminación de emergencia adecuada por si la primera fallase.

- Todas las instalaciones deberán de estar localizadas en lugares que no supongan riesgos a los trabajadores.

- Los equipos portátiles para la iluminación serán estancos, tendrán mango aislante y rejilla para la bombilla y estarán alimentados a bajas tensiones de seguridad.

3. DETECCIÓN Y LUCHA CONTRA INCENDIOS

- Como método de prevención principal, en cada una de las cabinas que se instalarán para la obra de la instalación se deberá de disponer de forma obligatoria de un extintor. Así, según el número de personas y el tamaño de la instalación se deberá prever un número suficiente de estos dispositivos de lucha contra el incendio, y si fuese necesario, se estudiará la instalación de detectores de incendios y sistemas de alarma.

- Todos estos elementos extintores y sistemas contra el fuego tienen deben mantenerse con regularidad, debiéndose de realizar, a intervalos regulares, pruebas y ejercicios adecuados para asegurar su correcto funcionamiento en caso de emergencia.

- Los dispositivos no automáticos de lucha contra incendios deben de estar al alcance para que puedan ser buscados y utilizados con rapidez. Además, estos deberán de estar correctamente señalizados, tal y como se ha destacado en el punto “Señalización” de este mismo apartado.

- Se desaconseja el uso de agua para sofocar aquellos incendios que hayan sido provocados por grupos eléctricos o instalaciones eléctricas en general.

4. PRIMEROS AUXILIOS

- Es responsabilidad del empresario garantizar que exista siempre en la explotación un equipo cualificado para poder realizar, en caso de que se requiera, servicios de primeros auxilios.

- Además, será necesario la posesión de material de primeros auxilios, estando este debidamente señalizado y siendo siempre de fácil acceso.

- Se deben de garantizar las medidas necesarias para poder llevar a cabo una evacuación correcta de aquellos trabajadores que tengan que ser trasladados a centros médicos para recibir los cuidados médicos que necesiten.

- Los locales para primeros auxilios deberán estar correctamente señalizados, según detalla el Real Decreto sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.

5. MEDIDAS PREVENTIVAS MÁS GENERALES

- Los equipos de trabajo deberán tener doble aislamiento o toma de tierra conectada.

- Está prohibido el conexionado de cables eléctricos a los cuadros de alimentación sin clavija macho-hembra.

- Al comenzar cada jornada se revisará las herramientas, cableado y las conexiones eléctricas.

- Los desperdicios resultantes de la obra (vidrios rotos, recortes de materiales, etc.) se depositarán en los recipientes que están instalados para ese fin.

- Queda prohibido el tránsito en las zonas cercanas al radio de acción de la maquinaria de la instalación mientras estas estén realizando sus trabajos.

- Al finalizar el trabajo realizado, se devolverán a su sitio herramientas, residuos, o materiales utilizados, con el fin de que quede en orden la zona en la que se ha trabajado.

- Queda prohibido el tránsito por debajo de cargas suspendidas en el aire.

- Usar adecuadamente las máquinas, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general otros medios con los que desarrolle su actividad.

- Utilizar y mantener correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario, solicitando su reposición en caso de deterioro.

- No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes.

- Informar de inmediato a su superior jerárquico directo acerca de cualquier situación que, a su juicio, entrañe un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.

- Cooperar con el empresario para que éste pueda garantizar unas condiciones de trabajo que sean seguras y no entrañen riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores.

6.2. RIESGOS ESPECÍFICOS

6.2.1. OBRA CIVIL

En este apartado se van a detallar los riesgos y las prevenciones que pueden aparecer en los procesos de:

- Excavación de tierras para posteriormente poder situar los diferentes elementos.
- Proceso de rellenado con hormigón para asentar las determinadas instalaciones.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
Los riesgos más frecuentes que pueden aparecer en el momento de realización de la obra civil son: - Atropellos y golpes producidos por maquinaria. - Vuelcos de las máquinas. - Caídas de personas al mismo nivel - Caídas de personas a distinto nivel - Caída de objetos debido al desplome o derrumbamiento - Atrapamiento por o entre objetos - Fatiga visual y auditiva - Riesgos posturales al realizar esfuerzos del trabajo - Exposición a agentes físicos en la obra (riesgos derivados del manejo de máquinas y/o herramientas, que durante su funcionamiento transmiten vibraciones, causando sobre el trabajador lesiones osteo-musculares). - Choques y golpes contra objetos y herramientas . - Contacto con sustancias tóxicas o corrosivas.	Durante los trabajos que se realicen durante la obra civil, y con el fin de evitar los riesgos más frecuentes detallados en el punto anterior, hay que tener en cuenta las siguientes normas básicas de seguridad: - El uso de elementos de protección personal es obligatorio - Si la profundidad de una zanja o pozo es superior a 2m, se protegerá con una barandilla reglamentaria. Si es inferior a dicha distancia, se señalizará adecuadamente. - Se debe evitar arrimarse al borde de excavaciones o taludes. - Asegurarse de la buena planificación de los accesos de la obra para vehículos y peatones, quedando diferenciadas las dos vías. - Controlar movimientos de tierras/ perforaciones (taludes, desmontes, etc.) haciéndolos concordar con el proyecto realizado. - Mantener las zonas de paso y de trabajo libres de obstáculos y de materiales. - Mantener libre de cascotes, gravas y gravillas el entorno de los puestos de trabajo para evitar proyecciones provocadas por los vehículos y máquinas en circulación. - No realizar sobreesfuerzos en la manipulación de materiales, pudiendo utilizar para evitarlos o bien ayuda de más personal o bien material mecánico. - Se deben de utilizar los equipos de protección individual (como guantes y botas de neopreno, etc.) para evitar el contacto con hormigones y morteros así como en la manipulación de sustancias cáusticas y corrosivas. Estos elementos se detallan en el siguiente apartado.

PROTECCIONES PERSONALES

En la obra que se va a llevar a cabo es necesario, tal y como se ha detallado en los puntos anteriores, que el operario o trabajador disponga de elementos que le protejan. Estos son:

- Mascarilla antipolvo para la protección en ambientes pulvígenos.
- Obligación de llevar caso de seguridad.
- Guantes y botas de seguridad que porten suela antideslizante y puntera reforzada de acero.
- Empleo de cinturón de seguridad por parte de los operarios que trabajen con maquinaria que cuenten con cabina antivuelco.
- Aquellos operarios que trabajen en procesos de demolición de bloques de hormigón deberán de estar provisto de cascos auriculares, gafas antipolvo y de un cinturón anti vibratorio, todo ello estando debidamente homologado.
- Los operarios encargados de soldar deberán de llevar gafas o pantalla antiproyecciones.
- Ropa de protección para el mal tiempo.

6.2.2. RIESGOS EN TAREAS

Una vez especificados los riesgos y las prevenciones de la obra civil de la instalación fotovoltaica, en este apartado se van a detallar los riesgos y las prevenciones que pueden aparecer al realizar las diferentes tareas durante la ejecución de la obra.

- Línea Aérea de Media Tensión
- Línea Enterrada Media Tensión
- Centros de inversores y Centro de Transformación
- Planta Solar Fotovoltaica.

6.2.2.1. LINEA AEREA DE MEDIA TENSIÓN

Existen en la ejecución de esta tarea diferentes trabajos que pueden originar posibles accidentes, estos trabajos son el transporte de materiales, trabajos en altura, cimentación de apoyos, trabajos en cercanía a las instalaciones de Media Tensión

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
Los riesgos más frecuentes que pueden aparecer en el momento de realización de la Línea Aérea de Media Tensión son: - Caídas de personal al mismo nivel. - Cortes. - Caída de objetos en su manipulación - Desprendimientos, desplomes y derrumbes. - Atrapamientos. - Caída de personas a distinto nivel. - Contactos eléctricos. - Incendios. - Explosiones. - Carga física.	Durante los trabajos que se realicen durante la realización de la Línea Aérea de Media Tensión, y con el fin de evitar los riesgos más frecuentes detallados en el punto anterior, hay que tener en cuenta las siguientes normas básicas de seguridad: - Para la realización de este tipo de trabajos el personal operario debe estar perfectamente cualificado para ello. - Respetar las zonas señalizadas y delimitadas, estando perfectamente marcadas las zonas peligrosas. - Usar casco de seguridad. - Inspección del estado del terreno. - Perfecta iluminación para el trabajo. - Se colocará señalización visible y llamativa para llamar la atención sobre los riesgos mas evidentes. - Mantener los materiales inflamables lejos de las zonas con riesgo eléctrico. - Utilizar los operarios los equipos de protección individuales y evitar el uso de objetos personales metálicos. Utilizando calzado y medios de trabajo adecuados. - Los trabajos en tensión se realizarán por dos personas con conocimientos de primeros auxilios. - Utilizar cuerdas y poleas para subir y bajar materiales si fuera necesario. - Amarre de escaleras de ganchos con cadena de cierre. - Si las condiciones ambientales son adversas, el personal dejará los materiales y equipos en posición segura.

PROTECCIONES PERSONALES

Las protecciones individuales a utilizar son fundamentales en la ejecución de las tareas para evitar sufrir daños por cualquier accidente que pueda suceder, los equipos mínimos que deberán usar son los siguientes:

- Guantes de protección.
- Cascos de seguridad.
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela aislante y antideslizante.
- Gafas de protección.
- Arnés de seguridad.
- Cinturón de seguridad.

Las protecciones colectivas también son importantes:

- Material de señalización y delimitación.
- Detectores de ausencia de tensión.
- Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.
- La iluminación y señalización serán adecuadas.
- Equipos de puesta a tierra y en cortocircuito.

6.2.2.2. LINEA ENTERRADA DE MEDIA TENSIÓN

Los riesgos son muy similares a los especificados en el punto anterior sobre la línea aérea añadiendo los riesgos producidos en la apertura de zanjas y canalización de la línea.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Caídas de personal al mismo nivel. - Cortes. - Caída de objetos en su manipulación - Desprendimientos, desplomes y derrumbes. - Atrapamientos. - Caída de personas a distinto nivel. - Contactos eléctricos. - Incendios. - Explosiones. - Carga física. - Choques y golpes. - Electrocución. - Sobrecarga física.	Durante los trabajos que se realicen durante la realización de la Línea Enterrada de Media Tensión, y con el fin de evitar los riesgos más frecuentes detallados en el punto anterior, hay que tener en cuenta las siguientes normas básicas de seguridad: - Para la realización de este tipo de trabajos el personal operario debe estar perfectamente cualificado para ello. - Respetar las zonas señalizadas y delimitadas, estando perfectamente marcadas las zonas peligrosas. - Usar casco de seguridad. - Inspección del estado del terreno. - Perfecta iluminación para el trabajo. - Se colocará señalización visible y llamativa para llamar la atención sobre los riesgos más evidentes. - Mantener los materiales inflamables lejos de las zonas con riesgo eléctrico. - Utilizar los operarios los equipos de protección individuales y evitar el uso de objetos metálicos. Utilizando calzado y medios de trabajo adecuados. - Los trabajos en tensión se realizarán por dos personas con conocimientos de primeros auxilios. - Utilizar cuerdas y poleas para subir y bajar materiales si fuera necesario. - Amarre de escaleras de ganchos con cadena de cierre. - Si las condiciones ambientales son adversas, el personal dejará los materiales y equipos en posición segura. - Conocimiento de las instalaciones mediante planos. - Conocimiento suficiente de todo el personal de los cruzamientos, paralelismos con otras líneas eléctricas y canalizaciones de agua, gas y líquidos inflamables. - En el caso de entubado y hormigonado, señalizar y delimitar la zona de trabajo.

PROTECCIONES PERSONALES

Las protecciones individuales y colectivas para utilizar son las mismas que para la instalación de La línea Aérea.

En todo trabajo en proximidad de elementos en tensión, el trabajador deberá permanecer fuera de la zona de peligro y lo más alejado de ella que el trabajo permita.

En la siguiente tabla se detallan las tensiones y sus distancias de seguridad:

Tabla 80: Tensiones y distancias de seguridad para trabajos en proximidad a elementos en tensión / Fuente: elaboración propia

U_n	D_{PEL-1}	D_{PEL-2}	D_{PROX-1}	D_{PROX-2}
≤ 1	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	66	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	100	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

Sabiendo que:

● *DPEL-1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista el riesgo de sobretensión por rayo (cm).*
● *DPEL-2: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista el riesgo de sobretensión por rayo (cm).*

● *DPROX-1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo (cm).*

● *DPROX-2: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.*

6.2.2.3. CENTROS DE INVERSORES Y CENTRO DE TRANSFORMACION

El factor de riesgo en la manipulación y transporte de materiales es similar a lo recogido en la línea aérea pero también existen riesgo en la operaciones y trabajos en altura y en los centros de transformación para las personas que se encuentran en la proximidad o en el interior de los mismos.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
A parte de los riesgos ya recogidos en la Línea Aérea de Media Tensión también existen los siguientes: - Caídas de personal al mismo nivel. - Cortes. - Caída de objetos en su manipulación - Desprendimientos, desplomes y derrumbes. - Atrapamientos. - Caída de personas a distinto nivel. - Contactos eléctricos. - Incendios. - Explosiones. - Carga física. - Agresión de animales - Ventilación - Iluminación.	Las normas básicas de la realización de la Línea Aérea de Media Tensión también son aplicables en este caso, y con el fin de evitar los riesgos más frecuentes detallados en el punto anterior, hay que tener en cuenta las siguientes normas básicas de seguridad: - Inspección del estado del terreno - Ascenso y descenso con medios y métodos seguros. - Utilizar el calzado y medios de trabajo adecuados evitando posturas inestables. - Utilizar cuerdas y poleas cuando sea necesario para subir y bajar los materiales. - Evitar las zonas de caída de objetos. - Usar el casco de seguridad. - Respetar la señalización y delimitación. - Cumplimiento de la legislación vigente. - Mantenimiento de las distancias reglamentarias en las instalaciones. - Controlar que las puestas a tierra estén en buen estado. - Iluminación apropiada. - Ventilación adecuada. - Señalización correcta. - Comunicación de anomalías siempre que se detecten. - Evitar suelos húmedos o resbaladizos no produciendo derrames.

PROTECCIONES PERSONALES

Las protecciones individuales a utilizar son fundamentales en la ejecución de las tareas para evitar sufrir daños por cualquier accidente que pueda suceder, los equipos mínimos que deberán usar son los siguientes:

- Guantes de protección.
- Cascos de seguridad.
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela aislante y antideslizante.
- Gafas de protección.
- Arnés de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Utilizar ropas secas y en caso de lluvia utilizar la ropa adecuada.
- Las ropas no tendrán partes conductoras y cubrirán brazos y piernas.
- A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes

Las protecciones colectivas también son importantes:

- Protección contra sobreintensidades y sobretensiones.
- Protección contra incendios (paredes incombustibles, fosos y muros cortafuegos, extintores).
- Buen sistema de ventilación.
- Aislar siempre que sea posible los conductores que estén en tensión próximos al lugar de trabajo.

6.2.2.4. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Hay que analizar el riesgo derivado de los trabajos relativos a la preparación de la parcela como zona de trabajo, del movimiento de tierras para la realización de zanjas y vaciado del terreno, transporte de materiales, canalización, cimentación y línea de baja tensión (acometida e instalación del cuadro general, conexiones, empalmes, enchufes…)

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Caídas de personal al mismo nivel, resbalones. - Inhalación de polvo. - Ruidos. - Golpes, atrapamientos - Caídas a distinto nivel. - Caída de maquinaria. - Exposición a las inclemencias del tiempo. - Sobreesfuerzos. - Cortes. - Caída de objetos. - Desprendimientos, desplomes y derrumbes. - Explosiones. - Electrocución. - Choques o atropellos causados por la maquinaria. - Heridas con herramientas. - Contactos eléctricos.	- Existirá un encargado y cuadrilla de seguridad. - Conocimiento de las instalaciones mediante planos. - Conocimiento por parte del personal de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas y con canalizaciones de agua, gas y líquidos inflamables. - Uso correcto de las herramientas. - Delimitación de la zona de trabajo. - Utilizar los equipos de protección individual correspondientes. - El personal que maneja la maquinaria estará perfectamente validado y autorizado. - Señalización de zanjas. - El coordinador de seguridad vigilará en todo momento que se cumple la normativa vigente. - Si se descubre cualquier tipo de conducción subterránea se paralizarán las obras. - Una línea eléctrica no será considerada sin tensión si no ha sido señalada y verificada como tal.

PROTECCIONES PERSONALES

Los equipos de protección individuales son fundamentales y consistirán en lo siguiente:

- Casco homologado.
- Guantes de loneta para el manejo de la herramienta.
- Botas de seguridad con puntera metálica.
- Cinturón lumbar contra esfuerzos.
- Ropa de trabajo homologado.
- En su caso, protectores auditivos y cinturones antivibratorios.
- Mascarilla contra el polvo cuando sea necesaria.
- Guantes de cuero para el manejo de ferralla.
- Calzado antideslizante.
- Para evitar descargas la ropa de trabajo será de materiales no sintéticos.

Las protecciones colectivas también son importantes:

- Equipos de protección colectiva.
- Balizamiento de las zanjas
- No se permitirá el acceso del personal a la zona de influencia de la maquinaria y ésta estará perfectamente señalizada.
- Puesta a tierra de la maquinaria.
- Limitación del campo de actuación de la maquinaria.
- Las maniobras de actuación de la maquinaria se realizarán con ayuda de un auxiliar.
- Barandilla o valla de altura mínima de 1 metro en los bordes de zanjas, rampas.
- Comprobadores de la tensión.
- Maquinaria con doble aislamiento.
- Protecciones contra sobreintensidades (fisibles e interruptores) y sobretensiones (descargadores a tierra) y frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra…).

6.2.3. RIESGOS EN MAQUINARIA

La diferente maquinaria que se utilizará en la ejecución de la obra lleva consigo una serie de riesgos a tener en cuenta para adoptar unas medidas preventivas.

Se enumeran a continuación las distintas maquinarias que se emplearán y después se indicarán los riesgos asociados de cada una de ellas con las medidas preventivas que se deben emplear en su uso:

- Retroexcavadora y pala excavadora.
- Camión pluma o Grúa.
- Amasadora.
- Camión de transporte de materiales
- Motoniveladora.

6.2.3.1. RETROEXCAVADORA Y PALA EXCAVADORA

Los trabajos que se harán con ella son los de excavación de zanjas.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Atropellos. - Caídas al mismo nivel. - Caídas a distinto nivel. - Caída de objetos en manipulación. - Caída y vuelco en zanjas. - Exposición a ambientes pulvígenos. - Contactos eléctricos. - Choque.	- Utilización por personal perfectamente cualificado y autorizado. - Deberá cumplir con todas las normativas vigentes que le ataña y estar provista de todos los dispositivos de seguridad pertinentes. - La máquina será revisada periódicamente. - Se aconseja comprobar que todos los mandos funcionan perfectamente antes de su utilización en cada turno de trabajo. - No circulará a velocidad excesiva. En las cuestas se utilizarán los cazos destinados a sujetarla. - El personal de la obra permanecerá alejado del radio de acción de la máquina. - Precaución en las maniobras, deberá contar con señalización acústica como poco en las maniobras de marcha atrás. - La cabina tendrá extintor de incendios. - No se puede fumar mientras se usa.

<u>PROTECCIONES PERSONALES</u>

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa contra el mal tiempo.

