



universidad
de león



Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Trabajo de Fin de Máster

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 4,32
MW EN SANTOVENIA DE LA VALDONCINA, LEÓN.

STUDY OF THE VIABILITY OF A SOLAR PARK OF 4,32 MW IN
SANTOVENIA DE LA VALDONCINA, LEÓN.

Autor: Eduardo Lorenzana González

Tutor: Esteban Serrano Llamas

(Febrero, 2022)

UNIVERSIDAD DE LEÓN
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y
Aeroespacial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
Trabajo de Fin de Máster

ALUMNO: Eduardo Lorenzana González

TUTOR: Esteban Serrano Llamas

TÍTULO: Estudio de la viabilidad de un parque solar de 4,32 MW en Santovenia de la Valdoncina, León.

TITLE: Study of the viability of a solar park of 4,32 MW in Santovenia de la Valdoncina, León.

CONVOCATORIA: Febrero, 2022

RESUMEN:

Se realizará un estudio técnico acerca la viabilidad tanto energética como económica de una instalación solar fotovoltaica de 4,32 MW en el término municipal de Santovenia de la Valdoncina, en la provincia de León. Dicho estudio tendrá como objetivo principal la generación de energía eléctrica con la finalidad de obtener beneficios monetarios a través de su venta a la distribuidora eléctrica que opera la zona, Iberdrola.

En primer lugar, se hará un breve resumen del estado del arte relacionado con el tema del presente estudio de viabilidad, yendo de un entorno más amplio hasta concretar finalmente el tema del que versa el estudio, explicando brevemente cada uno de los apartados.

En segundo lugar, se procederá a determinar el emplazamiento de la instalación solar fotovoltaica, considerando la localización, las parcelas a utilizar y las características de dicha localización.

En tercer lugar, se plantearán las dos alternativas que se han tenido en cuenta, incluyéndose el cálculo más relevante. Las alternativas serán estudiadas para las mismas consideraciones atmosféricas y la misma extensión de terreno, una instalación empleará estructuras fijas y la otra empleará seguidores solares de dos ejes.

Finalmente, se realizará un estudio tanto energético como económico, únicamente relativo a la generación de energía eléctrica, de cada una de las alternativas anteriores.

Finalmente se compararán los resultados obtenidos y se determinará la alternativa más viable para su posterior construcción.

ABSTRACT:

A technical study will be carried out on the energy and economic viability of a photovoltaic solar installation of 4,32 MW in the municipality of Santovenia de la Valdoncina, in the province of León. The main objective of this study will be the generation of electrical energy with the aim of obtaining monetary benefits through its sale to the electricity distributor that operates in the area, Iberdrola.

Firstly, a brief summary will be made of the state of the art related to the subject of this feasibility study, going from a broader environment to finally specify the subject of the study, briefly explaining each of the sections.

Secondly, the location of the solar photovoltaic installation will be determined, considering the location, the plots to be used and the characteristics of this location.

Thirdly, the two alternatives that have been considered will be presented, including the most relevant calculation. The alternatives will be studied for the same atmospheric considerations and the same extension of land, one installation will use fixed structures and the other will use two-axis solar trackers.

Finally, an energetic and economic study will be carried out for each of the above alternatives, only in relation to the generation of electrical energy.

Finally, the results obtained will be compared and the most viable alternative will be determined for subsequent construction.

Palabras clave:

Estudio, viabilidad, energía solar, seguidor solar, fotovoltaica, rentabilidad, módulo solar, estructura fija.

Firma del alumno:**VºBº Tutor/es:**

ÍNDICE

ÍNDICE.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETO DEL ESTUDIO TÉCNICO	2
1.2 ALCANCE.....	2
1.3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO TÉCNICO	3
1.4 ESTRUCTURA DEL ESTUDIO TÉCNICO	4
1.5 EMPLAZAMIENTO	5
1.6 PROGRAMAS Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO	7
1.7 LEGISLACIÓN APLICABLE	9
1.7.1 NORMATIVA RELATIVA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	9
1.7.2 NORMATIVA RELATIVA A LA OBRA CIVIL.....	11
2 ESTADO DEL ARTE	12
2.1 ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	12
2.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....	17
2.3 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
2.3.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO	23
2.3.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES.....	24
2.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	26
2.4.1 LA CÉLULA FOTOELÉCTRICA.....	26
2.4.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	27
2.4.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	30
2.4.4 INVERSOR	34
2.4.5 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN (SCADA)	36
2.5 TIPOLOGÍA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	37
2.6 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	39
3 DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A ESTUDIAR	42
4 PROCEDIMIENTO SEGUIDO PARA AMBAS ALTERNATIVAS.....	43
4.1 ESTRUCTURA DE LA INSTALACIÓN	43
4.2 TIPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	44

4.3	DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS	44
4.4	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN EN INSTALACIONES FIJAS	45
4.5	PÉRDIDAS DEBIDAS A LA INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN.....	46
4.5.1	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	46
4.6	DISPOSITIVOS DE SEGUIMIENTO SOLAR	47
4.7	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS.....	47
4.8	ESTRUCTURA SOPORTE.....	48
4.9	CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	49
4.10	INVERSOR.....	50
4.11	POTENCIA PICO DE LA INSTALACIÓN	51
4.12	CABLEADO.....	52
4.13	PROTECCIONES.....	54
4.13.1	PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA	54
4.13.2	PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE BT DE CORRIENTE ALTERNA ..	57
4.13.3	PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE MT DE CORRIENTE ALTERNA .	57
4.13.4	PROTECCIONES DE LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA DE MT ..	58
4.14	PUESTA A TIERRA	59
4.15	RADIACIÓN SOLAR	60
4.15.1	RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL	60
4.15.2	RACIACIÓN SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL MODIFICADA	60
4.15.3	RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE INCLINADA	61
4.16	ENERGÍA APORTADA POR EL SISTEMA	62
4.16.1	HORAS DE PICO SOLAR (HPS).....	62
5	DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA.....	63
5.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	63
5.2	INVERSOR.....	65
5.3	TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN	66
5.4	ESTACIÓN CENTRAL DE MEDIA TENSIÓN.....	67
5.5	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	69
5.6	PÉRDIDAS DEBIDAS A LA INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN.....	70
5.6.1	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	70
5.6.2	PÉRDIDAS DEBIDAS A LAS SOMBRAS.....	71
5.6.3	RADIACIÓN ÚTIL PARA ESTRUCTURA FIJA.....	72