6.2.3.2. CAMION PLUMA O GRUA

Se efectuarán con él los trabajos de izado de cargas.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Atropellos. - Caídas al mismo nivel. - Caídas a distinto nivel. - Caída de objetos en manipulación. - Choque contra objetos móviles o inmóviles - Vuelco del vehículo por diferentes causas - Desprendimiento de la carga. - Contactos eléctricos con líneas de alta tensión o cableado - Atrapamiento por vuelco de máquina.	- Deberá llevar un cartel visible con las cargas máximas permitidas. - La armadura de la grúa deberá estar conectada a tierra. - El maquinista será persona cualificada y autorizada. - Se revisará diariamente el funcionamiento de sus elementos fundamentales, el maquinista se encargará de ello, comprobando los frenos, topes, gancho, trinquetes, contrapesos…. - Semanalmente se comprobarán niveles de aceite, engrase… - No utilizar en situaciones de vientos superiores a 50km/h. - No estacionar a distancia inferior a 2 m de las zanjas. - Se seguirán estrictamente las instrucciones de utilización del fabricante. - No se pueden transportar personas en la grúa. - Además del maquinista serán necesarios otros operarios que se encarguen de enganchar y realizar las señalizaciones.

<u>PROTECCIONES PERSONALES</u>

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa contra el mal tiempo.

6.2.3.3. AMASADORA

Se utilizará en todas las operaciones que requieran, forjados, relleno de zanjas...

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Contactos eléctricos directos. - Dermatosis por contacto con la masa. - Cortes.	- La máquina estará situada en una superficie llana y consistente - Las partes móviles y de transmisión estarán protegidas por una carcasa. - No se introducirá el brazo bajo ningún concepto en el tambor cuando esté funcionando ni cuando esté parada de no ser que esté desconectada de la red.

PROTECCIONES PERSONALES

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa contra el mal tiempo. Ropa ajustada para evitar atrapamientos por el tambor en su giro.

6.2.3.4. CAMION TRANSPORTE DE MATERIALES

Se efectuarán con él los trabajos de transporte de materiales hasta pie de obra y desde la obra.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Atropellos. - Choques al entrar y salir de la obra en maniobras de retroceso, falta de visibilidad, ausencia se señalista y de señalización. - Vuelco del camión. - Caídas. - Proyección de partículas. - Atrapamiento.	- Revisión periódica de frenos y neumáticos. - Antes de comenzar las tareas se revisará el estado de sus elementos fundamentales. - Respetará el código de circulación. - Las maniobras dirigidas por un señalista. - El personal de la obra estará apartado del radio de acción del camión. - Se le informará de las normas y exigencias de seguridad.

PROTECCIONES PERSONALES

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa contra el mal tiempo.

6.2.3.5. MOTONIVELADORA

Necesaria para todos los trabajos de nivelación y explanación del terreno.

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Vuelco de la máquina - Choque con otras máquinas. - Atoramiento en barrizales. - Caída de personas desde la máquina. - Proyección violenta de objetos. - Ruido. - Vibraciones. - Incendio.	- Su manejo será por personal autorizado y competente. - El personal de la obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina. - Se entregará al maquinista las normas de seguridad. - Antes de comenzar las tareas se revisará el estado de sus elementos fundamentales. - Se prohíbe acceder a la máquina con ropa sin ceñir que pueda engancharse en los salientes. -

PROTECCIONES PERSONALES

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa contra el mal tiempo.

6.2.4. RIESGOS EN HERRAMIENTAS MANUALES

Las herramientas manuales son necesarias en cualquier obra y juegan un papel fundamental en su desarrollo, son ejemplo de ellas la sierra radial, taladro, martillo, llana, alicates …

RIESGOS MAS FRECUENTES	NORMAS BASICAS DE SEGURIDAD
- Golpes y cortes en manos u otras partes del cuerpo - Lesiones oculares por proyección de partículas. - Esguinces. - Contactos eléctricos. - Inhalación de polvo. - Incendio. - Atrapamientos.	- Su manejo será por personal autorizado y competente. - Revisar periódicamente su estado de conservación. - Usar herramientas de calidad - Instruir al personal en su manejo - Utilizar herramientas con recubrimiento aislante. - Mantener el lugar de trabajo limpio y ordenado. - Utilizar la herramienta propia para cada actividad.

PROTECCIONES PERSONALES

El operario que la utiliza debe contar con un equipo mínimo:

- Casco de seguridad.
- Guantes de trabajo.
- Botas antideslizantes con puntera reforzada.
- Mascarilla contra el polvo.
- Cinturón de protección dorsolumbar.
- Ropa de trabajo adecuada.
- Protecciones auditivas.

6.3. ASISTENCIA A ACCIDENTADOS

Dentro de la obra se dispondrá, en un sitio perfectamente visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros sanitarios asignados para su uso en caso de emergencia. Se contratarán los servicios asistenciales adecuados para la correcta atención del personal en caso de accidente.

También se dispondrá de un botiquín de primeros auxilios en el vestíbulo o en la oficina que estará a cargo de persona autorizada por la empresa con la preparación adecuada en primeros auxilios.

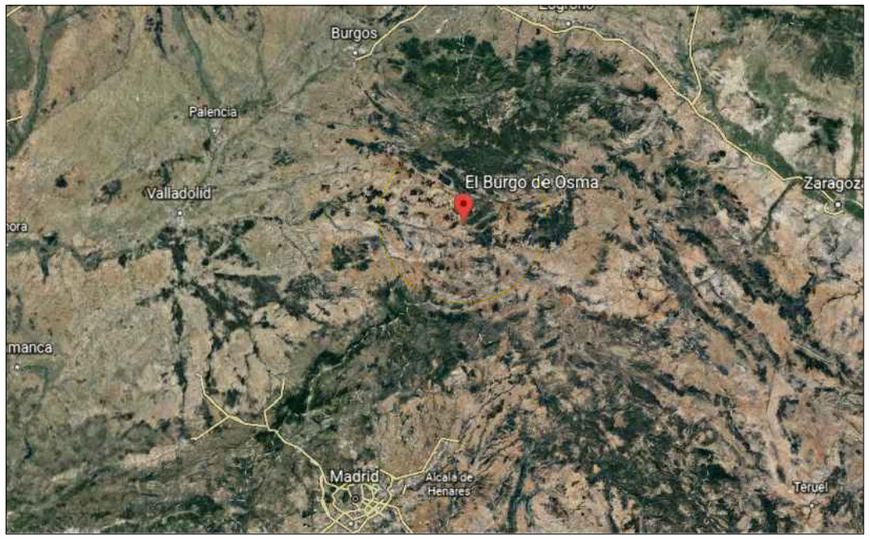
El material empleado se repondrá inmediata y mensualmente se revisará el botiquín para desechar lo que no esté útil y reponerlo. La ubicación del botiquín estará perfectamente señalizada.

2. DOCUMENTO Nº2

PLANOS

ÍNDICE

1. **PLANO 1: LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN**
2. **PLANO 2: CABLEADO DE LA INSTALACIÓN**
3. **PLANO 3: DISTRIBUCIÓN DE LAS MESAS FOTOVOLTAICAS Y SUS RESPECTIVAS CAJAS DE COMBINACIÓN**
4. **PLANO 4: MESA FOTOVOLTAICA EN 3D. BANDEJA DEL CABLEADO**
5. **PLANO 5: LÍNEA AÉREA DE CONEXIÓN DE MT**
6. **PLANO 6: SERVICIOS AUXILIARES DE LA INSTALACIÓN**
7. **PLANO 7: DETALLE DE LAS ARQUETAS Y ZANJAS DE BT Y MT**
8. **PLANO 8: PERFIL Y CAPAS DEL CAMINO CENTRAL**
9. **PLANO 9: VALLADO DE LA INSTALACIÓN**
10. **ESQUEMA UNIFILAR GENERAL DE LA INSTALACIÓN**



U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:

Burgo de Osma, Soria

ESCALA:

S/E

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN:

Localización de la parcela del presente proyecto

PLANO Nº:

1

N°	LEYENDA	
1	Unión final string con caja de combinación	
2	Unión cajas de combinación – Power station	
3	Salida Power station – línea aérea	
4	Cableado bajo zanja para SSAA	

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:

Burgo de Osma, Soria

ESCALA:

1:2200

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

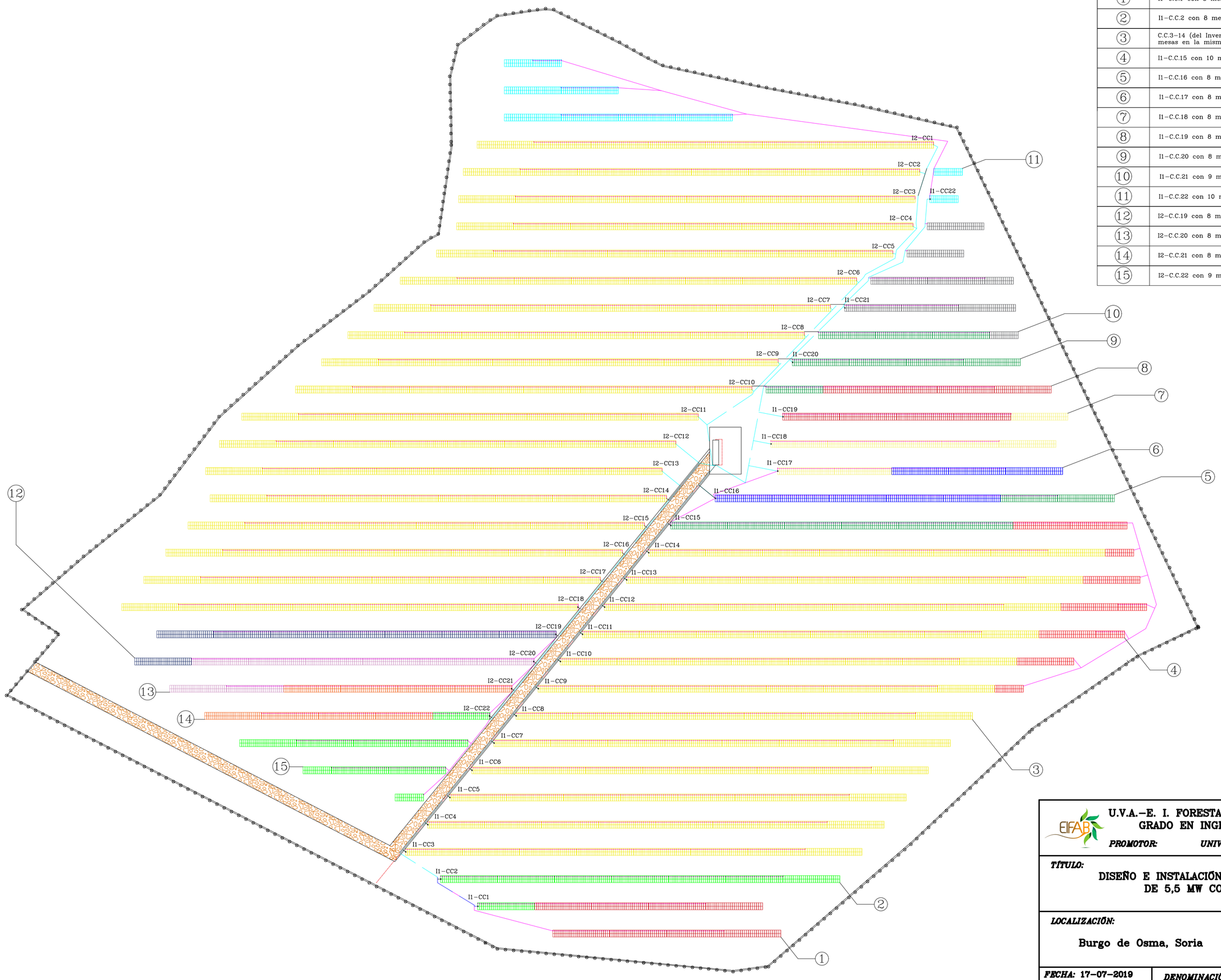
ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN:

Detalle del cableado de la instalación y posición de los paneles

PLANO Nº:

2



N°	LEYENDA
1	I1-C.C.1 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
2	I1-C.C.2 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
3	C.C.3-14 (del Inversor 1) y CC.1-18 (del Inversor 2) con 8 mesas en la misma fila, de dos strings cada mesa
4	I1-C.C.15 con 10 mesas en distintas filas, 4 de ellas con 1 string / mesa
5	I1-C.C.16 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
6	I1-C.C.17 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
7	I1-C.C.18 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
8	I1-C.C.19 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
9	I1-C.C.20 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
10	I1-C.C.21 con 9 mesas en distintas filas, 2 de ellas con 1 string / mesa
11	I1-C.C.22 con 10 mesas en distintas filas, 4 de ellas con 1 string / mesa
12	I2-C.C.19 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
13	I2-C.C.20 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
14	I2-C.C.21 con 8 mesas en distintas filas, de dos strings cada mesa
15	I2-C.C.22 con 9 mesas en distintas filas, 2 de ellas con 1 string / mesa

U.V.A.-E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: *UNIVERSIDAD DE VALLADOLID*

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN: Burgo de Osma, Soria

ESCALA: 1:1300

FECHA: 17-07-2019

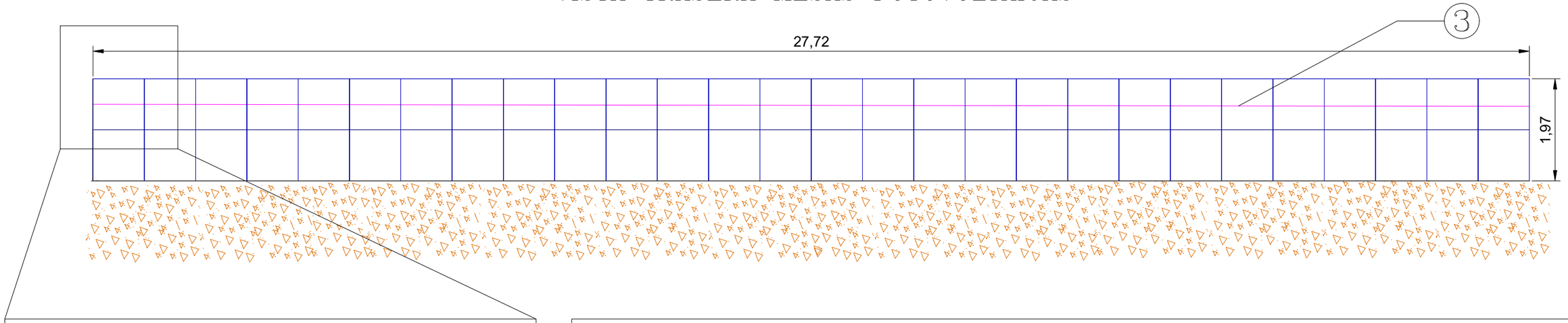
FIRMA:

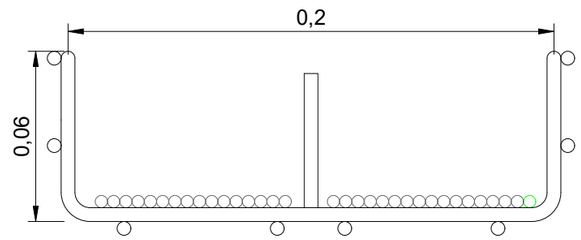
ALUMNO: Javier Botija Ruiz

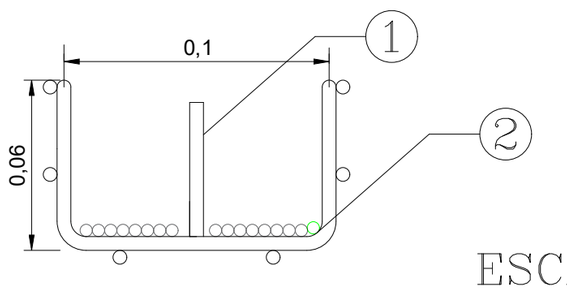
DENOMINACIÓN: Detalle de la localización y reparto de las cajas de combinación

PLANO Nº: 3

VISTA TRASERA MESAS FOTOVOLTAICAS



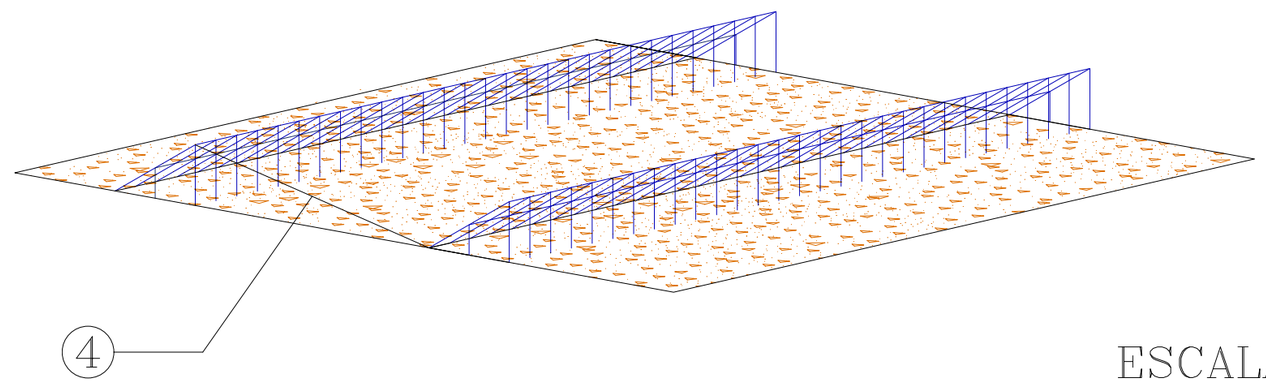




REJILLAS CABLEADO BT DC

ESCALA 1:2

VISTA 3D PANELES Y MESAS FOTOVOLTAICAS DE LA INSTALACIÓN



ESCALA 1:120

N°	LEYENDA
1	Separación del cableado en las rejillas
2	Cableado string transportado por rejillas
3	Rejillas Rejiband localizadas en la parte trasera del panel
4	Sombra sobre las mesas fotovoltaicas

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: *UNIVERSIDAD DE VALLADOLID*

TÍTULO:
DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN: Burgo de Osma, Soria