5.7	NÚMERO DE MÓDULOS	73
5.8	ESTRUCTURA SOPORTE.....	74
5.9	POTENCIA DE PICO DEL CAMPO GENERADOR.....	75
5.10	INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	75
5.10.1	MÓDULOS EN SERIE	76
5.10.2	MÓDULOS EN PARALELO	77
5.11	COMBINER BOX O CAJAS DE CONEXIÓN.....	78
5.12	CABLEADO.....	80
5.12.1	CABLEADO DE BAJA TENSIÓN (BT)	81
5.12.2	TRAMO 1: DC-BT: MODULOS → COMBINER BOX (1-2-3).....	82
5.12.3	TRAMO 2: DC-BT: COMBINER BOX → INVERSOR (3-4).....	86
5.12.4	TRAMO 3: AC-BT: INVERSOR → TRANSFORMADOR (4-5).....	89
5.12.5	CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN (MT)	90
5.12.6	CABLEADO DE ALTA TENSIÓN (AT)	93
5.13	PROTECCIONES	94
5.13.1	PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA (DC)	94
5.13.2	PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA (AC).....	99
5.14	RESUMEN DE LA ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA	100
5.15	RESULTADOS DE ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA.....	100
6	DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA 2: SEGUIDOR SOLAR	103
6.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	103
6.2	INVERSOR.....	105
6.3	TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN	106
6.4	ESTACIÓN CENTRAL DE MEDIA TENSIÓN.....	107
6.5	SEGUIDOR SOLAR DE 2 EJES	109
6.6	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE SEGUIDORES SOLARES.....	111
6.7	NÚMERO DE MÓDULOS	112
6.8	POTENCIA DE PICO DEL CAMPO GENERADOR.....	113
6.9	INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	113
6.9.1	MÓDULOS EN SERIE	114
6.9.2	MÓDULOS EN PARALELO	115
6.10	COMBINER BOX O CAJAS DE CONEXIÓN.....	116
6.11	CABLEADO.....	118

6.11.1	CABLEADO DE BAJA TENSIÓN (BT)	119
6.11.2	TRAMO 1: DC-BT: MODULOS → COMBINER BOX (1-2-3).....	120
6.11.3	TRAMO 2: DC-BT: COMBINER BOX → INVERSOR (3-4).....	124
6.11.4	TRAMO 3: AC-BT: INVERSOR → TRANSFORMADOR (4-5).....	127
6.11.5	CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN (MT)	128
6.11.6	CABLEADO DE ALTA TENSIÓN (AT)	131
6.12	PROTECCIONES	132
6.12.1	PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA (DC)	132
6.12.2	PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA (AC).....	137
6.13	RESUMEN DE LA ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES.....	138
6.14	RESULTADOS DE ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES	138
7	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS.....	141
7.1	ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA	141
7.1.1	PRESUPUESTO.....	141
7.1.2	PRODUCCIÓN ESTIMADA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	143
7.1.3	INGRESOS POR LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	143
7.1.4	RENTABILIDAD ECONÓMICA	145
7.2	ALTERNATIVA 2: SEGUIDOR SOLAR.....	146
7.2.1	PRESUPUESTO.....	146
7.2.2	PRODUCCIÓN ESTIMADA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	148
7.2.3	INGRESOS POR LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	148
7.2.4	RENTABILIDAD ECONÓMICA	150
8	SELECCIÓN FINAL DE LA ALTERNATIVA.....	151
8.1	COMPARATIVA ENERGÉTICA	151
8.2	COMPARATIVA ECONÓMICA	152
9	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	153
9.1	TRABAJOS FUTUROS	154
	LISTA DE REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155
	ANEXO DE PLANOS	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación de la instalación. Fuente [7].....	5
Figura 1.2: Emplazamiento de la instalación. Fuente [8].....	6
Figura 2.1: Aumento de la temperatura en el planeta desde 1850. Fuente [10]	12
Figura 2.2: Emisiones de gases de efecto invernadero. Fuente [15].	13
Figura 2.3: Generación neta de energía eléctrica. Fuente [16]......	14
Figura 2.4: Precio medio anual de la electricidad. Fuente [19]......	15
Figura 2.5: Evolución de la potencia instalada renovable en España: Fuente [26].	17
Figura 2.6: Estructura de la potencia instalada en España. Fuente [26]	18
Figura 2.7: Generación eólica en España. Fuente [26].....	18
Figura 2.8: Generación hidráulica en España. Fuente [26]	19
Figura 2.9: Generación solar fotovoltaica en España. Fuente [26]	20
Figura 2.10: Generación solar térmica en España. Fuente [26]......	21
Figura 2.11: Generación del resto de renovables en España. Fuente [26].	21
Figura 2.12: Instalación solar fotovoltaica. Fuente [27]......	22
Figura 2.13: Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico. Fuente [28]	23
Figura 2.14: Célula fotovoltaica. Fuente [30]......	26
Figura 2.15: Módulo fotovoltaico. Fuente [31]	27
Figura 2.16: Potencia de pico de un módulo fotovoltaico. Fuente [32].	27
Figura 2.17: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie. Fuente [33]......	29
Figura 2.18: Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo. Fuente [33]	29
Figura 2.19: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie-paralelo. Fuente [33]......	29
Figura 2.20: Estructura fija. Fuente: [34].	30
Figura 2.21: Seguidor de un eje horizontal: Norte-Sur. Fuente [36]......	31
Figura 2.22: Seguidor de un eje vertical. Fuente [36]	32
Figura 2.23: Seguidor de un eje inclinado. Fuente [36]	32
Figura 2.24: Seguidor solar de dos ejes. Fuente [37].	33
Figura 2.25: Inversor. Fuente [37]......	34
Figura 2.26: Sistema SCADA. Fuente [38]......	36
Figura 2.27: Instalación solar fotovoltaica aislada. Fuente [39].	37
Figura 2.28: Instalación solar fotovoltaica conectada a red. Fuente [40]......	38
Figura 2.29: Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente [42]	39
Figura 2.30: Potencia instalada en GW en Europa entre 2000 y 2020. Fuente [44]	40

Figura 2.31: Coste nivelado de la electricidad en Europa entre 2019-2050. Fuente [44] ...	41
Figura 4.1: Esquema de la instalación solar fotovoltaica. Fuente [46].....	43
Figura 4.2: Orientación e inclinación de los módulos solares. Fuente [5]	45
Figura 4.3: Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. Fuente [5]	46
Figura 4.4: Conexionado en serie. Fuente [5].	49
Figura 4.5: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]	52
Figura 4.6: Interior de la Combiner box. Fuente [49]	56
Figura 4.7: Celda 2LP (RMU). Fuente [50]	57
Figura 4.8: Conexión de la puesta a tierra. Fuente [52]	59
Figura 5.1: Modelo TSM-DE18M TRINA SOLAR. Fuente [54].....	63
Figura 5.2: MV Power Station. Fuente [56]	67
Figura 5.3: Esquema de MV Power Station. Fuente [56].....	67
Figura 5.4: Orientación e inclinación de los captadores solares. Fuente [5].....	69
Figura 5.5: Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. Fuente [5]	70
Figura 5.6: Separación mínima entre módulos fotovoltaicos. Fuente [5]	71
Figura 5.7: Fusible integrado en el polo positivo y negativo. Fuente [54].....	79
Figura 5.8: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]	80
Figura 5.9: Cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]	82
Figura 5.10: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47].....	84
Figura 5.11: Factor de corrección para agrupamiento de circuitos. Fuente [47].....	84
Figura 5.12: Factor de corrección de número de capas. Fuente [47].....	84
Figura 5.13: Intensidad admisible. Fuente [47].....	84
Figura 5.14: Cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60].....	86
Figura 5.15: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47].....	88
Figura 5.16: Factor de corrección para cables enterrados bajo tubo. Fuente [47].....	88
Figura 5.17: Intensidades admisible según método de instalación enterrado. Fuente [47].	88
Figura 5.18: Cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]	90
Figura 5.19: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados. Fuente [47]	92
Figura 5.20: Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene. Fuente [47]	92
Figura 5.21 :Fusibles gPV 15x38. Fuente [63].....	94
Figura 5.22: Interruptor de corte de corriente continua S5000. Fuente [64].....	96
Figura 5.23:Varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65].....	98
Figura 5.24: Balance y resultados principales. Fuente [Elaboración propia].....	101

Figura 5.25: Producción normalizada y factor de perdida. Fuente [Elaboración propia] .	101
Figura 5.26: Producción normalizada por kWp instalado. Fuente [Elaboración propia] ..	102
Figura 5.27: Diagrama de pérdidas. Fuente [Elaboración propia]	102
Figura 6.1: Modelo TSM-DE18M TRINA SOLAR. Fuente [54].	103
Figura 6.2: MV Power Station. Fuente [66]	107
Figura 6.3: Esquema de MV Power Station. Fuente [66].	107
Figura 6.4: Seguidor de dos ejes. Fuente [67].	109
Figura 6.5: Separación mínima entre seguidores solares. Fuente [5].	111
Figura 6.6: Separación mínima entre seguidores solares. Fuente [5].	112
Figura 6.7: Fusible integrado en el polo positivo y negativo. Fuente [54].	117
Figura 6.8: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]	118
Figura 6.9: Cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [55]	120
Figura 6.10: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47].	122
Figura 6.11: Factor de corrección para agrupamiento de circuitos. Fuente [47].	122
Figura 6.12: Factor de corrección de número de capas. Fuente [47].	122
Figura 6.13: Intensidad admisible. Fuente [47]	122
Figura 6.14: Cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60].	124
Figura 6.15: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47].	126
Figura 6.16: Factor de corrección para cables enterrados bajo tubo. Fuente [47].	126
Figura 6.17: Intensidades admisible según método de instalación enterrado. Fuente [47]	126
Figura 6.18: Cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]	128
Figura 6.19: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados. Fuente [47] ..	130
Figura 6.20: Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene. Fuente [47]	130
Figura 6.21 :Fusibles gPV 15x38. Fuente [63].	132
Figura 6.22: Interruptor de corte de corriente continua S5000. Fuente [64]	134
Figura 6.23:Varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]	136
Figura 6.24: Balance y resultados principales. Fuente [Elaboración propia].	139
Figura 6.25:Producción normalizada y factores de perdida. Fuente [Elaboración propia]	139
Figura 6.26:Producción normalizada por kWp instalado. Fuente [Elaboración propia] ..	140
Figura 6.27: Diagrama de pérdidas. Fuente [Elaboración propia]	140
Figura 7.1: Producción en 25 años. Fuente [Elaboración propia]	143
Figura 7.2: Producción en 25 años seguidor solar. Fuente [Elaboración propia].	148
Figura 8.1: Comparativa energía generada 25 años. Fuente [Elaboración propia]	151

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 4.1: Inclinación de los módulos solares. Fuente [5]</i>	45
<i>Tabla 4.2: Perdidas máximas dependiendo de la instalación. Fuente [5]</i>	46
<i>Tabla 4.3: Interior de la Combiner box. Fuente [49]</i>	56
<i>Tabla 4.4: Protecciones estación transformadora de MT. Fuente [51]</i>	58
<i>Tabla 4.3: Radiación solar sobre superficie horizontal. Fuente [5]</i>	60
<i>Tabla 4.4: Radiación horizontal modificada. Fuente [Elaboración propia]</i>	60
<i>Tabla 4.5: Radiación sobre superficie inclinada. Fuente [5]</i>	61
<i>Tabla 4.6: Radiación sobre el módulo en kWh/m² día. Fuente: [Elaboración propia]</i>	61
<i>Tabla 5.1: Características del módulo solar. Fuente [54]</i>	64
<i>Tabla 5.2: Características del inversor. Fuente [55]</i>	65
<i>Tabla 5.3: Características del transformador. Fuente [56]</i>	66
<i>Tabla 5.4: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]</i>	66
<i>Tabla 5.5: Esquema de MV Power Station . Fuente [56]</i>	68
<i>Tabla 5.6: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]</i>	68
<i>Tabla 5.7: Inclinación de los módulos solares. Fuente [5]</i>	69
<i>Tabla 5.8: Perdidas máximas dependiendo de la instalación. Fuente [5]</i>	70
<i>Tabla 5.9: Radiación útil durante el año. Fuente: [Elaboración propia]</i>	72
<i>Tabla 5.10: Estudio previo de la estructura soporte. Fuente [Elaboración propia]</i>	73
<i>Tabla 5.11: Características de la estructura fija. Fuente [57]</i>	74
<i>Tabla 5.12: Resumen de la instalación fotovoltaica. Fuente [Elaboración propia].</i>	75
<i>Tabla 5.13: Características para la interconexión. Fuente [54],[55]</i>	75
<i>Tabla 5.14: Características de las String Box. Fuente [58]</i>	78
<i>Tabla 5.15: Número de Combiner Box. Fuente [Elaboración Propia]</i>	78
<i>Tabla 5.16: Características del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]</i>	82
<i>Tabla 5.17: Resumen del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]</i>	82
<i>Tabla 5.18: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	83
<i>Tabla 5.19: Características del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]</i>	86
<i>Tabla 5.20: Resumen del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]</i>	86
<i>Tabla 5.21: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	87
<i>Tabla 5.22: Características del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]</i>	90
<i>Tabla 5.23: Resumen del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]</i>	90