ESCALA: 1:80

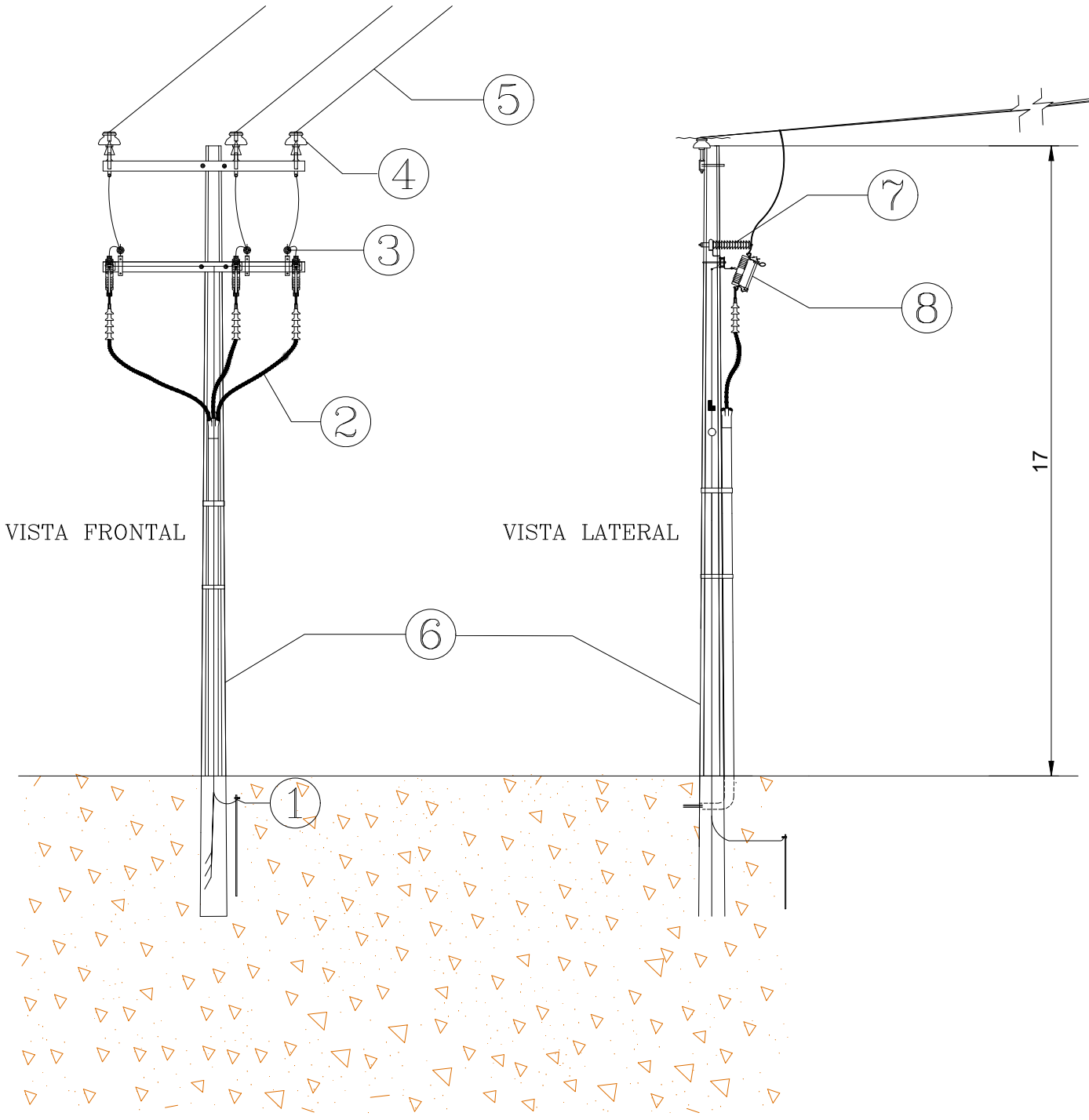
FECHA: 17–07–2019
FIRMA:

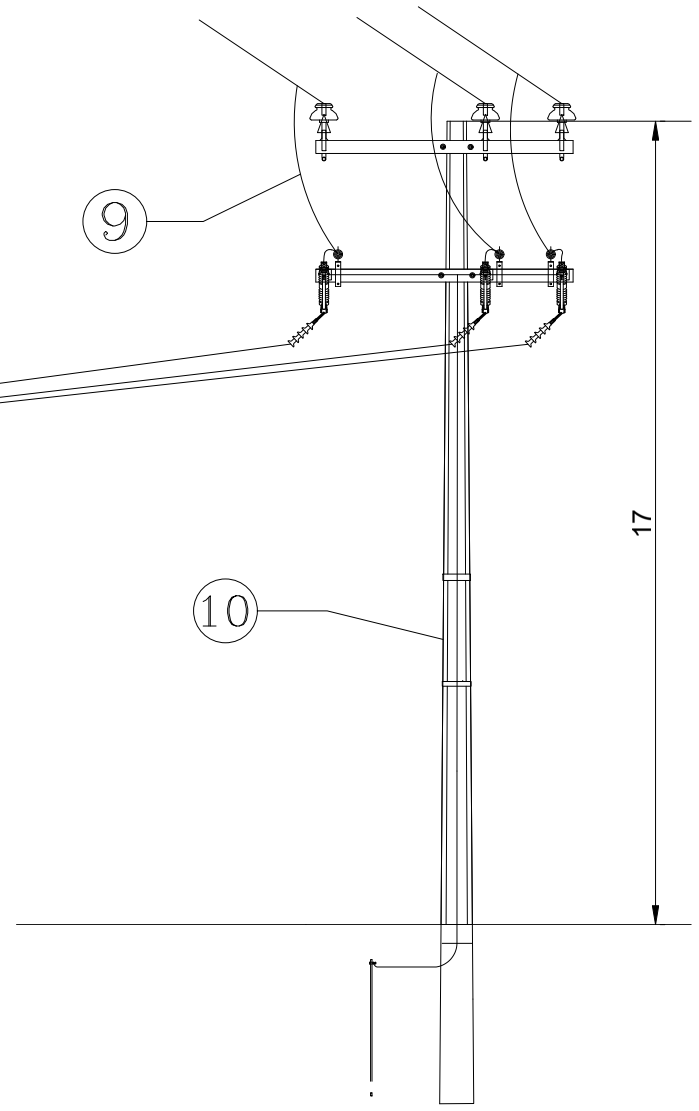
ALUMNO: Javier Botija Ruiz

DENOMINACIÓN: Detalle de las mesas fotovoltaicas desde diferentes vistas. Bandejas Rejiband

PLANO Nº: 4

N°	LEYENDA		
1	Puesta a tierra	6	Poste de hormigón en interior de la instalación
2	Transición aérea – subterránea	7	Cuchilla porta fusible
3	Apartarayos óxido de zinc tipo distribución	8	Fusible tipo listón
4	Aislador tipo alfiler doble falda 20kV	9	Conector tipo perico para línea energizada
5	Cable LA-56 de acometida de Media tensión	10	Poste hormigón en línea aérea existente





U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:

Burgo de Osma, Soria

ESCALA: 1:160

FECHA: 17-07-2019

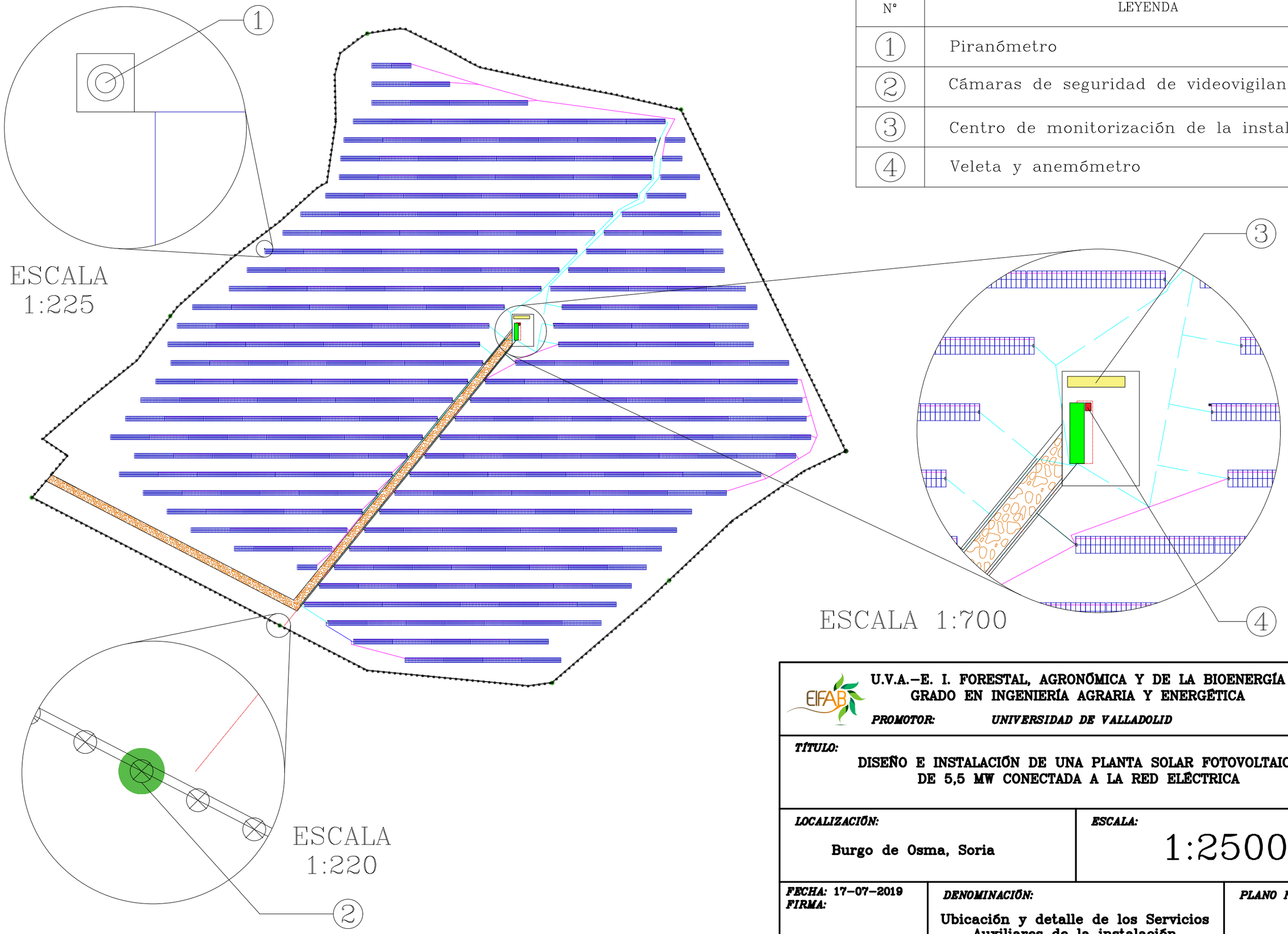
FIRMA:

ALUMNO: Javier Botija Ruiz

DENOMINACIÓN:

Detalle del tramo de línea aérea de MT de conexión parcela – línea aérea existente

PLANO Nº: 5



N°	LEYENDA
1	Piranómetro
2	Cámaras de seguridad de videovigilancia
3	Centro de monitorización de la instalación
4	Veleta y anemómetro

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:

Burgo de Osma, Soria

ESCALA:

1:2500

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN:

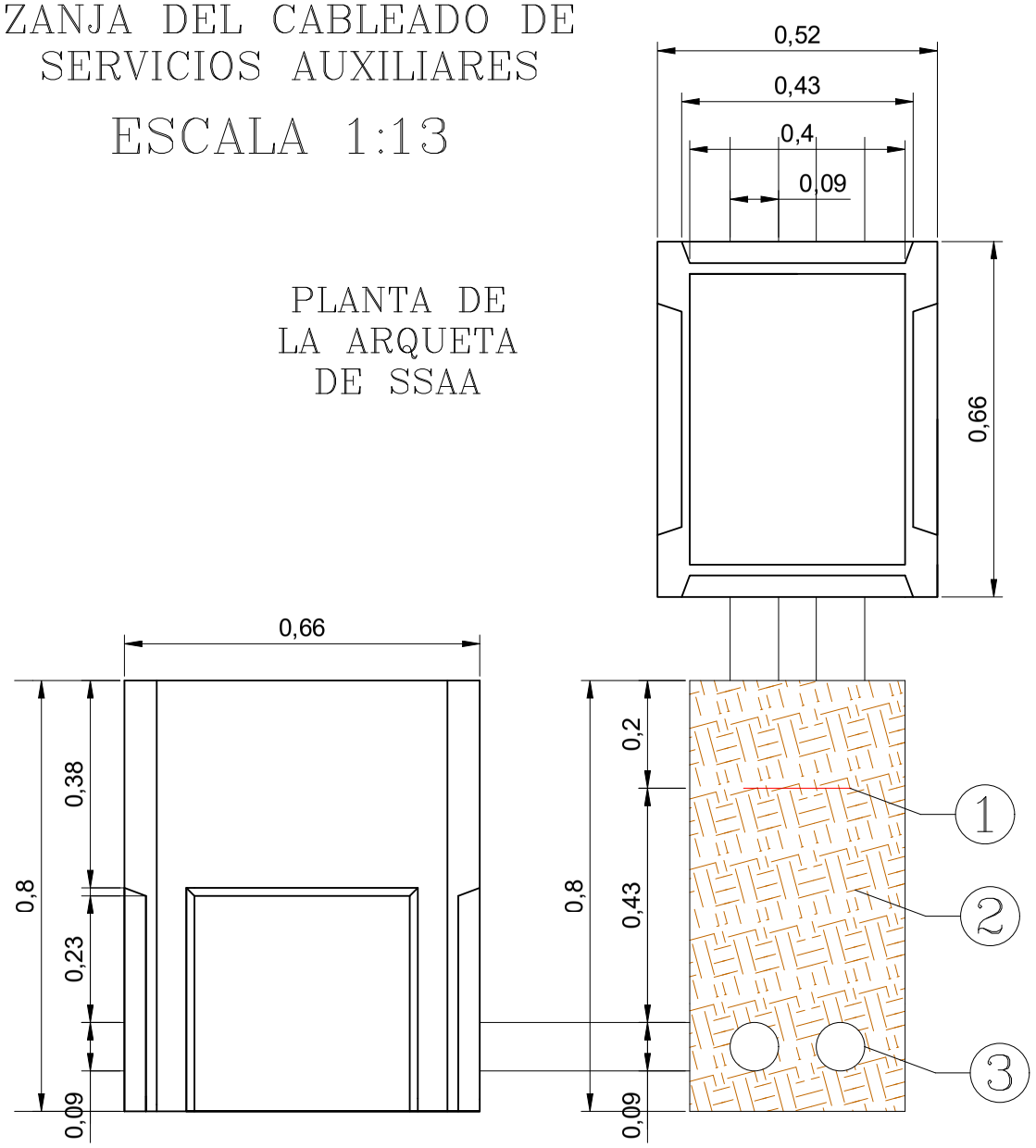
Ubicación y detalle de los Servicios Auxiliares de la instalación

PLANO Nº:

6

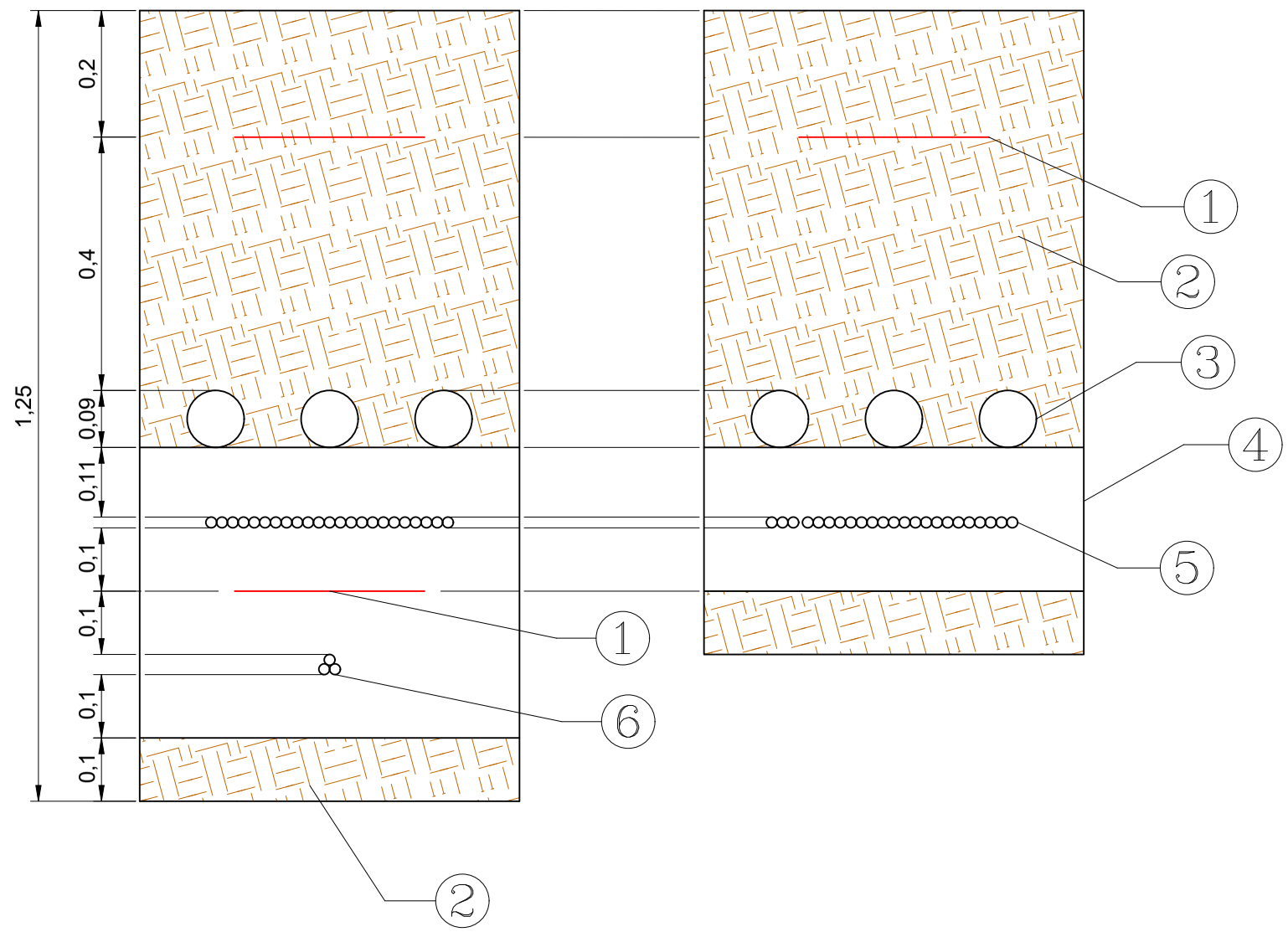
ZANJA DEL CABLEADO DE SERVICIOS AUXILIARES

ESCALA 1:13



ZANJA DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

ZANJA DE BAJA TENSIÓN



N°	LEYENDA		
1	Cinta de señalización	4	Capa rellena de arena fina
2	Tierra del terreno existente	5	Cableado de CC de BT (va desde C. combinación hasta power station)
3	Tubo corrugado de 90mm diámetro	6	Cableado de CA de MT (une power station hasta poste línea aérea)

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:

DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN: **Burgo de Osma, Soria**