<i>Tabla 5.24: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	92
<i>Tabla 5.25: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]</i>	94
<i>Tabla 5.26: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]</i>	94
<i>Tabla 5.27: Características del interruptor de corte S5000. Fuente [64]</i>	96
<i>Tabla 5.28: Resumen del interruptor de corte S5000. Fuente [60]</i>	96
<i>Tabla 5.29: Características del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]</i>	98
<i>Tabla 5.30: Resumen del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]</i>	98
<i>Tabla 5.31: Resultados de la simulación. Fuente [Elaboración propia]</i>	100
<i>Tabla 6.1: Características del módulo solar. Fuente [54]</i>	104
<i>Tabla 6.2: Características del inversor. Fuente [55]</i>	105
<i>Tabla 6.3: Características del transformador. Fuente [66]</i>	106
<i>Tabla 6.4: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]</i>	106
<i>Tabla 6.5: Esquema de MV Power Station. Fuente [66]</i>	108
<i>Tabla 6.6: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]</i>	108
<i>Tabla 6.7: Características de la estructura fija. Fuente [67]</i>	109
<i>Tabla 6.8: Resumen de la instalación fotovoltaica. Fuente [Elaboración propia].</i>	113
<i>Tabla 6.9: Características para la interconexión. Fuente [54],[55]</i>	113
<i>Tabla 6.10: Características de las String Box. Fuente [58]</i>	116
<i>Tabla 6.11: Número de Combiner Box. Fuente [Elaboración Propia]</i>	116
<i>Tabla 6.12: Características del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]</i>	120
<i>Tabla 6.13: Resumen del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]</i>	120
<i>Tabla 6.14: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	121
<i>Tabla 6.15: Características del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]</i> ..	124
<i>Tabla 6.16: Resumen del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]</i>	124
<i>Tabla 6.17: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	125
<i>Tabla 6.18: Características del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]</i>	128
<i>Tabla 6.19: Resumen del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]</i>	128
<i>Tabla 6.20: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]</i>	130
<i>Tabla 6.21: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]</i>	132
<i>Tabla 6.22: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]</i>	132
<i>Tabla 6.23: Características del interruptor de corte S5000. Fuente [64]</i>	134
<i>Tabla 6.24: Resumen del interruptor de corte S5000. Fuente [64]</i>	134
<i>Tabla 6.25: Características del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]</i>	136

<i>Tabla 6.26: Resumen del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]</i>	136
<i>Tabla 6.27: Resultados de la simulación. Fuente [Elaboración propia]</i>	138
<i>Tabla 7.1: Presupuesto de la instalación. Fuente [Elaboración Propia]</i>	141
<i>Tabla 7.2: Ingresos estructura fija. Fuente [Elaboración propia]</i>	144
<i>Tabla 7.3: Valores rentabilidad económica. Fuente: [Elaboración propia]</i>	145
<i>Tabla 7.4: VAN, TIR, Payback. Fuente: [Elaboración propia]</i>	145
<i>Tabla 7.5: Presupuesto de la instalación. Fuente [Elaboración Propia]</i>	146
<i>Tabla 7.6: Ingresos Fuente [Elaboración propia]</i>	149
<i>Tabla 7.7: Valores rentabilidad económica. Fuente: [Elaboración propia]</i>	150
<i>Tabla 7.8: VAN, TIR, Payback. Fuente: [Elaboración propia]</i>	150
<i>Tabla 8.1: Resumen de las alternativas. Fuente: [Elaboración propia]</i>	151
<i>Tabla 8.2: Resumen de las alternativas. Fuente: [Elaboración propia]</i>	152

1 INTRODUCCIÓN

La calidad de vida y el desarrollo sostenible de la sociedad moderna están en gran medida definidas por la cantidad de energía eléctrica disponible, siendo un bien imprescindible para la sociedad, estando presente en todos los ámbitos de la vida del ser humano.

Actualmente, esta demanda de energía se está viendo incrementada durante los últimos años y se prevé que mantenga esta tendencia alcista durante los próximos años. [1], [2]

Es por ello que la sociedad se ha visto en la obligación de investigar nuevos métodos de generación de la energía y tecnología energética, especialmente aquellos procedimientos que poseen un menor impacto ambiental.

Dentro de este contexto se encuentran las energías limpias o renovables, que son una clara alternativa a las tecnologías de generación convencionales, permitiendo generar un futuro energético más limpio, eficaz, seguro y autónomo en el que se satisfacen las necesidades de hoy sin comprometer el mañana.

Se pretende contribuir a la concienciación de la población sobre dos temas de tremenda actualidad, dos temas que semana a semana copan los titulares de la prensa, como lo son el cambio climático y las energías renovables. En materia transición ecológica destacan los objetivos de desarrollo sostenible 2030 impulsados por la Unión Europea (UE) y aprobados por la totalidad de países miembros, entre cuyos objetivos se encuentra la reducción de gases de efecto invernadero y el aumento del uso de energías renovables con el fin de contrarrestar o ralentizar el cambio climático, que día a día es más una realidad. [3]

En los últimos años, se han desarrollado múltiples políticas con el objetivo de fomentar el uso de la energía solar fotovoltaica, por medio de las diferentes ayudas y subvenciones por parte de las administraciones públicas de los países, como destaca en España la aprobación del Real Decreto 244/2019 en el que se realiza una profunda modificación en la regulación del autoconsumo en España con el fin de que los consumidores, productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero. [4]

La energía solar, por tanto, se presenta como una alternativa de presente y de futuro, presentando múltiples ventajas frente a los métodos de generación de energía convencionales. Siendo el sol una fuente de energía renovable, inagotable y no contaminante.

1.1 OBJETO DEL ESTUDIO TÉCNICO

El presente estudio de viabilidad tiene por objeto determinar la viabilidad energética y económica de una instalación solar de un parque solar fotovoltaico de X MW en Santovenia de la Valdoncina, y cuyo cometido es la obtención de energía eléctrica con la finalidad de obtener beneficios monetarios a través de su venta a la distribuidora eléctrica que opera la zona, Iberdrola.

Por lo tanto, en este estudio de viabilidad se diseñará y dimensionará una instalación solar de X MW en Santovenia de la Valdoncina, estudiándose dos alternativas diferentes, la primera de ellas se llevará a cabo situando los módulos solares fotovoltaicos sobre una estructura fija, en cambio en la segunda alternativa los módulos solares serán instalados sobre seguidores de dos ejes, los cuales permiten cambiar la orientación de los módulos fotovoltaicos a lo largo del día con el objetivo de obtener la mayor cantidad de radiación solar en cada momento en función de la posición del sol.

Para el cálculo de cada una de las instalaciones se van a emplear dos métodos diferentes:

- Para el correcto diseño y dimensionado de la instalación se seguirá el Manual del Proyectista de Energía Solar Fotovoltaica, del Ente Regional de la Energía (EREN). [5]
- Se utilizará el software PVsyst en su versión 7.2 con el fin de obtener una simulación de ambas instalaciones fotovoltaicas y poder realizar su comparación. [6]

Una vez realizado el cálculo, se procederá a realizar una comparación entre ambos resultados, obteniendo así la solución más óptima para la instalación solar fotovoltaica, objeto de alcanzar el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, atendiendo no sólo a los criterios económicos, sino también a necesidades energéticas y medioambientales.

1.2 ALCANCE

El alcance de este estudio técnico es apoyar la diversificación energética y la producción de energía de forma respetuosa con el medio ambiente construyendo una instalación fotovoltaica que se enmarque dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030 de la Unión Europea (UE). [3]

1.3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO TÉCNICO

En este estudio de viabilidad propone desarrollar dos soluciones técnicas y económicas para el diseño de un parque solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica. En concreto, para una superficie limitada de aproximadamente nueve hectáreas se analizará con el objetivo de maximizar la energía a inyectar en la red, encontrando los valores más adecuados de los parámetros considerados. Además, junto a la maximización del rendimiento energético, se realizará un estudio económico para poder elegir la solución más viable.

El objetivo mencionado está previsto que se logre a través de los siguientes pasos que se desarrollarán a lo largo del presente estudio:

- Determinar la rentabilidad energética de la instalación de energía solar fotovoltaica.
- Determinar la viabilidad económica de la instalación de energía solar fotovoltaica.
- Contribuir a la reducción del precio de la energía eléctrica.
- Contribuir a una red eléctrica más resistente y a una generación más descentralizada.
- Obtener beneficios monetarios al inyectar energía a la red eléctrica.
- Reducción del consumo de combustibles fósiles, de las emisiones de CO₂ y de los gases de efecto invernadero.
- Fomentar el uso de las fuentes de energía renovables.
- Ayudar a conservar el medioambiente.
- Contribuir a mejorar la economía de la zona.
- Establecer una comparativa energética entre una instalación con estructuras fijas y una instalación con seguidores solares de dos ejes.
- Determinar la rentabilidad de una instalación con estructuras fijas y una instalación con seguidores solares de dos ejes.
- Comparar las alternativas estudiadas y obtener la solución más óptima.

1.4 ESTRUCTURA DEL ESTUDIO TÉCNICO

En el presente Trabajo Fin de Master se pretende estudiar la viabilidad energética y económica de una instalación solar fotovoltaica en el término municipal de Santovenia de la Valduncina, más concretamente en el pueblo de Quintana de Raneros, en la provincia de León.

En primer lugar, se hará un breve resumen del estado del arte relacionado con el tema del presente estudio de viabilidad, yendo de un entorno más amplio hasta concretar finalmente el tema del que versa el estudio, explicando brevemente cada uno de los apartados.

En segundo lugar, se procederá a determinar el emplazamiento de la instalación solar fotovoltaica, considerando la localización, las parcelas a utilizar y las características de dicha localización.

Se han analizarán dos alternativas diferentes para la construcción de dicha instalación fotovoltaica con el objetivo de determinar cuál de ellas representa la mejor solución para el terreno disponible. reducir en la medida de lo posible.

En tercer lugar, se plantearán las dos alternativas que se han tenido en cuenta, incluyéndose el cálculo más relevante y el diseño de la obra civil necesaria para su correcto funcionamiento. Las alternativas estudiadas, para las mismas consideraciones atmosféricas y la misma extensión de terreno, una instalación con estructura fija y otra con seguidores solares a dos ejes.

A partir de ahí se realizarán todos los cálculos oportunos y la simulación, mediante la utilización del programa PVSyst en su versión 7.2, necesario para obtener la cantidad de energía generada anualmente por el sistema.

Una vez realizados los cálculos, tanto energéticos como económicos, se realizará una comparación entre ambos resultados, obteniendo así la solución más óptima para la instalación solar fotovoltaica, atendiendo no sólo a los criterios económicos, sino también a necesidades energéticas y medioambientales

Finalmente se determinará la alternativa más viable para su posterior construcción exponiendo los motivos de su elección e identificando los factores que han sido más determinantes a la hora de valorar ambas opciones.

1.5 EMPLAZAMIENTO

Para el correcto desarrollo de este estudio técnico se ha decidido construir una instalación solar fotovoltaica de 4,32 MW en el término municipal de Santovenia de la Valduncina, en la provincia de León.

El término municipal de Santovenia de la Valduncina se encuentra a 9 km al suroeste (SO) de la capital de León y tiene una situación privilegiada en cuanto a las comunicaciones.

Consta de cinco núcleos urbanos: Quintana-Raneros, Ribaseca, Santovenia, Villacedré y Villanueva del Carnero, la instalación solar fotovoltaica tendrá lugar en el pueblo de Quintana de Raneros.[7]

Como datos geográficos importantes podemos destacar:

- **Extensión del municipio:** 30,4 km².
- **Posición geográfica:**
 - Latitud: 42° 32' 34" N
 - Longitud: 5° 37' 17" O
- **Altitud sobre el nivel del mar:** 873 m.
- **Distancia a la capital de provincia:** 9 km.
- **Habitantes del municipio:** 2.126 habitantes.