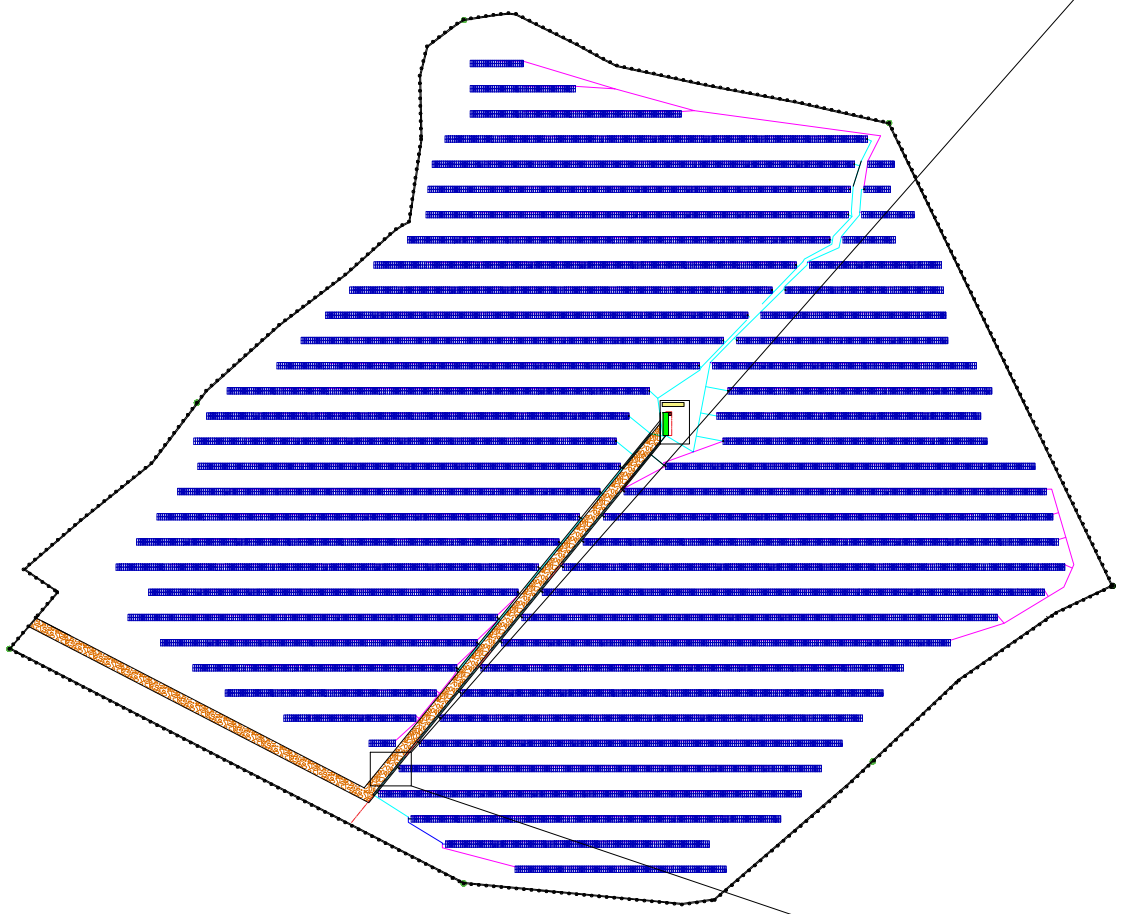
ESCALA: 1:10

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

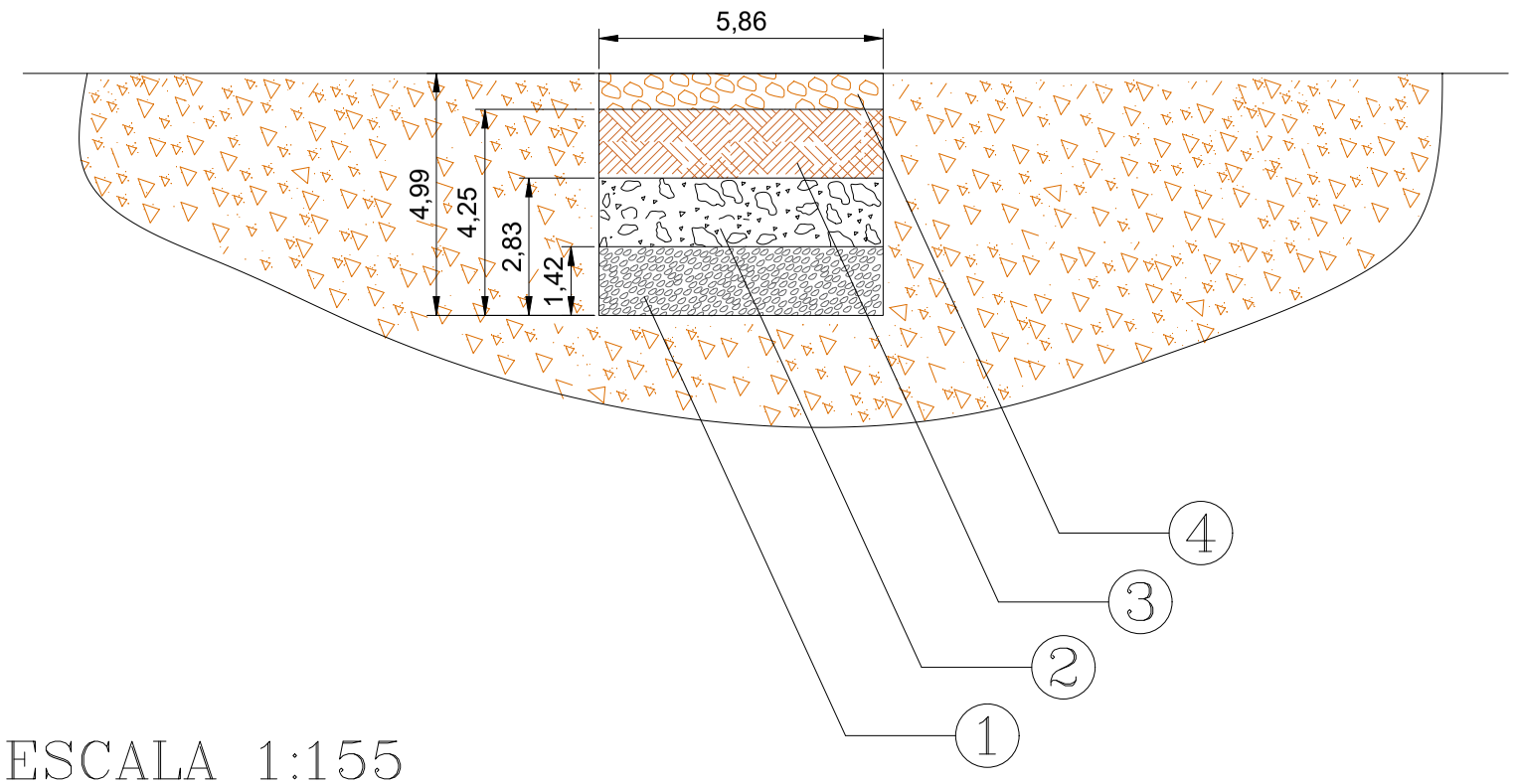
ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN: **Detalle de las zanjas y arquetas de la instalación**

PLANO Nº: 7



DETALLE DE LAS CAPAS QUE CONFORMAN EL CAMINO CENTRAL



ESCALA 1:155

N°	LEYENDA
1	Subrasante, cimentación o explanación
2	Subbase o fundación
3	Base
4	Capa de rodadura

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:
DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:
Burgo de Osma, Soria

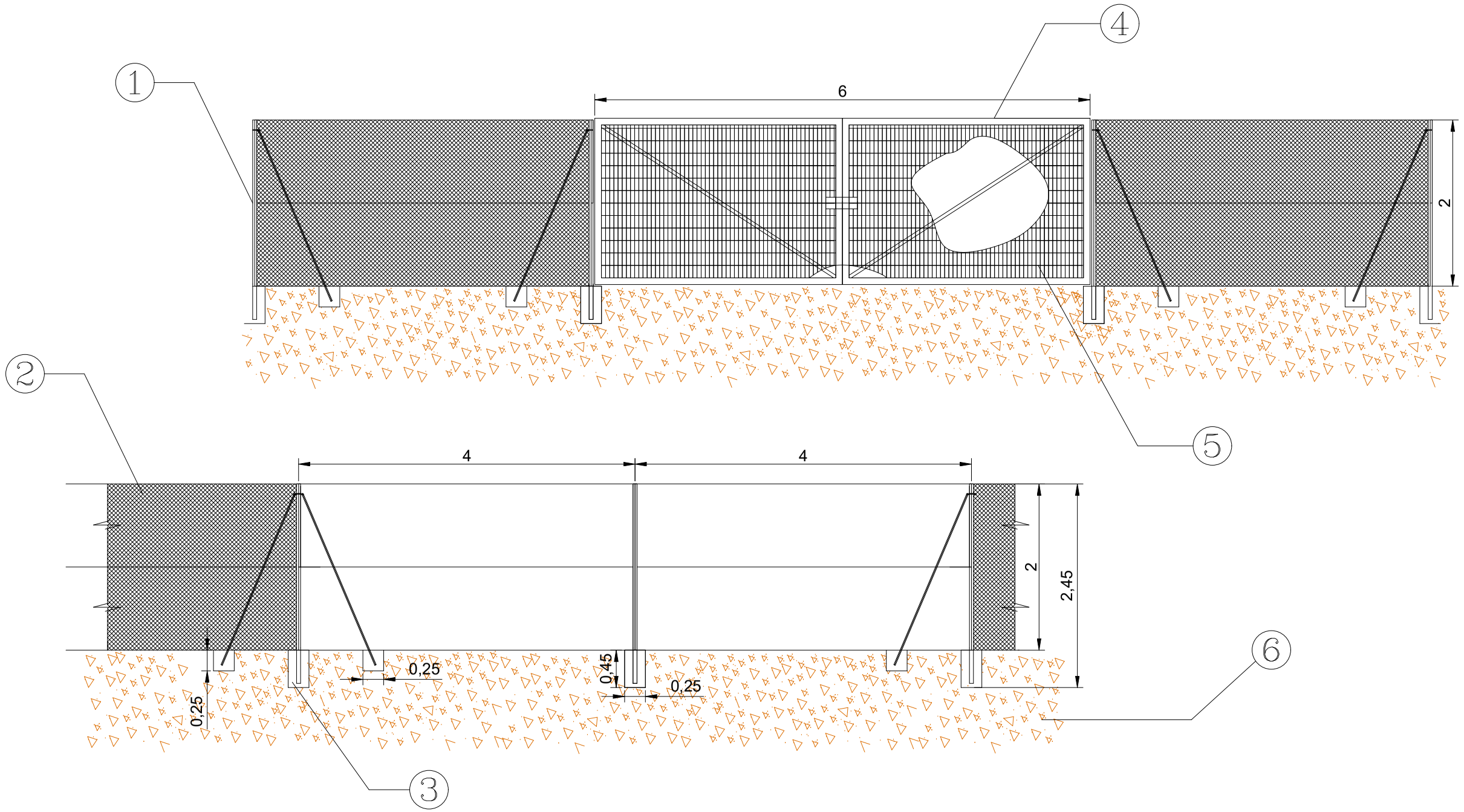
ESCALA:
1:4

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN:
Detalle sección del camino central de la instalación

PLANO Nº:
8



N°	LEYENDA
1	Poste redondo galvanizado de 48 mm, de 1,5mm de espesor
2	Malla enrejado simple torsión galvanizada, de 50/14 de luz de malla
3	Postes de sujección del vallado introducidos en el hormigón 0,45 m
4	Puerta principal del vallado galvanizada con medidas 2x6m
5	Panel rígido de la puerta de malla electrosoldada lisa
6	Suelo de la instalación donde se colocará el vallado

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: ***UNIVERSIDAD DE VALLADOLID***

TÍTULO:
DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN:
Burgo de Osma, Soria

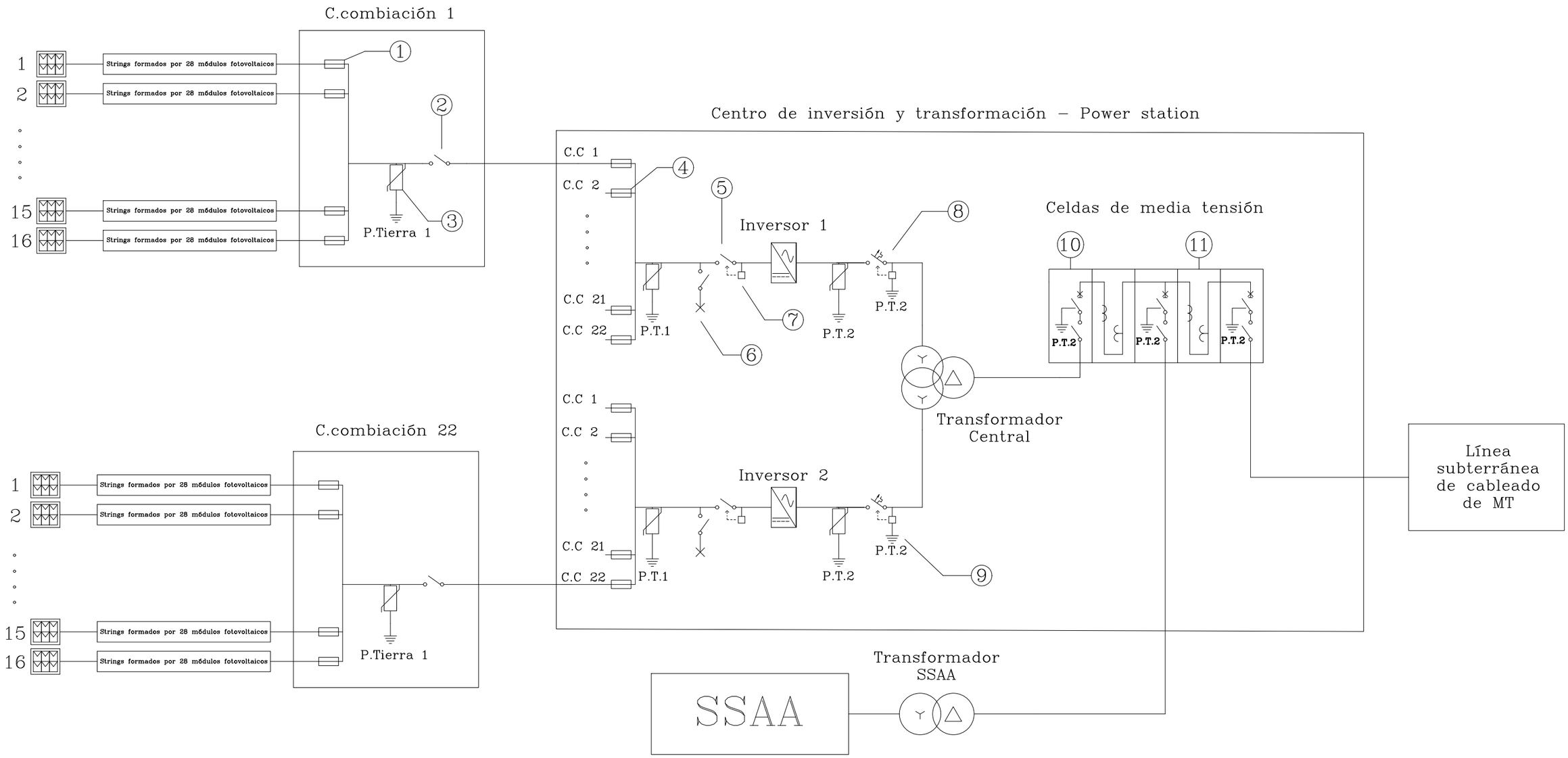
ESCALA:
1:55

FECHA: **17–07–2019**
FIRMA:

ALUMNO: **Javier Botija Ruiz**

DENOMINACIÓN:
Detalle del vallado de la instalación

PLANO Nº:
9



N°	LEYENDA		
1	Fusibles gPV 10x38mm 10A	7	Vigilador de aislamiento doble relé
2	Interruptor corte en carga 160A	8	Interruptor automático 3P 1250A
3	Protector sobretensiones tipo II	9	Vigilador de aislamiento simple relé
4	Fusibles gPV NH2 160A	10	Celda de media tensión de línea
5	Interruptor corte en carga 1000 Vdc 1000A	11	Celda de media tensión de medida
6	Interruptor corte en carga 1000 Vdc 1000A monitorizado		

U.V.A.–E. I. FORESTAL, AGRONÓMICA Y DE LA BIOENERGÍA
GRADO EN INGENIERÍA AGRARIA Y ENERGÉTICA

PROMOTOR: *UNIVERSIDAD DE VALLADOLID*

TÍTULO:
DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5,5 MW CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN: Burgo de Osma, Soria

ESCALA: S/E

FECHA: 17–07–2019
FIRMA:

ALUMNO: Javier Botija Ruiz

DENOMINACIÓN: Esquema unifilar de la instalación

PLANO Nº: 10

3. DOCUMENTO Nº3

PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE

1. **OBJETO DEL PLIEGO**
2. **CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES**
3. **REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO**
4. **EJECUCIÓN DE LAS OBRAS**
5. **ESTUDIO DE ALTERNATIVAS: DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES Y EQUIPOS**
6. **CONDICIONES ECONÓMICAS**

1. OBJETO DEL PLIEGO

El presente pliego tiene como finalidad fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red y servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos.

Pretende valorar también la calidad final de la instalación teniendo en cuenta su rendimiento.

Se aplicará a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos de las instalaciones.

2. CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES

Se aplicará este Pliego a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución y servirá como guía técnica para otras aplicaciones especiales.

El contratista se encargará del diseño y preparación de planos necesarios para la ejecución de la obra, elección de materiales y elaboración de requisitos a tener en cuenta para el buen funcionamiento de la instalación.

Cuando sea necesario realizar un cambio importante con respecto al proyecto, se pondrá en conocimiento del Director de Obra que lo tendrá que aprobar y redactar la modificación del proyecto.

Se contará con una correcta y completa instalación eléctrica.

2.1. ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

En cualquier caso, siempre será de aplicación toda la normativa vigente relativa a instalaciones solares fotovoltaicas.

De obligado cumplimiento el Reglamento de Seguridad y Normas Técnicas.

La ejecución práctica de la instalación se llevará a cabo por personal perfectamente cualificado que posea los carnets y títulos necesarios para realizar este tipo de trabajos.

Cualquier operario que realice algún trabajo en esta instalación deberá estar asegurado reglamentariamente, siendo responsabilidad de la Empresa o persona contratante el incumplimiento de esta obligación.

El encargado será el responsable de recibir las instrucciones del técnico director, así como de comunicarlas y transmitirlas al personal y asegurarse de su cumplimiento.

Será responsabilidad del contratista el que en la obra se encuentre en cada momento el número de operarios necesarios en la obra en función de la naturaleza de los trabajos que se vayan a realizar.

También será obligación del contratista el despido de operarios que no cumplan con las obligaciones estipuladas o realizar un trabajo inapropiado, bien por mala fe o por falta de cualificación.

2.2. DISEÑO

Todos los módulos serán del mismo modelo y si no lo fueran se garantizaría en todo momento la ausencia de efectos negativos y la compatibilidad entre ellos.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo son factores importantes a tener en cuenta y será necesario evaluar las pérdidas que por ello pudieran producirse.

La distancia mínima entre las filas de módulos también se acogerá a la normativa vigente.

La Instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El sistema de monitorización proporcionará medidas de Voltaje, radiación solar, temperatura ambiente, potencia reactiva de salida del inversor, temperatura de los módulos y los datos se presentarán en forma de medidas horarias. Este sistema será fácilmente accesible para el usuario.

2.3. COMPONENTES Y MATERIALES

1. GENERALIDADES

- Es importante asegurar el correcto aislamiento eléctrico tanto en los equipos como en materiales y cableado.

- Todos los materiales situados a intemperie se protegerán contra los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

- Los materiales utilizados serán de primera calidad garantizando el correcto funcionamiento de la instalación y evitando así situaciones peligrosas. El Director de Obra se reserva el derecho de rechazar aquellos materiales que no le ofrezcan las suficientes garantías.

- Se incluirán todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad de las personas y de la instalación.

- Los indicadores, etiquetas… estarán en castellano y si procede en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde esté la instalación.

- No se podrán utilizar materiales que no hayan sido aceptados por el Director de Obra.