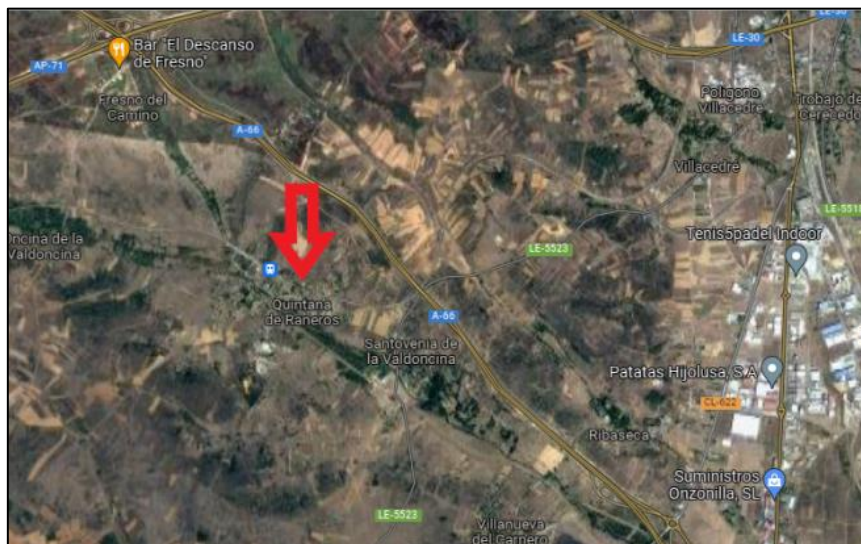


Figura 1.1: Ubicación de la instalación. Fuente [7]

El desarrollo del proyecto se ha llevado a cabo cumpliendo la totalidad de la normativa vigente en el año 2021, y su emplazamiento tendrá lugar en las parcelas 402 y 403 del Polígono 15, Quiñones del Monte, Santovenia de la Valdoncina en la provincia de León. [8] (Ver “Anexo de Planos”).

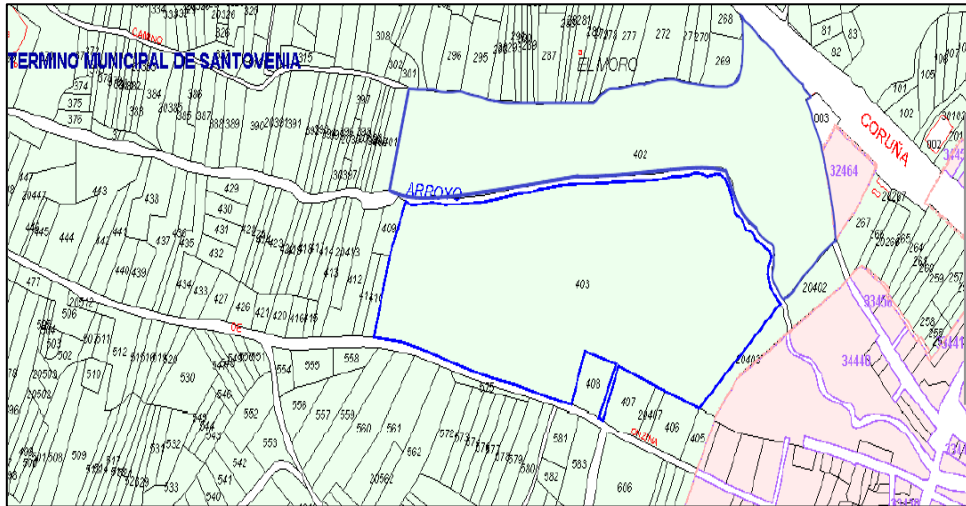


Figura 1.2: Emplazamiento de la instalación. Fuente [8]

Los datos catastrales de la parcela son los siguientes:

- **Referencia catastral:**
 - 24165A015004030000RH.
 - 24165A015004020000RU.
- **Localización:**
 - Polígono 15 Parcela 402, QUIÑONES DEL MONTE, SANTOVENIA DE LA VALDONCINA (LEÓN).
 - Polígono 15 Parcela 403, QUIÑONES DEL MONTE, SANTOVENIA DE LA VALDONCINA (LEÓN).
- **Superficie:**
 - 36.860 m².
 - 52.891 m².
- **Clase:** Rústico.
- **Coefficiente de participación:** 100 %.
- **Uso:** Agrario

1.6 PROGRAMAS Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO

Para la implementación de dicho estudio de viabilidad se ha empleado el software “PVsyst”, en su versión 7.2. [6]

Este software permite llevar a cabo una simulación completa de las instalaciones solares fotovoltaicas, entre los recursos que se pueden obtener mediante la utilización de este software se encuentran las siguientes:

- **Diseño de sistemas:**

El diseño del sistema se basa en un procedimiento rápido y sencillo:

- a) Especificar la potencia deseada o el área disponible.
- b) Elegir el módulo fotovoltaico de la base de datos interna.
- c) Elegir el inversor de la base de datos interna.

A partir de estos datos el software PVsyst propondrá una configuración de sistema, que le permitirá realizar una simulación preliminar.

- **Dimensionamiento del sistema:**

Se trata de una herramienta específica que reúne todas las limitaciones para el dimensionamiento del sistema:

- **Limitaciones para el número de módulos en serie:**

El programa proporciona un diagrama con una curva I/V del campo fotovoltaico, junto con el rango MPPT, el voltaje, la potencia y los límites de corriente del inversor.

- **Limitaciones para el tamaño del inversor:**

El programa proporciona un gráfico muestra la distribución anual de la potencia de la matriz, con la matriz y la potencia nominal del inversor.

El tamaño óptimo del inversor se basa en la pérdida por sobrecarga aceptable durante todo el año. Por lo general, conduce a un sobredimensionamiento de la relación de potencia (potencia nominal de la matriz con respecto a la potencia nominal de CA del inversor), en un factor de 1,25.

- **Limitaciones de pérdidas:**

Evaluación de pérdidas de cableado (y otras pérdidas como la calidad del módulo), el desajuste entre módulos, suciedad, indisponibilidad del sistema.

▪ **Informe de simulación y resultados:**

La simulación calcula la distribución de energías a lo largo del año.

Entre los resultados principales se encuentran:

- La producción total de energía [MWh / a] es fundamental para la evaluación de la rentabilidad del sistema fotovoltaico.
- El índice de rendimiento (PR [%]) describe la calidad del sistema en sí.
- La energía específica [kWh / kWp] es un indicador de producción basado en la irradiación disponible (ubicación y orientación).