En este sentido, se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, para ello se tomará como referencia las diferentes recomendaciones y normas que le sean de aplicación.

2. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAÍCOS

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006.

- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, sobre seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer diferentes normas.

- Los módulos integrados en la edificación deberán cumplir también lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988.

- Los módulos que no puedan ser ensayados según la normativa anterior deberán reunir unos requisitos mínimos establecidos y se comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas que resolverá sobre la acreditación presentada.

- El módulo deberá llevar en lugar visible los datos del fabricante, el modelo y fecha de fabricación.

- Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

- La potencia máxima y corriente de cortocircuito deberán estar comprendidas en el margen del +/- 3% de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Se rechazará cualquier módulo con defectos de fabricación.

- La estructura del generador estará conectada a tierra.

- Se instalarán los elementos necesarios para garantizar la seguridad y facilitar el mantenimiento y reparación del generador.

- Existirá una garantía de 10 años como mínimo para los módulos fotovoltaicos y de 25 años de rendimiento.

3. ESTRUCTURA SOPORTE

- Deberá cumplir lo especificado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

- La Estructura resistirá todas las sobrecargas del viento y nieve.

- Tendrá en cuenta las dilataciones térmicas.

- Se utilizarán los suficientes puntos de sujeción par el módulo fotovoltaico para evitar flexiones en los módulos superiores a las permitidas.

- El diseño facilitará el montaje y las posibles sustituciones de elementos.

- Se efectuarán los taladros necesarios antes de proceder al galvanizado y protección de la estructura contra la acción de los agentes ambientales.

- Los tornillos serán de acero inoxidable o galvanizados en su caso.

- La estructura no hará sombra sobre los módulos.

- El diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

- La estructura soporte será calculada para que pueda soportar situaciones extremas por factores climatológicos adversos.

- Cumplirá la normativa vigente dependiendo de su tipo de construcción, bien si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío o galvanizada en caliente.

4. INVERSORES

Tendrán que extraer la máxima potencia que el generador pueda proporcionar a lo largo del día, siendo del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable.

Los inversores tendrán unas características básicas como:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Seguirán la normativa vigente respecto a la caracterización.
  Cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnéticas llevando protecciones frente a Cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones presentes en la red.

Cada inversor tendrá los controles automáticos necesarios para asegurar una correcta supervisión y manejo.

Tendrán los controles manuales de encendido y apagado general y de conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Tendrán unas características eléctricas:

- Entregará potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM soportando picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de 10 segundos como máximo.

- Las pérdidas en vacío serán inferiores al 2% de su potencia.

- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

- Cumpliendo con la legislación vigente, los inversores tendrán un grado de protección mínima dependiendo de si son de interior de edificios y lugares inaccesibles o accesibles o instalados a la intemperie.

- Garantizarán su funcionamiento en condiciones ambientales entre 0ºC y 40ºC de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

- Su garantía por el fabricante será de tres años como mínimo.

5. CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. La caída de tensión no puede superar el 1,5%.

La longitud del cable será la necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Siguiendo la norma UNE 21123, todo el cableado será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, bien al aire como enterrado.

6. CONEXIÓN A RED

La conexión a red deberá cumplir con la normativa vigente sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (Real Decreto 1663/2000).

7. MEDIDAS Y PROTECCIONES

Cumplirán la normativa vigente. Medidas (Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto) y Protecciones (Real Decreto 1663/2000).

8. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

Cumpliendo con la normativa vigente, como medida de protección frente a descargas eléctricas, la instalación debe contar con una línea de puesta a tierra.

La puesta a tierra estará formada por un anillo de cobre de 50 mm^2 que rodea la instalación.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra.

Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

9. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

La instalación cumplirá lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

10. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas deberán estar equipadas con un sistema de protecciones que en el caso de fallo en la red o fallos internos en la instalación esté garantizada su desconexión para garantizar el correcto funcionamiento de las redes a las que están conectadas.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida compatibles con la red de distribución a la que se conecta.

Deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños.

3. REQUERIMIENTOS TECNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

Se realizará un informe técnico de cada una de las visitas en el que quede reflejado el estado de las instalaciones y las incidencias producidas.

Se registrará en un libro de mantenimiento todas las operaciones de mantenimiento realizadas especificando la identificación del personal que la ha realizado.

3.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Se pretende definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

<u>MANTENIMIENTO PREVENTIVO:</u>

Consiste en operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Incluirá al menos una visita anual o semestral dependiendo de la potencia de la instalación en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: verificar las conexiones y la situación respecto al proyecto original
- Comprobación del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc. Comprobación de cables y terminales, pletinas, transformadores, ventiladores extractores, uniones, limpieza….

MANTENIMIENTO CORRECTIVO:

Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, Incluye:

- Visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento, pudiendo no estar incluidas la mano de obra y las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

A. GARANTIAS

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía es para el comprador de la instalación y se le dará el correspondiente certificado de garantía.

B. PLAZOS.

Todos los materiales utilizados en la instalación y el procedimiento utilizado en su montaje tienen un periodo mínimo de garantía de 3 años. Los módulos fotovoltaicos tienen una garantía mínima de 10 años.

Si por razones de las que es responsable el suministrador hubiera que interrumpir la explotación del suministro, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

C. CONDICIONES ECONÓMICAS DE LA GARANTÍA.

La garantía comprende la reparación o reposición según los casos de los componentes o piezas defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación.

Están incluidos todos los gastos como desplazamientos, medios de transporte, vehículos utilizados, herramientas, portes de recogida y devolución. Así mismo se incluye la mano de obra y materiales necesarios para realizar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

En caso de incumplimiento de la garantía, el comprador podrá fijar un plazo para su cumplimiento. Si sigue sin cumplir con sus obligaciones el suministrador agotando el plazo impuesto, entonces el comprador podrá contratar a un tercero para realizar las oportunas reparaciones presentando una reclamación por daños y perjuicios contra el suministrador.

D. ANULACIÓN DE LA GARANTÍA.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

E. LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN.

Cuando se detecte un defecto de funcionamiento en la instalación se comunicará al suministrador y éste al fabricante.

Se atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la avería se solucionará en el plazo máximo de 10 días, salvo fuerza mayor debidamente justificada.

Las averías se arreglarán in situ, si no pudiera ser, el componente se enviará al taller oficial del fabricante por cuenta del suministrador.

4. EJECUCION DE LAS OBRAS

4.1. COMIENZO DE LAS OBRAS

El contratista deberá dar inicio a la obra en el plazo que figure en el contrato establecido correspondiéndole a él la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas.

Se establece un plazo de quince días desde la adjudicación definitiva o de la firma del contrato.

Estará obligado a notificar de alguna manera, bien por escrito o de forma directa al técnico director la fecha de comienzo de la obra.

4.2. PLAZOS

La obra debe terminarse en el plazo que se estipule en el contrato con la Propiedad.

Podrá incluirse en el contrato una programación de inspecciones periódicas obligatorias para controlar si el ritmo de trabajo es el adecuado.

4.3. OBRA CIVIL, LÍNEA AÉREA

Apertura de hoyos:

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán a lo indicado por el Director de Obra.

Las excavaciones estarán abiertas el menor tiempo posible con el objeto de evitar accidentes.

Los materiales que se extraigan deberán retirarse y dejar la zona limpia, extendiendo las tierras si el propietario del terreno lo autoriza o transportándolas a un vertedero.

El terreno se removerá lo menos posible para evitar que pierda consistencia.

Las paredes de los hoyos serán perpendiculares al terreno.

Transporte:

Se evitarán movimientos bruscos durante el transporte.

En la carga y descarga de los vehículos se evitarán los golpes y malos usos que puedan producir el agrietamiento de los postes. Se colocarán de canto para evitar deformaciones.

El contratista tomará nota de los materiales recibidos y dará cuenta al Director de Obra de las anomalías que se puedan producir.

Cimentaciones:

Todo se realizará conforme a lo especificado en el Proyecto.

El amasado del hormigón se efectuará en hormigoneras cuando sea posible procurando que la mezcla sea lo más homogénea posible.

Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos de hormigón, los macizos de cimentación quedarán 10 cm como mínimo en terrenos normales. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante con una pendiente de un 10% como mínimo como vierte-aguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para colocar el cable de tierra de los apoyos.

La arena que se utilice puede proceder de ríos, canteras, etc. Debe ser limpia sin impurezas arcillosas, preferiblemente de origen cuarzoso.

La piedra podrá proceder de canteras o graveras de rio.

El cemento será de tipo Porland P-350.

El agua se empleará de río o manantial, desechando las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

Las superficies metálicas estarán galvanizadas por inmersión de zinc fundido.

4.4. OBRA CIVIL: LÍNEA ENTERRADA

Trazado y apertura de zanjas:

El trazado de las canalizaciones será lo más recto posible.

La excavación se llevará a cabo por empresa especializada.

Se dejará un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas para facilitar el paso del personal y evitar caídas.

Las dimensiones de las zanjas serán de 0,8 m de profundidad y 50 cm de anchura.

Los tubos serán de polietileno de 200 mm de diámetro.

Arquetas:

Serán de hormigón, con dimensiones necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

En la arqueta los tubos quedarán unos 25 cm por encima del fondo. Una vez tendido el cable los tubos se taponarán con yeso de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo.

La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo. Estarán provistas de argollas o ganchos para facilitar su apertura.

Las arquetas abiertas tienen que respetar las medias de seguridad con barreras y letreros de aviso. No se podrá entrar en ellas, una vez abiertas, hasta que no pasen 15 minutos con el fin de evitar posibles intoxicaciones de gases.

4.5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación.

Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

Retirada de obra de todo el material sobrante.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

5. CONDICIONES ECONOMICAS

5.1. SEGURO DE OBRA

Con anterioridad al comienzo de la obra, el contratista procederá a asegurarla ante posibles daños que se pudieran producir durante su ejecución.

5.2. PRECIOS Y ABONO DE LA OBRA

En el contrato deberán figurar claramente los plazos de abono de la obra y los plazos de la obra en general.

Las liquidaciones parciales que se pacten entre las partes contratantes deberán estar estipuladas en el contrato.

Si se tuvieran que realizar obras complementarias no previstas en el proyecto, se deberá fijar el precio de cada unidad de obra antes del inicio de la obra entre el contratista y el director técnico presentándose ante el propietario para recibir su aprobación o negativa.

En el contrato se deberá establecer la posibilidad o no de la revisión de precios por parte del contratista, en caso afirmativo, la fórmula para su cálculo.

5.3. PLAZO DE EJECUCIÓN

Las obras deberán quedar terminadas en su totalidad en el plazo que se fije en la adjudicación de la obra. No se considerará motivo de demora la falta de mano de obra o de dificultades en la entrega de materiales.

También se reflejará en el contrato el precio a pagar en forma de penalización por el retraso en la entrega de las obras o parte de ellas estableciéndose una tabla de cuantías y demoras.

Si el constructor, excluyendo los casos de fuerza mayor, no tuviese las obras totalmente terminadas en el plazo previsto en el contrato, se podrá efectuar una redución en las liquidaciones, fianzas que tuviese en su poder…

5.4. CONTRATO

El contrato se formalizará mediante documento privado, pudiéndose elevar a escritura pública si así lo solicitara cualquiera de las partes.

En el contrato debe constar todo lo relativo a la realización de las obras, se incluirán la mano de obra, transporte, adquisición de materiales, medios auxiliares, obras complementarias, corrección de obra defectuosa.

También figurará todos los documentos del presente Pliego de Condiciones como muestra de la aceptación del proyecto.

5.5. RESPONSABILIDADES

Hasta que se produzca la recepción definitiva de la instalación el contratista es el responsable de la correcta ejecución de las obras, de la completa operatividad de la instalación al terminar las mismas y de que se cumplan todas las condiciones establecidas.

Las faltas y defectos que pudieran existir por la mala ejecución o la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, no otorga derecho alguno al contratista.

Así mismo será su responsabilidad la correcta conservación de las diferentes partes de la obra, una vez ejecutadas, hasta su entrega.

En caso de incumplirse alguna normativa, ley o disposición de índole laboral que se encuentre vigente en el momento de la obra, el contratista será el responsable, igualmente de los accidentes que puedan suceder y de las repercusiones jurídicas que se puedan derivar.

Si el Director de obra tuviese razones fundadas para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier momento y antes de la recepción definitiva, las demoliciones que crea necesarias para reconocer los trabajos que crea defectuosos.

Serán por cuenta del Contratista los gastos de demolición y reconstrucción que se ocasionan, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrato correrán a cargo del propietario.

5.6. RESCISION DEL CONTRATO

En caso de reiteración en la ejecución de unidades defectuosas, o cuando éstas sean de gran importancia, la Propiedad podrá optar, previo asesoramiento de la Dirección Facultativa, por la rescisión del contrato sin perjuicio de las penalizaciones que puedan imponerse en concepto de indemnización.

Se deberán abonar al contratista el montante de las unidades de obra finalizadas, así como de los materiales almacenados que puedan ser posteriormente utilizados.

En caso de rescisión de contrato se sobreentenderá la retención de la fianza por parte del propietario en forma de conservación de garantía y el mantenimiento que se pudiera dar hasta la fecha de la nueva adjudicación.

Causas de rescisión de contrato:

- Muerte o incapacitación del contratista.
- Quiebra del contratista.
- Modificación de las unidades de obra en número superior al 40% del proyecto original.
- Retraso en el comienzo de la obra siempre que sea por causas ajenas a la propiedad.
- Incumplimiento de las condiciones del contrato cuando impliquen mala fe.
- Suspensión de la obra por plazo superior a seis meses
- Incumplimiento de plazo de finalización.
- Subcontratación de la obra a terceros sin autorización.

4. DOCUMENTO Nº4

PRESUPUESTO

ÍNDICE

1. **CUADRO DE MANO DE OBRA**
2. **CUADRO DE MATERIALES**
3. **CUADRO DE MAQUINARIA**
4. **CUADRO DE PRECIOS AUXILIARES**
5. **CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS**
6. **CUADRO DE PRECIOS Nº1**
7. **CUADRO DE PRECIOS Nº2**
8. **PRESUPUESTO PARCIAL**
9. **PRESUPUESTO GENERAL**

Cuadro de mano de obra

Nº	Designación	Importe		
		Precio (Euros)	Cantidad (Horas)	Total (Euros)
1	Mano obra anclaje postes metál.	4,80	3.270,260 Ml	15.697,25
2	Montaje malla 1-2 m. ST	6,50	3.270,260 Ml	21.256,69
3	Malla de simple torsión, de 50 mm de paso de malla y 2,2 mm de diámetro, acabado galvanizado.	1,28	1.635,130 M2	2.092,97
4	Ayudante electricista	14,85	0,700 Hr	10,40
5	Oficial primera cerrajero	15,40	0,300 Hr	4,62
6	Ayudante cerrajero	12,85	0,300 Hr	3,86
7	Oficial 1ª instalador E.S.F. (B)	27,40	105,600 Hr	2.893,44
8	Ayudante instalador E.S.F. (B)	23,80	105,600 Hr	2.513,28
9	Peón especializado	14,56	156,200 Hr	2.274,30
10	Peón suelto	14,41	268,492 Hr	3.870,65
11	Oficial 1ª fontanero	15,50	0,250 Hr	3,88
12	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	5.852,314 Hr	160.353,41
13	Oficial segunda	15,34	5.768,650 Hr	88.540,64
14	Maquinista o conductor	14,80	1.648,900 Hr	24.403,72
			Importe total:	323.919,11

Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (Euros)	Cantidad Empleada	Total (Euros)
1	Poste intermedio de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 2 m.	8,09	1.635,130 Ml	13.228,20
2	Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, al	8,58	1.635,130 Ml	14.029,42
3	Poste extremo de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 2 m.	7,45	1.635,130 Ml	12.181,72
4	Tensores,grupill.y p/p puerta	0,97	1.635,130 Ud	1.586,08
5	Atersa 330W	199,65	19.712,000 Ud	3.935.500,80
6	Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL	286,44	352,000 Ud	100.826,88
7	Grava rodada	0,08	36.960,000 Kg	2.956,80
8	Caja de combinación 16 canales de entrada	228,70	44,000 Ud	10.062,80
9	Pieza de unión entre tramos de bandeja de 60 mm de altura, incluyendo tornillos y accesorios de fija	11,44	68,700 M2	786,20
10	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	0,10	200,000 Ml	20,00
11	Cable de monitorización de fibra óptica	0,29	1.673,000 Ml	485,17
12	Cable de .06-1kv 1x2,5 mm2	0,31	1.635,130 Ml	506,89
13	Ayudante electricista	13,50	2,000 Hr	27,00
14	Cable línea aérea trifásica de conductor de aluminio-acero LA-56	4,50	160,000 Ml	720,00
15	Pequeño material eléctrico	0,50	43.510,526 %	21.772,90
16	Arena de río (0-5mm)	16,33	0,063 Tm	1,02
17	Gravilla 5/20 mm.	29,00	0,125 Tm	3,63
18	Cemento CEM II/B-P 32,5 R Granel	108,20	0,040 Tm	4,33
19	Agua	1,44	0,018 M3	0,03
20	Cable amarillo PVC de 1x16	1,63	8.115,000 Ml	13.227,45
21	MV Power station SMA 5500	67.290,00	1,000 Ud	67.290,00
			Importe total:	4.195.217,32

Cuadro de maquinaria

Nº	Designación	Importe		
		Precio (Euros)	Cantidad	Total (Euros)
1	Retroescavadora S/NEUMÁT 117CV	31,27	185,574 Hr	5.802,72
2	Pala cargadora 1,30 M3.	22,00	1.648,900 Hr	36.275,80
3	Hormigonera 250 l.	1,30	0,050 Hr	0,07
			Importe total:	42.078,59

Cuadro de precios auxiliares

Nº	Designación	Importe (Euros)

1 Hr de Hr. Hormigonera eléctrica de 250 Lts con un motor eléctrico de 3CV, con bastidor y cabina de acero, pala mezcladoras, adecuadas para asegurar una mezcla rápida y homogenea, mecanismos protegidos herméticamente, con un peso en vacio de 290Kg y un rendimineto aproximado de 3,4m3.

Código	Ud	Descripción	Precio	Cantidad	
U02LA201	Hr	Hormigonera 250 l.	1,30	1,000	1,30
U%10	%	Amortización y otros gastos	1,30	10,000	0,13
U02SW005	Ud	Kilowatio	0,14	3,500	0,49
				Importe:	1,92

2 Ud de Rack de internet que albergará elementos del centro de control como lo son el Router, Switch central, Transceptores, etc. Se localizará en el centro de la instalación, junto a la power station.

Código	Ud	Descripción	Precio	Cantidad	
C04-05-SC01	Ud	Cadena de aisladores de amarre …	54,00	0,100	5,40
C04-05-SC02	Ud	Rack de internet mural 19 de 12…	154,00	1,000	154,00
PREUNIT	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	1,594	4,78
				Importe:	164,18

3 Hr de Hr. Pala cargadora sobre neumáticos con una potencia de 81 CV (110 Kw) con cuchara dentada de capacidad 1,30 m3, con un peso total de 9.410 Kg, de la casa Volvo ó similar, con un alcance de descarga de 3.710 mm, altura de descarga a 45° de 2640 mm, fueza de elevación a altura máxima de 113,2 KN, fuerza de arranque 113,2 KN, capacidad colmada 1,30 m3, ángulo máximo de excavación a 95°, fuerza hidraúlica de elevación a nivel del suelo 114,4 Kn, longitud total de la máquina 6.550 mm, altura sobre el nivel del suelo de 293 mm, control por palanca única, dirección controlada por la transmisión ó por los frenos, i/ retirada y colocación del lugar de las obras.

Código	Ud	Descripción	Precio	Cantidad	
U02FA001	Hr	Pala cargadora 1,30 M3.	22,00	1,000	22,00
U%10	%	Amortización y otros gastos	22,00	10,000	2,20
U01AA015	Hr	Maquinista o conductor	14,80	1,000	14,80
U02SW001	Lt	Gasóleo A	1,06	15,000	15,90
				Importe:	54,90

4 M3 de M3. Hormigón en masa de resistencia H-200 según EH-91, con cemento CEM II/A-P 32,5 R, arena de río y árido tamaño máximo 20 mm. confeccionado con hormigonera de 250 l., para vibrar y consistencia plástica.

Código	Ud	Descripción	Precio	Cantidad	
C02-15-SC01	Hr	Peón suelto	14,41	1,780	25,65
U04CA001	Tm	Cemento CEM II/B-P 32,5 R Granel	108,20	0,400	43,28
U04AA101	Tm	Arena de río (0-5mm)	16,33	0,625	10,21
U04AF050	Tm	Gravilla 5/20 mm.	29,00	1,250	36,25
U04PY001	M3	Agua	1,44	0,180	0,26
A03LA005	Hr	HORMIGONERA ELÉCTRICA 250 L.	1,92	0,500	0,96
				Importe:	116,61

Nº	Código	Ud	Descripción			Total

1 Preparación del terreno y acciones previas

1.1 C.01.01 **M2** **Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.**

C01-01-SC01	0,010	Hr	CARGADORA S/NEUMÁTICOS C=1,3…	54,90	0,55
PREUNIT	0,006	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	0,02
			Precio total por M2		**0,57**

Son cincuenta y siete céntimos

1.2 C.01.02 **Ml** **Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 50 mm de paso de malla y 2,2 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 2 m de altura.**

C01-02-SC01	2,000	Ml	Mano obra anclaje postes metál.	4,80	9,60
C01-02-SC02	2,000	Ml	Montaje malla 1-2 m. ST	6,50	13,00
C01-02-SC03	1,000	Ml	Poste intermedio de tubo de acero galv…	8,09	8,09
C01-02-SC04	1,000	Ml	Poste interior de refuerzo de tubo de ac…	8,58	8,58
C01-02-SC05	1,000	Ml	Poste extremo de tubo de acero galvani…	7,45	7,45
C01-02-SC06	1,000	Ml	Poste en escuadra de tubo de acero gal…	8,02	8,02
C01-02-SC07	1,000	M2	Malla de simple torsión, de 50 mm de p…	1,28	1,28
C01-02-SC08	1,000	Ud	Tensores,grupill.y p/p puerta	0,97	0,97
C01-02-SC09	0,700	h	Oficial 1ª montador.	18,30	12,81
C01-02-SC10	0,300	h	Oficial cerrajería	15,90	4,77
C01-02-SC11	0,300	h	Ayudante cerrajería	13,80	4,14
PREUNIT	0,787	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	2,36
			Precio total por Ml		**81,07**

Son ochenta y un Euros con siete céntimos

1.3 C.01.03 **M2** **M2. Puerta de paso en cerramiento constituido por cerco de tubo metálico 40x20x1,5 y otro de 30x15x1,5, recibido mediante soldadura a poste 60x60x1,5 anclado a dado de hormigón HM-20 N/mm2 Tmax arido 20 mm. y bastidor de tubo 40x40x1,5 cm., con pletina 40x4 mm. para sujección de mallazo rizado de alambre de 2 mm. formando cuadrícula de 4x4 cm., i/recibido de postes.**

OFIC-INST	0,700	Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	19,18
C01-03-SC02	0,700	Hr	Ayudante electricista	14,85	10,40
C01-03-SC03	0,300	Hr	Oficial primera cerrajero	15,40	4,62
C01-03-SC04	0,300	Hr	Ayudante cerrajero	12,85	3,86
C01-03-SC05	1,000	M2	Puerta cancela 2m de alto y 6m de ancho	270,00	270,00
C01-03-SC06	2,000	Ud	Poste en extremo con tubo de acero gal…	8,58	17,16
C01-03-SC07	0,100	M3	HORMIGÓN H-200/20 elab. obra	116,61	11,66
PREUNIT	3,290	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	9,87
			Precio total por M2		**346,75**

Son trescientos cuarenta y seis Euros con setenta y cinco céntimos

Nº	Código	Ud	Descripción			Total

2 Campo fotovoltaico

2.1 C.02.01 **Ud** **Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,65 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,85 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,05 A, eficiencia 16,96%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1965x990x40 mm, resistencia a la carga del viento y nieve 2400 Pa, peso 22,5 kg.**

OFIC-INST	0,200 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	5,48
OFICI-SEG	0,200 Hr	Oficial segunda	15,34	3,07
C02-01-SC03	1,000 Ud	Atersa 330W	199,65	199,65
MATELEC	2,099 %	Pequeño material eléctrico	0,50	1,05
PREUNIT	2,109 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	6,33

Precio total por Ud 215,58

Son doscientos quince Euros con cincuenta y ocho céntimos

2.2 C.02.02 **Ud** **Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL, para 28x2 paneles de dimensiones 1965x990x40mm en posición vertical. Incluye guías longitudinales, kits triangulares, accesorios de unión y fijación, y tornillería. Formado por perfiles de aluminio EN AW 6005ª T6 con una tornillería de acero inoxidable y una inclinación de 30º. Se recomienda su instalación sobre zapatas de hormigón.**

C02-02-SC01	0,300 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (B)	27,40	8,22
C02-02-SC02	0,300 Hr	Ayudante instalador E.S.F. (B)	23,80	7,14
C02-02-SC03	1,000 Ud	Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL	286,44	286,44
C02-02-SC04	105,000 Kg	Grava rodada	0,08	8,40
MATELEC	3,102 %	Pequeño material eléctrico	0,50	1,55
PREUNIT	3,118 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	9,35

Precio total por Ud 321,10

Son trescientos veintiun Euros con diez céntimos

2.3 C.02.03 **Ud** **Cajas de combinación de series con 16 canales de entrada doble polaridad protegidos con 32 fusibles de 15 A, con protecciones contra sobretensiones tipo II. Con montaje mural y puerta abatible precintable.**

OFIC-INST	0,200 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	5,48
OFICI-SEG	0,200 Hr	Oficial segunda	15,34	3,07
C02-03-SC01	1,000 Ud	Caja de combinación 16 canales de ent…	228,70	228,70
MATELEC	2,389 %	Pequeño material eléctrico	0,50	1,19
PREUNIT	2,401 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	7,20

Precio total por Ud 245,64

Son doscientos cuarenta y cinco Euros con sesenta y cuatro céntimos

2.4 C.02.04 **M2** **Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 100 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.**

OFIC-INST	1,100 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	30,14
OFICI-SEG	1,000 Hr	Oficial segunda	15,34	15,34
C02-05-SC01	1,000 Ml	Bandera perforada Rejiband 60x100mm	12,40	12,40
C02-05-SC02	0,345 M2	Pieza de unión entre tramos de bandeja…	11,44	3,95
PREUNIT	0,495 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	1,49

Precio total por M2 63,32

Son sesenta y tres Euros con treinta y dos céntimos

Nº	Código	Ud	Descripción			Total
2.5	C.02.05	**M2**	**Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 200 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.**			
	OFIC-INST	1,100 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		30,14
	OFICI-SEG	1,000 Hr	Oficial segunda	15,34		15,34
	C02-05-SC01	1,000 Ml	Bandera perforada Rejiband 60x100mm	12,40		12,40
	C02-05-SC02	1,200 M2	Pieza de unión entre tramos de bandeja…	11,44		13,73
	PREUNIT	0,593 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		1,78
			Precio total por M2			**73,39**
			Son setenta y tres Euros con treinta y nueve céntimos			
2.6	C.02.06	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**			
	C02-06-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C02-06-SC02	0,010 Hr	Peón especi. inst. eléctrica	13,60		0,14
	C02-06-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	0,10		0,10
	PREUNIT	0,004 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,01
			Precio total por Ml			**0,43**
			Son cuarenta y tres céntimos			
2.7	C.02.07	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**			
	C02-07-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C02-07-SC02	0,010 Hr	Peón especi.inst.eléctrica	13,60		0,14
	C02-07-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	0,11		0,11
	PREUNIT	0,004 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,01
			Precio total por Ml			**0,44**
			Son cuarenta y cuatro céntimos			
2.8	C.02.08	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**			
	C04-10-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C04-10-SC02	0,010 Hr	Peón especi.inst.eléctrica	13,60		0,14
	C02-08-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC 4mm2	0,12		0,12
	PREUNIT	0,004 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,01
			Precio total por Ml			**0,45**
			Son cuarenta y cinco céntimos			
2.9	C.02.09	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**			
	C02-09-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C02-09-SC02	0,010 Hr	Peón especi. inst. eléctrica	13,60		0,14
	C02-09-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kv AV	0,13		0,13
	PREUNIT	0,004 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,01
			Precio total por Ml			**0,46**
			Son cuarenta y seis céntimos			
2.10	C.02.10	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**			
	C02-10-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C02-10-SC02	0,010 Hr	Peón especi. inst. eléctrica	13,60		0,14
	C02-10-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	0,15		0,15
	PREUNIT	0,004 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,01
			Precio total por Ml			**0,48**
			Son cuarenta y ocho céntimos			

Nº	Código	Ud	Descripción			Total
2.11	C.02.11	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.**			
	C02-11-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C02-11-SC02	0,010 Hr	Peón espci. inst. eléctrica	13,60		0,14
	C02-11-SC03	1,000 Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0.6/1 kV AC	0,17		0,17
	PREUNIT	0,005 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,02
			Precio total por Ml			**0,51**
			Son cincuenta y un céntimos			
2.12	C.02.12	**Ml**	**Ml. Cable amarillo-verde de PVC de 750 V de 1x16 mm2, colocado.**			
	C04-10-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00		0,18
	C04-10-SC02	0,010 Hr	Peón especi.inst.eléctrica	13,60		0,14
	U37YO050	1,000 Ml	Cable amarillo PVC de 1x16	1,63		1,63
	PREUNIT	0,020 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		0,06
			Precio total por Ml			**2,01**
			Son dos Euros con un céntimo			
2.13	C.02.13	**Ud**	**Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 60x110x110 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**			
	OFIC-INST	3,600 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		98,64
	C02-14-SC01	2,500 Hr	Peón especializado	14,56		36,40
	C02-15-SC04	1,000 M3	Arqueta para cableado de Baja tensión …	151,25		151,25
	PREUNIT	2,459 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		7,38
			Precio total por Ud			**293,67**
			Son doscientos noventa y tres Euros con sesenta y siete céntimos			
2.14	C.02.14	**Ud**	**Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, con módulo superior de 60x60x35cm, módulo de suplementación de 20cm de 100x100x20cm y módulo inferior 100x100x60cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**			
	OFIC-INST	5,800 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		158,92
	C02-14-SC01	5,800 Hr	Peón especializado	14,56		84,45
	C02-14-SC02	1,000 Ud	Arqueta para Baja y Media tensión para…	200,95		200,95
	PREUNIT	3,792 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		11,38
			Precio total por Ud			**455,70**
			Son cuatrocientos cincuenta y cinco Euros con setenta céntimos			
2.15	C.02.15	**M3**	**Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.**			
	C02-15-SC01	0,197 Hr	Peón suelto	14,41		2,84
	C02-15-SC02	0,197 Hr	Retroescavadora S/NEUMÁT 117CV	31,27		6,16
	C02-15-SC03	1,000 m	Colocación del cableado de BT	20,76		20,76
	C02-15-SC04	1,000 M3	Arqueta para cableado de Baja tensión …	151,25		151,25
	C02-15-SC05	1,000 h	Relleno de la zanja con material de la pr…	3,61		3,61
	C02-15-SC06	2,000 h	Compactador manual	7,00		14,00
	PREUNIT	1,986 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00		5,96
			Precio total por M3			**204,58**
			Son doscientos cuatro Euros con cincuenta y ocho céntimos			

Nº	Código	Ud	Descripción			Total
2.16	C.02.16	**M3**	**Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.**			
	C02-15-SC01	0,197	Hr	Peón suelto	14,41	2,84
	C02-16-SC01	0,197	Hr	Retroescavadora S/NEUMAT 117CV	31,27	6,16
	C02-16-SC02	1,000	m	Colocación de cableado de BT y MT	11,20	11,20
	C02-16-SC03	1,000	M3	Zanjas para instalaciones hasta una pro…	19,61	19,61
	C02-16-SC04	1,000	Ml	Arqueta para cableado de BT y MT	200,95	200,95
	C02-16-SC05	1,000	h	Relleno de zanja con material de la pro…	5,20	5,20
	C02-16-SC06	2,200	h	Compactador manual	7,00	15,40
	PREUNIT	0,907	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	2,72
				Precio total por M3		**264,08**
						Son doscientos sesenta y cuatro Euros con ocho céntimos
2.17	C.02.17	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.**			
	C02-17-SC01	0,010	Hr	Oficial esp. inst. eléctrica	18,00	0,18
	C02-17-SC02	0,010	Hr	Peón especi. inst. eléctrica	13,60	0,14
	C02-17-SC03	1,000	Ml	Cable de 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	0,19	0,19
	PREUNIT	0,005	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	0,02
				Precio total por Ml		**0,53**
						Son cincuenta y tres céntimos

Nº	Código	Ud	Descripción	Total

3 Centro de inversión - transformación

3.1 C.03.01 **Ud** **La power station MVPS 5500 combina dos potentes inversores fotovoltaicos Sunny Central 2750-EV, un transformador y un cuadro, además de las correspondientes celdas en un solo contenedor. Poseen una alta densidad de potencia y un diseño compacto de los contenedores lo cual permite reducir los costes operativos de la planta.**

Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 24 kW, voltaje de entrada máximo 849-999 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 27,50 kW, eficiencia máxima 98,7%, rango de voltaje de entrada de 875 a 1425 Vcc, dimensiones 2780 / 2318 / 1588 mm. Cumple todos los requisitos exigidos por el RD 1663/2000 e incorpora en el propio equipo las protecciones de tensión, sistema de medida de aislamiento de la instalación fotovoltaica, grado de protección IP65, accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.

Transformador SMA con corriente máx. de salida a 33 kV, Sistema de refrigeración ONAF, grupo de conexión Dy11y11. Completamente montado, probado y funcionando.

OFIC-INST	0,800	Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	21,92
OFICI-SEG	0,800	Hr	Oficial segunda	15,34	12,27
C03-01-SC01	1,500	Hr	Grúa autopropulsada de brazo telescópi…	67,00	100,50
U45DC130	1,000	Ud	MV Power station SMA 5500	67.290,00	67.290,00
C03-01-SC02	2,000	Ud	Elementos de seguridad (extintor, cartel…	227,00	454,00
MATELEC	678,855	%	Pequeño material eléctrico	0,50	339,43
PREUNIT	682,249	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	2.046,75

Precio total por Ud 70.264,87

Son setenta mil doscientos sesenta y cuatro Euros con ochenta y siete céntimos

3.2 C.03.02 **M3** **Losa de cimentación para sustentar la power station y el transformador de SSAA. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.**

C03-02-SC01	1,500	h	Peón ordinario construcción	23,80	35,70
C03-02-SC02	1,000	M3	Losa de cimentación de base del centro…	2.354,00	2.354,00
PREUNIT	23,897	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	71,69

Precio total por M3 ..... 2.461,39

Son dos mil cuatrocientos sesenta y un Euros con treinta y nueve céntimos

Nº	Código	Ud	Descripción			Total

4 Elementos auxiliares

4.1 C.04.01 **M2** **Circuito cerrado de cámaras de seguridad del modelo Cámara bullet exterior, con una resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros, lente fija, incluyendo disco duro 1 TB especial para videovigilancia, con nivel de protección IP67 conexionado totalmente instalado. Instaladas sobre mástiles de 3 metros de altura incluidos.**

OFIC-INST	0,040	Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	1,10
C04-01-SC01	0,040	Hr	Ayudante electricista	15,15	0,61
C04-01-SC02	2,000	Ud	Cámara de seguridad de videovigilancia	218,64	437,28
C04-01-SC03	1,000	h	Canalización del cableado y conectado …	14,52	14,52
C04-01-SC04	0,200	h	Colocación de los mástiles de las cáma…	24,45	4,89
PREUNIT	4,579	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	13,74

Precio total por M2 472,14

Son cuatrocientos setenta y dos Euros con catorce céntimos

4.2 C.04.02 **Ud** **Anemómetro de copa ligera basado en el principio de efecto Hall. Rango de medición 0...60 m/s con un umbral de 0,5 m/s. Dos pulsos por rotación y 67 pulsos a 30 m/s. El PA2 es un anemómetro de copa asequible y de alta calidad con imanes cerámicos y cojinetes de acero inoxidable y accesorios de montaje.**

Veleta ligera y de larga duración. Ángulo mecánico de 360° sin tope. Ángulo eléctrico 350°±3°, umbral entre 1,2 y 1,5 m/s. La PRV es una veleta de alta calidad asequible con cojinetes de bronce en aceite y herrajes de montaje de acero inoxidable.