▪ **Envejecimiento:**

Permite simular lotes de varios años:

- Para diferentes años de funcionamiento, los mismos datos meteorológicos.
- Para un conjunto de archivos de datos meteorológicos anuales.
- Resultados y gráficos del informe.

▪ **Evaluación económica:**

- Evaluación de los costes del sistema:
 - CAPEX (costo de instalación).
 - OPEX (costos operativos).
 - Capacidad para definir costes personalizados según sistema propio.
- Estrategia para colocar precios:
 - Definición detallada de las tarifas de alimentación: fijas, variables o personalizadas, variaciones horarias o estacionales.
 - Política de ventas: impuesto de conexión, variación de tarifa anual, duración de la garantía de tarifa.
- Análisis financiero avanzado:
 - Distribución de fondos de inversión: fondos propios, préstamos o subvenciones.
 - Cálculo del VAN (valor actual neto) y LCOE (costo nivelado de energía)
 - Inflación, tasa de descuento y gestión detallada de depreciaciones.
- Análisis de rentabilidad:
 - Saldo anual, período de recuperación y tasa de retorno de la inversión.
 - Resultados gráficos: tablas, diagramas y gráficos circulares.

1.7 LEGISLACIÓN APLICABLE

Este proyecto de viabilidad se ha definido de acuerdo a las normas y reglamentos vigentes de aplicación para estas instalaciones, en particular las siguientes:

1.7.1 NORMATIVA RELATIVA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Reglamento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Decreto 842/2002, de 2 de agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en estaciones eléctricas, instituciones o centros (12 de noviembre de 1982).
- Reglamento de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica (RCL 1998/3048).
- Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénicos sanitarios para la prevención y control de legionelosis.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (deroga el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración).
- Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1699/2011, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT - C. - octubre 2002).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico modificada el 28 de diciembre del 2013.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Ley número 88/67 de 8 de noviembre: Sistema Internacional de Unidades de Medida SI.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales; modificaciones por Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Orden de 28 de julio de 1980, por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de los paneles solares.
- Orden ITC/71/2007, de 22-01-2007, por la que se modifica el anexo de la Orden 28-07-1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de paneles solares.

- Orden ITC/2761/2008, de 26 de septiembre, por la que se amplía el plazo establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden ITC/71/2007, de 22 de enero, por la que se modifica el anexo de la Orden de 28 de julio de 1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de paneles solares.
- Norma UNE 12464: Norma europea para la evaluación y prevención de los riesgos relativos a la utilización de lugares de trabajo.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Normas C.T.N.E. aplicables a esta instalación.
- Normas Autonómicas y Provinciales para este tipo de instalaciones.
- Normas Municipales para este tipo de instalaciones.
- Directiva 2002/95CE: Directiva del parlamento europeo y del consejo sobre las restricciones de la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos.
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT).
- Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA).

1.7.2 **NORMATIVA RELATIVA A LA OBRA CIVIL**

- Plan de Ordenación Urbanística del municipio de Santovenia de la Valdoncina.
- Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión (Real Decreto 223/2008 del 15 de febrero) sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 9/2008, del 11 de enero, por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.
- Ley 25/1988 del 29 de Julio de Carreteras del Estado.
- Ley 3/1995 de Vías Pecuarias y su Reglamento 155/1998.
- Norma sismorresistente española NCSE – 02, del 11 de octubre del 2002.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El cambio climático constituye, sin lugar a duda, uno de los mayores problemas que conciernen a la sociedad moderna, en 2015 ya advertía el expresidente de los Estados Unidos Barack Obama donde manifestaba lo siguiente : “El cambio climático es la mayor amenaza para nuestro futuro” [9], lo que con el transcurso de los años ha resultado ser cierto en gran medida, ya que el cambio climático no es solo un problema de futuro, sino que en la actualidad se presenta como una terrible realidad.

Año tras año, se observa un incremento progresivo de las temperaturas en la mayoría de las zonas del planeta, batiendo registros de temperaturas [10] y dando lugar a fenómenos climatológicos que provocan grandes desastres naturales.

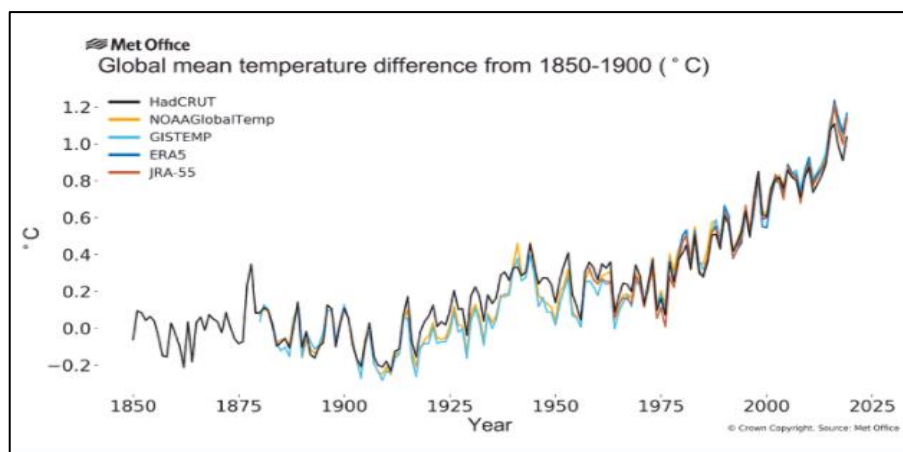


Figura 2.1: Aumento de la temperatura en el planeta desde 1850. Fuente [10]

De acuerdo con los estudios realizados por la Organización de Naciones Unidas (ONU) el aumento de la temperatura en el planeta a lo largo del tiempo está dando lugar al cambio en los patrones climáticos y alterando el equilibrio habitual de la naturaleza [11]. Como lo son el deshielo de los polos, con la consiguiente subida del nivel del mar que ello conlleva, el aumento de las precipitaciones, principalmente en forma de tormentas, que aumentan en frecuencia e intensidad, la escasez de agua, que se tiene lugar cada vez en más regiones, lo que conlleva a la reducción de terrenos para cultivo. Además de la alteración del estilo de vida de las diferentes especies de flora y fauna, que obliga a este tipo de seres vivos a adaptarse al medio para su supervivencia [12], [13].

El 11 de diciembre de 1997, diferentes gobiernos de todo el mundo debatieron en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto [14], un acuerdo internacional cuyo objetivo principal es ratificar el compromiso de los países industrializados a reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero.