OFIC-INST	1,200	Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	32,88
OFICI-SEG	1,200	Hr	Oficial segunda	15,34	18,41
C04-02-SC01	1,000	Ud	Veleta y anemómetro Sensovant	380,00	380,00
%CI	3,000	%	Costes indirectos..(s/total)	431,29	12,94

Precio total por Ud 444,23

Son cuatrocientos cuarenta y cuatro Euros con veintitres céntimos

4.3 C.04.03 **Ud** **Clase A según la clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO. Posee un rango de temperatura de funcionamiento -40 a +80 ° C y un rango o selectividad espectral entre 285 a 3000 x 10-9 m. Sensibilidad (nominal) 15 x 10-6 V/(W/m2).**

C.04.05	0,300	Ud	RACK DE INTERNET	164,18	49,25
C04-03-SC02	1,000	Ud	Piranómetro Sensovant	680,00	680,00
PREUNIT	7,293	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	21,88

Precio total por Ud 751,13

Son setecientos cincuenta y un Euros con trece céntimos

4.4 C.04.04 **Ml** **Metro lineal de cable de fibra óptica que servirá de comunicación de los elementos de servicios auxiliares con el centro de monitorización. Cableado enterrado bajo tubo corrugado de 90mm de diámetro, totalmente instalado.**

OFIC-INST	0,250	Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	6,85
OFICI-SEG	0,250	Hr	Oficial segunda	15,34	3,84
C04-04-SC01	1,000	Ml	Cable de monitorización de fibra óptica	0,29	0,29
MATELEC	0,131	%	Pequeño material eléctrico	0,50	0,07
PREUNIT	0,132	%	Costes indirectos..(s/total)	3,00	0,40

Precio total por Ml 11,45

Son once Euros con cuarenta y cinco céntimos

Nº	Código	Ud	Descripción			Total
4.5	C.04.05	**Ud**	**Rack de internet que albergará elementos del centro de control como lo son el Router, Switch central, Transceptores, etc. Se localizará en el centro de la instalación, junto a la power station.**			
	C04-05-SC01	0,100 Ud	Cadena de aisladores de amarre de vidr…		54,00	5,40
	C04-05-SC02	1,000 Ud	Rack de internet mural 19 de 12U OEM …		154,00	154,00
	PREUNIT	1,594 %	Costes indirectos..(s/total)		3,00	4,78
			Precio total por Ud			**164,18**
			Son ciento sesenta y cuatro Euros con dieciocho céntimos			
4.6	C.04.06	**Ud**	**Sistema de monitorización para la regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección de los dos inversores existentes en la power station central de la instalación.**			
	C04-06-SC01	6,000 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)		27,40	164,40
	C04-06-SC02	6,000 Hr	Ayudante instalador E.S.F. (A)		23,80	142,80
	C04-06-SC03	1,000 Ud	Power plant controller fabricante SMA		354,00	354,00
	C04-06-SC04	5,486 %	Pequeño material eléctrico		0,50	2,74
	PREUNIT	6,639 %	Costes indirectos..(s/total)		3,00	19,92
			Precio total por Ud			**683,86**
			Son seiscientos ochenta y tres Euros con ochenta y seis céntimos			
4.7	C.04.07	**Ml**	**Tubo corrugado de plástico, enterrado, que albergará el cableado de servicios auxiliares en su interior. Díametro de 90 mm.**			
	C04-07-SC01	0,650 Hr	Ayudante instalador E.S.F. (A)		23,80	15,47
	C04-07-SC02	1,000 Ml	Tubo corrugado de lástico de 90mm de …		1,66	1,66
	PREUNIT	0,171 %	Costes indirectos..(s/total)		3,00	0,51
			Precio total por Ml			**17,64**
			Son diecisiete Euros con sesenta y cuatro céntimos			
4.8	C.04.08	**Ud**	**Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 40x54x80 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**			
	C04-08-SC01	3,600 Hr	Oficial 1ª electricista		16,17	58,21
	C04-08-SC02	2,500 Hr	Peón especializado		14,56	36,40
	C04-08-SC03	1,000 Ud	Arqueta para cableado de Baja tensión …		101,95	101,95
	PREUNIT	1,966 %	Costes indirectos..(s/total)		3,00	5,90
			Precio total por Ud			**202,46**
			Son doscientos dos Euros con cuarenta y seis céntimos			
4.9	C.04.09	**Ud**	**Transformador destinado a la conversión de media tensión en baja tensión, electricidad que se utilizará para la alimentación de los servicios auxiliares de la instalación.**			
	OFIC-INST	0,200 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)		27,40	5,48
	AYUD-INST	0,200 Hr	Ayudante 1ª instalador E.S.F. (A)		24,30	4,86
	C04-09-SC01	1,000 Ud	Transformador de SSAA 30 kVA		37.289,00	37.289,00
	C04-09-SC02	16,600 %	Pequeño material eléctrico y herramientas		0,50	8,30
	%CI	3,000 %	Costes indirectos..(s/total)		37.307,64	1.119,23
			Precio total por Ud			**38.426,87**
			Son treinta y ocho mil cuatrocientos veintiseis Euros con ochenta y siete céntimos			
4.10	C.04.10	**Ml**	**Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 1x2.5 mm2, PRYSMIAN.**			
	C04-10-SC01	0,010 Hr	Oficial esp. inst. eléctrica		18,00	0,18
	C04-10-SC02	0,010 Hr	Peón especi.inst.eléctrica		13,60	0,14
	C04-10-SC03	1,000 Ml	Cable de .06-1kv 1x2,5 mm2		0,31	0,31
	PREUNIT	0,011 %	Costes indirectos..(s/total)		3,00	0,03
			Precio total por Ml			**0,66**
			Son sesenta y seis céntimos			

Nº	Código	Ud	Descripción			Total
			5 Línea subterráenea de MT			
5.1	C.05.01	**Ml**	**Cableado para la línea aérea trifásica en conductor de aluminio LA-56, tensado, tendido en equilibrio y amarrado sobre las estructuras de anclaje de hormigón inicial y final.**			
	OFIC-INST	5,000 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		137,00
	OFIC-INST	0,400 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		10,96
	OFICI-SEG	5,000 Hr	Oficial segunda	15,34		76,70
	OFICI-SEG	0,400 Hr	Oficial segunda	15,34		6,14
	C05-01-SC01	1,000 Ml	Cableado línea subterránea AL EPROT…	6,53		6,53
	C05-01-SC02	1,608 %	Pequeño material eléctrico	0,50		0,80
	%CI	3,000 %	Costes indirectos..(s/total)	238,13		7,14
			Precio total por Ml			**245,27**
			Son doscientos cuarenta y cinco Euros con veintisiete céntimos			
5.2	C.05.02	**M3**	**Excavación, con retroexcavadora del terreno en apertura de zanjas, con extracción de tierras a los bordes, y posterior colocación del cableado de MT bajo la línea de BT que irá sobre la primera.**			
	OFIC-INST	2,200 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40		60,28
	AYUD-INST	2,200 Hr	Ayudante 1ª instalador E.S.F. (A)	24,30		53,46
	%CI	3,000 %	Costes indirectos..(s/total)	113,74		3,41
			Precio total por M3			**117,15**
			Son ciento diecisiete Euros con quince céntimos			

Nº	Código	Ud	Descripción			Total

6 Línea aérea de MT

6.1	C.06.01	**Ud**	**Apoyo de alineación en hormigón armado vibrado de 17 m de altura y 630 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo B200, cadenas de aisladores de vídrio según cálculos con sus respectivos herrajes.**			
	C06-01-SC01	0,250 Hr	Oficial 1ª fontanero	15,50	3,88
	C06-01-SC02	1,000 Ud	Cadena de aisladores de amarre de vidr…	54,00	54,00
	C06-01-SC03	1,000 Ud	Cadena de aisladores de suspensión de…	51,00	51,00
	C06-01-SC04	1,000 Ud	Pararrayos tipo autoválvula de 24kV, 10…	153,60	153,60
	C06-01-SC05	1,000 Ud	Cortocircuitos fusibles de expulsión XS …	273,00	273,00
	C06-01-SC06	1,000 Ud	Base Cortocircuitos fusibles XS de 100…	96,00	96,00
	C06-01-SC07	1,000 Ud	Soporte posapies SPC	46,82	46,82
	C06-01-SC08	2,000 Hr	Oficial 1ª electricista	16,50	33,00
	C06-01-SC09	2,000 Hr	Ayudante electricista	13,50	27,00
	PREUNIT	7,383 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	22,15
			Precio total por Ud		**760,45**

Son setecientos sesenta Euros con cuarenta y cinco céntimos

6.2	C.06.02	**Ml**	**CABLEADO LÍNEA AÉREA LA-56**		
	OFICI-INST	0,750 Hr	Oficial 1ª electricista	17,89	13,42
	OFICI-SEG	0,750 Hr	Oficial segunda	15,34	11,51
	C06-02-SC01	1,000 Ml	Cable línea aérea trifásica de conductor…	4,50	4,50
	MATELEC	0,250 %	Pequeño material eléctrico	0,50	0,13
	PREUNIT	0,251 %	Costes indirectos..(s/total)	3,00	0,75
			Precio total por Ml		**30,31**

Son treinta Euros con treinta y un céntimos

6.3	C.06.03	**Ud**	**Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.**		
	OFIC-INST	0,002 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	0,05
	AYUD-INST	0,002 Hr	Ayudante 1ª instalador E.S.F. (A)	24,30	0,05
	C06-03-SC01	1,000 Ud	Pica de cobre de 2 metros de longitud	100,32	100,32
	C06-03-SC02	0,449 %	Pequeño material eléctrico	0,50	0,22
	%CI	3,000 %	Costes indirectos..(s/total)	100,64	3,02
			Precio total por Ud		**103,66**

Son ciento tres Euros con sesenta y seis céntimos

6.4	C.06.04	**PA**	**P.A. Conexión de la red de agua de la urbanización a la red de abastecimiento general (depósito, red municipal, ...etc), totalmente terminada.**		
	OFIC-INST	1,200 Hr	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	27,40	32,88
	AYUD-INST	1,200 Hr	Ayudante 1ª instalador E.S.F. (A)	24,30	29,16
	C06-04-SC01	4,000 Hr	Conexión en caliente de la red aérea a l…	575,00	2.300,00
	C06-04-SC02	1,100 %	Pequeño material eléctrico	0,50	0,55
	%CI	3,000 %	Costes indirectos..(s/total)	2.362,59	70,88
			Precio total por PA		**2.433,47**

Son dos mil cuatrocientos treinta y tres Euros con cuarenta y siete céntimos

Cuadro de precios nº 1

Nº	Designación	Importe	
		En cifra (Euros)	En letra (Euros)
	1 Preparación del terreno y acciones previas		
1.1	M2 Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.	0,57	CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS
1.2	Ml Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 50 mm de paso de malla y 2,2 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 2 m de altura.	81,07	OCHENTA Y UN EUROS CON SIETE CÉNTIMOS
1.3	M2 M2. Puerta de paso en cerramiento constituido por cerco de tubo metálico 40x20x1,5 y otro de 30x15x1,5, recibido mediante soldadura a poste 60x60x1,5 anclado a dado de hormigón HM-20 N/mm2 Tmax arido 20 mm. y bastidor de tubo 40x40x1,5 cm., con pletina 40x4 mm. para sujección de mallazo rizado de alambre de 2 mm. formando cuadrícula de 4x4 cm., i/recibido de postes.	346,75	TRESCIENTOS CUARENTA Y SEIS EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS
	2 Campo fotovoltaico		
2.1	Ud Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,65 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,85 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,05 A, eficiencia 16,96%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1965x990x40 mm, resistencia a la carga del viento y nieve 2400 Pa, peso 22,5 kg.	215,58	DOSCIENTOS QUINCE EUROS CON CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS
2.2	Ud Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL, para 28x2 paneles de dimensiones 1965x990x40mm en posición vertical. Incluye guías longitudinales, kits triangulares, accesorios de unión y fijación, y tornillería. Formado por perfiles de aluminio EN AW 6005ª T6 con una tornillería de acero inoxidable y una inclinación de 30º. Se recomienda su instalación sobre zapatas de hormigón.	321,10	TRESCIENTOS VEINTIUN EUROS CON DIEZ CÉNTIMOS
2.3	Ud Cajas de combinación de series con 16 canales de entrada doble polaridad protegidos con 32 fusibles de 15 A, con protecciones contra sobretensiones tipo II. Con montaje mural y puerta abatible precintable.	245,64	DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS
2.4	M2 Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 100 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.	63,32	SESENTA Y TRES EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS

Cuadro de precios nº 1			
Nº	Designación	Importe	
		En cifra (Euros)	En letra (Euros)
2.5	M2 Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 200 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.	73,39	SETENTA Y TRES EUROS CON TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS
2.6	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.	0,43	CUARENTA Y TRES CÉNTIMOS
2.7	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.	0,44	CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS
2.8	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.	0,45	CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS
2.9	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.	0,46	CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS
2.10	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.	0,48	CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS
2.11	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.	0,51	CINCUENTA Y UN CÉNTIMOS
2.12	Ml Ml. Cable amarillo-verde de PVC de 750 V de 1x16 mm2, colocado.	2,01	DOS EUROS CON UN CÉNTIMO
2.13	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 60x110x110 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.	293,67	DOSCIENTOS NOVENTA Y TRES EUROS CON SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS
2.14	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, con módulo superior de 60x60x35cm, módulo de suplementación de 20cm de 100x100x20cm y módulo inferior 100x100x60cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.	455,70	CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CINCO EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS
2.15	M3 Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.	204,58	DOSCIENTOS CUATRO EUROS CON CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS
2.16	M3 Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.	264,08	DOSCIENTOS SESENTA Y CUATRO EUROS CON OCHO CÉNTIMOS
2.17	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.	0,53	CINCUENTA Y TRES CÉNTIMOS
	3 Centro de inversión - transformación		

Cuadro de precios nº 1			
Nº	Designación	Importe	
		En cifra (Euros)	En letra (Euros)
3.1	Ud La power station MVPS 5500 combina dos potentes inversores fotovoltaicos Sunny Central 2750-EV, un transformador y un cuadro, además de las correspondientes celdas en un solo contenedor. Poseen una alta densidad de potencia y un diseño compacto de los contenedores lo cual permite reducir los costes operativos de la planta. Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 24 kW, voltaje de entrada máximo 849-999 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 27,50 kW, eficiencia máxima 98,7%, rango de voltaje de entrada de 875 a 1425 Vcc, dimensiones 2780 / 2318 / 1588 mm. Cumple todos los requisitos exigidos por el RD 1663/2000 e incorpora en el propio equipo las protecciones de tensión, sistema de medida de aislamiento de la instalación fotovoltaica, grado de protección IP65, accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando. Transformador SMA con corriente máx. de salida a 33 kV, Sistema de refrigeración ONAF, grupo de conexión Dy11y11. Completamente montado, probado y funcionando.	70.264,87	SETENTA MIL DOSCIENTOS SESENTA Y CUATRO EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS
3.2	M3 Losa de cimentación para sustentar la power station y el transformador de SSAA. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.	2.461,39	DOS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y UN EUROS CON TREINTA Y NUEVE CÉNTIMOS
	4 Elementos auxiliares		
4.1	M2 Circuito cerrado de cámaras de seguridad del modelo Cámara bullet exterior, con una resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros, lente fija, incluyendo disco duro 1 TB especial para videovigilancia, con nivel de protección IP67 conexionado totalmente instalado. Instaladas sobre mástiles de 3 metros de altura incluidos.	472,14	CUATROCIENTOS SETENTA Y DOS EUROS CON CATORCE CÉNTIMOS
4.2	Ud Anemómetro de copa ligera basado en el principio de efecto Hall. Rango de medición 0...60 m/s con un umbral de 0,5 m/s. Dos pulsos por rotación y 67 pulsos a 30 m/s. El PA2 es un anemómetro de copa asequible y de alta calidad con imanes cerámicos y cojinetes de acero inoxidable y accesorios de montaje. Veleta ligera y de larga duración. Ángulo mecánico de 360° sin tope. Ángulo eléctrico 350°±3°, umbral entre 1,2 y 1,5 m/s. La PRV es una veleta de alta calidad asequible con cojinetes de bronce en aceite y herrajes de montaje de acero inoxidable.	444,23	CUATROCIENTOS CUARENTA Y CUATRO EUROS CON VEINTITRES CÉNTIMOS
4.3	Ud Clase A según la clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO. Posee un rango de temperatura de funcionamiento -40 a +80 ° C y un rango o selectividad espectral entre 285 a 3000 x 10-9 m. Sensibilidad (nominal) 15 x 10-6 V/(W/m2).	751,13	SETECIENTOS CINCUENTA Y UN EUROS CON TRECE CÉNTIMOS
4.4	Ml Metro lineal de cable de fibra óptica que servirá de comunicación de los elementos de servicios auxiliares con el centro de monitorización. Cableado enterrado bajo tubo corrugado de 90mm de diámetro, totalmente instalado.	11,45	ONCE EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS

Cuadro de precios nº 1			
Nº	Designación	Importe	
		En cifra (Euros)	En letra (Euros)
4.5	Ud Rack de internet que albergará elementos del centro de control como lo son el Router, Switch central, Transceptores, etc. Se localizará en el centro de la instalación, junto a la power station.	164,18	CIENTO SESENTA Y CUATRO EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS
4.6	Ud Sistema de monitorización para la regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección de los dos inversores existentes en la power station central de la instalación.	683,86	SEISCIENTOS OCHENTA Y TRES EUROS CON OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS
4.7	Ml Tubo corrugado de plástico, enterrado, que albergará el cableado de servicios auxiliares en su interior. Díametro de 90 mm.	17,64	DIECISIETE EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS
4.8	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 40x54x80 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.	202,46	DOSCIENTOS DOS EUROS CON CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS
4.9	Ud Transformador destinado a la conversión de media tensión en baja tensión, electricidad que se utilizará para la alimentación de los servicios auxiliares de la instalación.	38.426,87	TREINTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS VEINTISEIS EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS
4.10	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 1x2.5 mm2, PRYSMIAN.	0,66	SESENTA Y SEIS CÉNTIMOS
	5 Línea subterráenea de MT		
5.1	Ml Cableado para la línea aérea trifásica en conductor de aluminio LA-56, tensado, tendido en equilibrio y amarrado sobre las estructuras de anclaje de hormigón inicial y final.	245,27	DOSCIENTOS CUARENTA Y CINCO EUROS CON VEINTISIETE CÉNTIMOS
5.2	M3 Excavación, con retroexcavadora del terreno en apertura de zanjas, con extracción de tierras a los bordes, y posterior colocación del cableado de MT bajo la línea de BT que irá sobre la primera.	117,15	CIENTO DIECISIETE EUROS CON QUINCE CÉNTIMOS
	6 Línea aérea de MT		
6.1	Ud Apoyo de alineación en hormigón armado vibrado de 17 m de altura y 630 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo B200, cadenas de aisladores de vídrio según cálculos con sus respectivos herrajes.	760,45	SETECIENTOS SESENTA EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS
6.2	Ml CABLEADO LÍNEA AÉREA LA-56	30,31	TREINTA EUROS CON TREINTA Y UN CÉNTIMOS
6.3	Ud Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.	103,66	CIENTO TRES EUROS CON SESENTA Y SEIS CÉNTIMOS
6.4	PA P.A. Conexión de la red de agua de la urbanización a la red de abastecimiento general (depósito, red municipal, ...etc), totalmente terminada.	2.433,47	DOS MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y TRES EUROS CON CUARENTA Y SIETE CÉNTIMOS

Cuadro de precios nº 2

Nº	Designación	Importe Parcial (Euros)	Importe Total (Euros)
	1 Preparación del terreno y acciones previas		
1.1	M2 Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.		
	Mano de obra	*0,15*	
	Maquinaria	*0,22*	
	Resto de Obra	*0,18*	
	Medios auxiliares	*0,02*	
			0,57
1.2	Ml Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 50 mm de paso de malla y 2,2 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 2 m de altura.		
	Mano de obra	*23,88*	
	Materiales	*25,09*	
	Resto de Obra	*32,10*	
			81,07
1.3	M2 M2. Puerta de paso en cerramiento constituido por cerco de tubo metálico 40x20x1,5 y otro de 30x15x1,5, recibido mediante soldadura a poste 60x60x1,5 anclado a dado de hormigón HM-20 N/mm2 Tmax arido 20 mm. y bastidor de tubo 40x40x1,5 cm., con pletina 40x4 mm. para sujección de mallazo rizado de alambre de 2 mm. formando cuadrícula de 4x4 cm., i/recibido de postes.		
	Mano de obra	*40,63*	
	Maquinaria	*0,07*	
	Materiales	*9,01*	
	Resto de Obra	*297,05*	
	Medios auxiliares	*0,01*	
			346,75
	2 Campo fotovoltaico		
2.1	Ud Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,65 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,85 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,05 A, eficiencia 16,96%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1965x990x40 mm, resistencia a la carga del viento y nieve 2400 Pa, peso 22,5 kg.		
	Mano de obra	*8,55*	
	Materiales	*200,70*	
	Resto de Obra	*6,33*	
			215,58
2.2	Ud Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL, para 28x2 paneles de dimensiones 1965x990x40mm en posición vertical. Incluye guías longitudinales, kits triangulares, accesorios de unión y fijación, y tornillería. Formado por perfiles de aluminio EN AW 6005ª T6 con una tornillería de acero inoxidable y una inclinación de 30º. Se recomienda su instalación sobre zapatas de hormigón.		
	Mano de obra	*15,36*	
	Materiales	*296,39*	
	Resto de Obra	*9,35*	
			321,10
2.3	Ud Cajas de combinación de series con 16 canales de entrada doble polaridad protegidos con 32 fusibles de 15 A, con protecciones contra sobretensiones tipo II. Con montaje mural y puerta abatible precintable.		
	Mano de obra	*8,55*	
	Materiales	*229,89*	
	Resto de Obra	*7,20*	
			245,64

Cuadro de precios nº 2

Nº	Designación	Importe Parcial (Euros)	Importe Total (Euros)
2.4	M2 Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 100 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.		
	Mano de obra	*45,48*	
	Materiales	*3,95*	
	Resto de Obra	*13,89*	
			63,32
2.5	M2 Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 200 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.		
	Mano de obra	*45,48*	
	Materiales	*13,73*	
	Resto de Obra	*14,18*	
			73,39
2.6	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.		
	Materiales	*0,10*	
	Resto de Obra	*0,33*	
			0,43
2.7	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,44*	
			0,44
2.8	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,45*	
			0,45
2.9	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,46*	
			0,46
2.10	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,48*	
			0,48
2.11	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,51*	
			0,51
2.12	Ml Ml. Cable amarillo-verde de PVC de 750 V de 1x16 mm2, colocado.		
	Materiales	*1,63*	
	Resto de Obra	*0,38*	
			2,01
2.13	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 60x110x110 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.		
	Mano de obra	*135,04*	
	Resto de Obra	*158,63*	
			293,67
2.14	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, con módulo superior de 60x60x35cm, módulo de suplementación de 20cm de 100x100x20cm y módulo inferior 100x100x60cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.		
	Mano de obra	*243,37*	
	Resto de Obra	*212,33*	
			455,70

Cuadro de precios nº 2

Nº	Designación	Importe Parcial (Euros)	Importe Total (Euros)
2.15	M3 Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.		
	Mano de obra	*2,84*	
	Maquinaria	*6,16*	
	Resto de Obra	*195,58*	
			204,58
2.16	M3 Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.		
	Mano de obra	*2,84*	
	Resto de Obra	*261,24*	
			264,08
2.17	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.		
	Sin descomposición	*0,53*	
			0,53
	3 Centro de inversión - transformación		
3.1	Ud La power station MVPS 5500 combina dos potentes inversores fotovoltaicos Sunny Central 2750-EV, un transformador y un cuadro, además de las correspondientes celdas en un solo contenedor. Poseen una alta densidad de potencia y un diseño compacto de los contenedores lo cual permite reducir los costes operativos de la planta.		
	Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 24 kW, voltaje de entrada máximo 849-999 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 27,50 kW, eficiencia máxima 98,7%, rango de voltaje de entrada de 875 a 1425 Vcc, dimensiones 2780 / 2318 / 1588 mm. Cumple todos los requisitos exigidos por el RD 1663/2000 e incorpora en el propio equipo las protecciones de tensión, sistema de medida de aislamiento de la instalación fotovoltaica, grado de protección IP65, accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.		
	Transformador SMA con corriente máx. de salida a 33 kV, Sistema de refrigeración ONAF, grupo de conexión Dy11y11. Completamente montado, probado y funcionando.		
	Mano de obra	*34,19*	
	Materiales	*67.629,43*	
	Resto de Obra	*2.601,25*	
			70.264,87
3.2	M3 Losa de cimentación para sustentar la power station y el transformador de SSAA. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.		
	Sin descomposición	*2.461,39*	
			2.461,39
	4 Elementos auxiliares		
4.1	M2 Circuito cerrado de cámaras de seguridad del modelo Cámara bullet exterior, con una resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros, lente fija, incluyendo disco duro 1 TB especial para videovigilancia, con nivel de protección IP67 conexionado totalmente instalado. Instaladas sobre mástiles de 3 metros de altura incluidos.		
	Mano de obra	*1,10*	
	Resto de Obra	*471,04*	
			472,14
4.2	Ud Anemómetro de copa ligera basado en el principio de efecto Hall. Rango de medición 0...60 m/s con un umbral de 0,5 m/s. Dos pulsos por rotación y 67 pulsos a 30 m/s. El PA2 es un anemómetro de copa asequible y de alta calidad con imanes cerámicos y cojinetes de acero inoxidable y accesorios de montaje.		
	Veleta ligera y de larga duración. Ángulo mecánico de 360° sin tope. Ángulo eléctrico 350°±3°, umbral entre 1,2 y 1,5 m/s. La PRV es una veleta de alta calidad asequible con cojinetes de bronce en aceite y herrajes de montaje de acero inoxidable.		
	Mano de obra	*51,29*	
	Resto de Obra	*380,00*	
	Medios auxiliares	*12,94*	
			444,23

Cuadro de precios nº 2

Nº	Designación	Importe Parcial (Euros)	Importe Total (Euros)
4.3	Ud Clase A según la clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO. Posee un rango de temperatura de funcionamiento -40 a +80 ° C y un rango o selectividad espectral entre 285 a 3000 x 10-9 m. Sensibilidad (nominal) 15 x 10-6 V/(W/m2).		
	Sin descomposición	*751,13*	
			751,13
4.4	Ml Metro lineal de cable de fibra óptica que servirá de comunicación de los elementos de servicios auxiliares con el centro de monitorización. Cableado enterrado bajo tubo corrugado de 90mm de diámetro, totalmente instalado.		
	Mano de obra	*10,69*	
	Materiales	*0,36*	
	Resto de Obra	*0,40*	
			11,45
4.5	Ud Rack de internet que albergará elementos del centro de control como lo son el Router, Switch central, Transceptores, etc. Se localizará en el centro de la instalación, junto a la power station.		
	Sin descomposición	*164,18*	
			164,18
4.6	Ud Sistema de monitorización para la regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección de los dos inversores existentes en la power station central de la instalación.		
	Sin descomposición	*683,86*	
			683,86
4.7	Ml Tubo corrugado de plástico, enterrado, que albergará el cableado de servicios auxiliares en su interior. Díametro de 90 mm.		
	Sin descomposición	*17,64*	
			17,64
4.8	Ud Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 40x54x80 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.		
	Sin descomposición	*202,46*	
			202,46
4.9	Ud Transformador destinado a la conversión de media tensión en baja tensión, electricidad que se utilizará para la alimentación de los servicios auxiliares de la instalación.		
	Mano de obra	*5,48*	
	Resto de Obra	*37.302,16*	
	Medios auxiliares	*1.119,23*	
			38.426,87
4.10	Ml Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 1x2.5 mm2, PRYSMIAN.		
	Materiales	*0,31*	
	Resto de Obra	*0,35*	
			0,66
	5 Línea subterráenea de MT		
5.1	Ml Cableado para la línea aérea trifásica en conductor de aluminio LA-56, tensado, tendido en equilibrio y amarrado sobre las estructuras de anclaje de hormigón inicial y final.		
	Mano de obra	*230,80*	
	Resto de Obra	*7,33*	
	Medios auxiliares	*7,14*	
			245,27
5.2	M3 Excavación, con retroexcavadora del terreno en apertura de zanjas, con extracción de tierras a los bordes, y posterior colocación del cableado de MT bajo la línea de BT que irá sobre la primera.		
	Mano de obra	*60,28*	
	Resto de Obra	*53,46*	
	Medios auxiliares	*3,41*	
			117,15
	6 Línea aérea de MT		

Cuadro de precios nº 2

Nº	Designación	Importe Parcial (Euros)	Importe Total (Euros)
6.1	Ud Apoyo de alineación en hormigón armado vibrado de 17 m de altura y 630 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo B200, cadenas de aisladores de vídrio según cálculos con sus respectivos herrajes.		
	Mano de obra	*3,88*	
	Materiales	*27,00*	
	Resto de Obra	*729,57*	
			760,45
6.2	MI CABLEADO LÍNEA AÉREA LA-56		
	Mano de obra	*11,51*	
	Materiales	*4,63*	
	Resto de Obra	*14,17*	
			30,31
6.3	Ud Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.		
	Mano de obra	*0,05*	
	Resto de Obra	*100,59*	
	Medios auxiliares	*3,02*	
			103,66
6.4	PA P.A. Conexión de la red de agua de la urbanización a la red de abastecimiento general (depósito, red municipal, ...etc), totalmente terminada.		
	Mano de obra	*32,88*	
	Resto de Obra	*2.329,71*	
	Medios auxiliares	*70,88*	
			2.433,47

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 1 Preparación del terreno y acciones previas

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
1.1	**M2. Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión.**							
			164.89…			164.890,00		
						164.890,00	0,57	93.987,30
1.2	**Ml. Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 50 mm de paso de malla y 2,2 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 2 m de altura.**							
			1.635,13			1.635,13		
						1.635,13	81,07	132.559,99
1.3	**M2. M2. Puerta de paso en cerramiento constituido por cerco de tubo metálico 40x20x1,5 y otro de 30x15x1,5, recibido mediante soldadura a poste 60x60x1,5 anclado a dado de hormigón HM-20 N/mm2 Tmax arido 20 mm. y bastidor de tubo 40x40x1,5 cm., con pletina 40x4 mm. para sujección de mallazo rizado de alambre de 2 mm. formando cuadrícula de 4x4 cm., i/recibido de postes.**							
			1,00			1,00		
						1,00	346,75	346,75

Total presupuesto parcial nº 1 ... 226.894,04

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 2 Campo fotovoltaico

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
2.1	**Ud. Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,65 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,85 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,05 A, eficiencia 16,96%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1965x990x40 mm, resistencia a la carga del viento y nieve 2400 Pa, peso 22,5 kg.**							
		19.712…				19.712,00		
						19.712,00	215,58	4.249.512,96
2.2	**Ud. Kit de estructura Sunfer modelo FV925XL, para 28x2 paneles de dimensiones 1965x990x40mm en posición vertical. Incluye guías longitudinales, kits triangulares, accesorios de unión y fijación, y tornillería. Formado por perfiles de aluminio EN AW 6005ª T6 con una tornillería de acero inoxidable y una inclinación de 30º. Se recomienda su instalación sobre zapatas de hormigón.**							
		352,00				352,00		
						352,00	321,10	113.027,20
2.3	**Ud. Cajas de combinación de series con 16 canales de entrada doble polaridad protegidos con 32 fusibles de 15 A, con protecciones contra sobretensiones tipo II. Con montaje mural y puerta abatible precintable.**							
		44,00				44,00		
						44,00	245,64	10.808,16
2.4	**M2. Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 100 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.**							
		60,00				60,00		
						60,00	63,32	3.799,20
2.5	**M2. Bandeja perforada de rejilla de acero de 60 mm de altura y 200 mm de ancho, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. La bandeja portacables está compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y acabados facilita la elección más adecuada según las necesidades de cada instalación.**							
		40,00				40,00		
						40,00	73,39	2.935,60
2.6	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**							
		200,00				200,00		
						200,00	0,43	86,00
2.7	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**							
						2.697,00	0,44	1.186,68
2.8	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**							
		3.210,00				3.210,00		
						3.210,00	0,45	1.444,50
2.9	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**							
		8.398,00				8.398,00		
						8.398,00	0,46	3.863,08
2.10	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 3x2.5 mm2, colocado.**							
		32.110…				32.110,00		
						32.110,00	0,48	15.412,80

Suma y sigue ... 4.402.076,18

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 2 Campo fotovoltaico

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
2.11	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.**							
		15.229…				15.229,00		
						15.229,00	0,51	7.766,79
2.12	**Ml. Ml. Cable amarillo-verde de PVC de 750 V de 1x16 mm2, colocado.**							
		8.115,00				8.115,00		
						8.115,00	2,01	16.311,15
2.13	**Ud. Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 60x110x110 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**							
		30,00				30,00		
						30,00	293,67	8.810,10
2.14	**Ud. Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, con módulo superior de 60x60x35cm, módulo de suplementación de 20cm de 100x100x20cm y módulo inferior 100x100x60cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**							
						14,00	455,70	6.379,80
2.15	**M3. Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.**							
						942,00	204,58	192.714,36
2.16	**M3. Excavación mecánica de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en cualquier tipo de terreno, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación.**							
		420,00				420,00		
						420,00	264,08	110.913,60
2.17	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 4x6 mm2, colocado.**							
		2.830,00				2.830,00		
						2.830,00	0,53	1.499,90

Total presupuesto parcial nº 2 ... 4.746.471,88

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 3 Centro de inversión - transformación

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
3.1	**Ud. La power station MVPS 5500 combina dos potentes inversores fotovoltaicos Sunny Central 2750-EV, un transformador y un cuadro, además de las correspondientes celdas en un solo contenedor. Poseen una alta densidad de potencia y un diseño compacto de los contenedores lo cual permite reducir los costes operativos de la planta.** **Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 24 kW, voltaje de entrada máximo 849-999 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 27,50 kW, eficiencia máxima 98,7%, rango de voltaje de entrada de 875 a 1425 Vcc, dimensiones 2780 / 2318 / 1588 mm. Cumple todos los requisitos exigidos por el RD 1663/2000 e incorpora en el propio equipo las protecciones de tensión, sistema de medida de aislamiento de la instalación fotovoltaica, grado de protección IP65, accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.** **Transformador SMA con corriente máx. de salida a 33 kV, Sistema de refrigeración ONAF, grupo de conexión Dy11y11. Completamente montado, probado y funcionando.**							
		1,00				1,00		
						1,00	70.264,87	70.264,87
3.2	**M3. Losa de cimentación para sustentar la power station y el transformador de SSAA. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para la nivelación necesaria del terreno.**							
		1,00				1,00		
						1,00	2.461,39	2.461,39

Total presupuesto parcial nº 3 ... 72.726,26

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 4 Elementos auxiliares

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
4.1	**M2. Circuito cerrado de cámaras de seguridad del modelo Cámara bullet exterior, con una resolución 1080p con visión nocturna de 25 metros, lente fija, incluyendo disco duro 1 TB especial para videovigilancia, con nivel de protección IP67 conexionado totalmente instalado. Instaladas sobre mástiles de 3 metros de altura incluidos.**							
		4,00				4,00		
						4,00	472,14	1.888,56
4.2	**Ud. Anemómetro de copa ligera basado en el principio de efecto Hall. Rango de medición 0...60 m/s con un umbral de 0,5 m/s. Dos pulsos por rotación y 67 pulsos a 30 m/s. El PA2 es un anemómetro de copa asequible y de alta calidad con imanes cerámicos y cojinetes de acero inoxidable y accesorios de montaje.**							
	Veleta ligera y de larga duración. Ángulo mecánico de 360° sin tope. Ángulo eléctrico 350°±3°, umbral entre 1,2 y 1,5 m/s. La PRV es una veleta de alta calidad asequible con cojinetes de bronce en aceite y herrajes de montaje de acero inoxidable.							
		1,00				1,00		
						1,00	444,23	444,23
4.3	**Ud. Clase A según la clasificación según ISO 9060 y la guía de la MWO. Posee un rango de temperatura de funcionamiento -40 a +80 ° C y un rango o selectividad espectral entre 285 a 3000 x 10-9 m. Sensibilidad (nominal) 15 x 10-6 V/(W/m2).**							
		3,00				3,00		
						3,00	751,13	2.253,39
4.4	**Ml. Metro lineal de cable de fibra óptica que servirá de comunicación de los elementos de servicios auxiliares con el centro de monitorización. Cableado enterrado bajo tubo corrugado de 90mm de diámetro, totalmente instalado.**							
		1.673,00				1.673,00		
						1.673,00	11,45	19.155,85
4.5	**Ud. Rack de internet que albergará elementos del centro de control como lo son el Router, Switch central, Transceptores, etc. Se localizará en el centro de la instalación, junto a la power station.**							
						1,00	164,18	164,18
4.6	**Ud. Sistema de monitorización para la regulación de la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y el factor de potencia en el punto de inyección de los dos inversores existentes en la power station central de la instalación.**							
		1,00				1,00		
						1,00	683,86	683,86
4.7	**Ml. Tubo corrugado de plástico, enterrado, que albergará el cableado de servicios auxiliares en su interior. Díametro de 90 mm.**							
						5.019,00	17,64	88.535,16
4.8	**Ud. Arqueta de conexión eléctrica, prefabricada de hormigón, sin fondo, registrable, de 40x54x80 cm de medidas interiores, con paredes rebajadas para la entrada de tubos.**							
		8,00				8,00		
						8,00	202,46	1.619,68
4.9	**Ud. Transformador destinado a la conversión de media tensión en baja tensión, electricidad que se utilizará para la alimentación de los servicios auxiliares de la instalación.**							
						1,00	38.426,87	38.426,87
4.10	**Ml. Ml. Cable conductor de 0.6-1 kv. de 1x2.5 mm2, PRYSMIAN.**							
		1.635,13				1.635,13		
						1.635,13	0,66	1.079,19

Total presupuesto parcial nº 4 ... 154.250,97

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 5 Línea subterráenea de MT

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
5.1	**Ml. Cableado para la línea aérea trifásica en conductor de aluminio LA-56, tensado, tendido en equilibrio y amarrado sobre las estructuras de anclaje de hormigón inicial y final.**							
		218,00				218,00		
						218,00	245,27	53.468,86
5.2	**M3. Excavación, con retroexcavadora del terreno en apertura de zanjas, con extracción de tierras a los bordes, y posterior colocación del cableado de MT bajo la línea de BT que irá sobre la primera.**							
		1,00				1,00		
						1,00	117,15	117,15

Total presupuesto parcial nº 5 ... 53.586,01

PRESUPUESTO PARCIAL Nº 6 Línea aérea de MT

Nº	DESCRIPCION	UDS.	LARGO	ANCHO	ALTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
6.1	**Ud. Apoyo de alineación en hormigón armado vibrado de 17 m de altura y 630 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo B200, cadenas de aisladores de vídrio según cálculos con sus respectivos herrajes.**							
	C	1,00				1,00		
						1,00	760,45	760,45
6.2	**MI. CABLEADO LÍNEA AÉREA LA-56**							
		160,00				160,00		
						160,00	30,31	4.849,60
6.3	**Ud. Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.**							
		2,00				2,00		
						2,00	103,66	207,32
6.4	**Pa. P.A. Conexión de la red de agua de la urbanización a la red de abastecimiento general (depósito, red municipal, ...etc), totalmente terminada.**							
		1,00				1,00		
						1,00	2.433,47	2.433,47

Total presupuesto parcial nº 6 ... 8.250,84

RESUMEN POR CAPITULOS

CAPITULO PREPARACIÓN DEL TERRENO Y ACCIONES PREVIAS	226.894,04
CAPITULO CAMPO FOTOVOLTAICO	4.746.471,88
CAPITULO CENTRO DE INVERSIÓN - TRANSFORMACIÓN	72.726,26
CAPITULO ELEMENTOS AUXILIARES	154.250,97
CAPITULO LÍNEA SUBTERRÁENEA DE MT	53.586,01
CAPITULO LÍNEA AÉREA DE MT	8.250,84

PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL..... 5.262.180,00

EL PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL ASCIENDE A LAS EXPRESADAS CINCO MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y DOS MIL CIENTO OCHENTA EUROS (5.262.180,00€)

Soria, a 16 de julio de 2019

Fdo:

El alumno: Javier Botija Ruiz