Para que el protocolo pudiese entrar en vigor era necesario la ratificación de al menos 55 países, y que estos países sumasen al menos el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero de los países ricos, de estos De éstos, sólo se adhirieron la Unión Europea (UE) y Japón, mientras China, Australia y Estados Unidos rechazaron el acuerdo.

El protocolo de Kioto abarca dos periodos, el primero de ellos comprendido entre los años 2008 – 2012, el cual tenía como principal objetivo que los países industrializados y las economías en transición redujeran en un 5,2 % las emisiones de gases de efecto invernadero, nocivos para el medio ambiente, tomando como referencia los datos registrados en el año 1990. Además de la reducción de gases invernaderos, se promovió a su vez la generación de un desarrollo sostenible, de tal manera que se abogara por las energías no convencionales y disminuir en la medida de lo posible el calentamiento global.

El segundo de los periodos comienza tras la aprobación de la Enmienda de Doha en 2012, y que se extiende de 2013 a 2020, y en ella se estableció el objetivo de reducir las emisiones de GEI en un 18 % en comparación con los niveles de 1990.

La evaluación de la información más reciente recibida de las Partes con compromisos en virtud de la Enmienda de Doha, basada en los datos correspondientes al período 1990-2018, muestra que las emisiones totales agregadas de GEI en 2018 fueron un 25,3 % inferiores a las de 1990. [15]

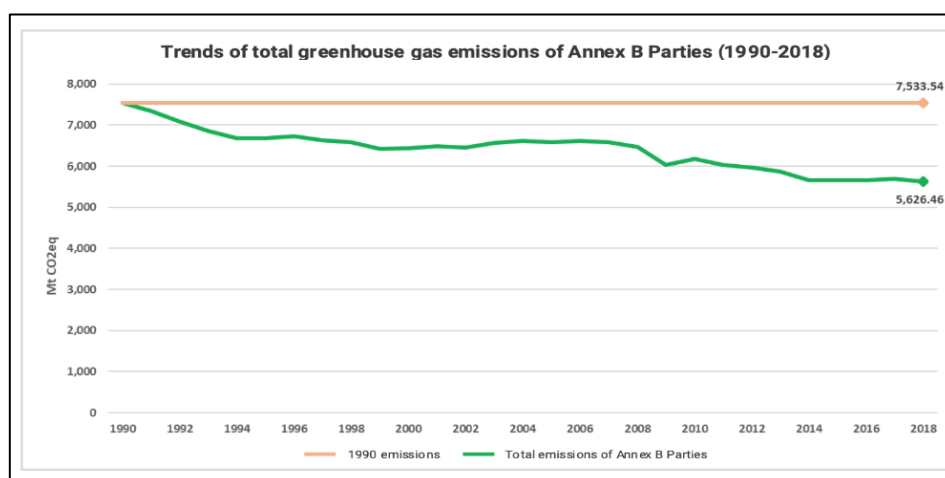


Figura 2.2: Emisiones de gases de efecto invernadero. Fuente [15].

Dentro de este contexto se encuentran los objetivos de desarrollo sostenible, que forman parte de las diferentes políticas y agendas actuales, en total existen 17 ODS con sus 169 metas y 231 indicadores, y forman parte de la agenda 2030 [3], la cual se aplica a nivel mundial y pretende llevar a cabo una profunda reestructuración de las políticas precedentes. En la actualidad se prevé que, de acuerdo con [16], la demanda de energía primaria crecerá un 3,2 % hasta 2025, unas cifras alarmantes ya que los combustibles fósiles contribuyen entre el 80% y el 95% de la demanda mundial de energía primaria, este tipo de fuentes convencionales de generación de energía presentan múltiples inconvenientes, entre los que destacan, el posible agotamiento del petróleo, el carbón o el gas natural, además de las emisiones de gases contaminantes a la atmosfera que contribuyen en gran medida al calentamiento global.

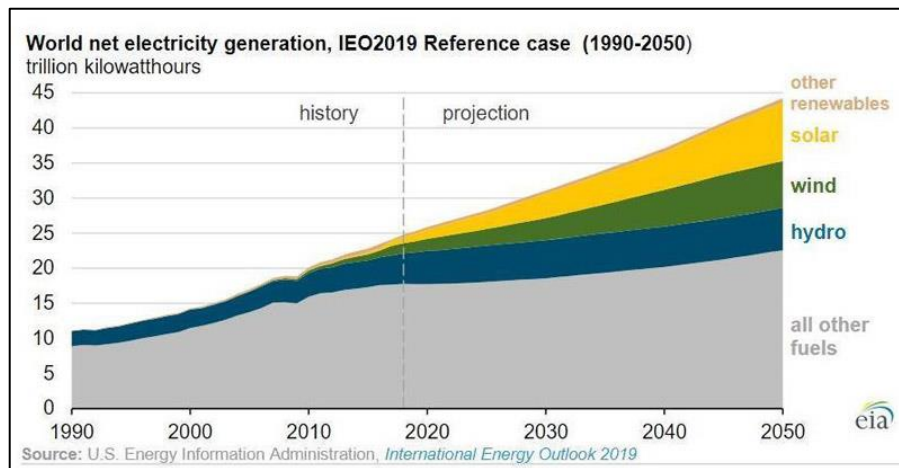


Figura 2.3: Generación neta de energía eléctrica. Fuente [16].

En el marco de la Agenda 2030 y con el fin de reducir la demanda de energías procedentes de fuentes convencionales, surgen como alternativa las energías renovables, que lamentablemente también tienen un impacto en el medio ambiente, como por ejemplo, la alteración de la tierra y los ecosistemas en los embalses hidroeléctricos o los cambios en los flujos de agua aguas abajo de las presas; tratamiento de efluentes de agua de biomasa o combustibles renovables; las cenizas residuales de la combustión de biomasa; y el impacto en cultivos intensivos en tierra para bioenergía. Sin embargo, las ventajas de este tipo de energías son mucho más elevadas que las desventajas de las mismas, presentándose como una alternativa de presente y de futuro para hacer frente al aumento de la demanda de energías primarias teniendo en consideración el medio ambiente y el cambio climático.

De acuerdo con el estudio realizado por [17], las energías renovables ofrecen múltiples beneficios, que abarcan desde la reducción de las emisiones de carbono y la limpieza del aire, hasta el aumento del crecimiento económico.

Entre los múltiples beneficios que presentan las energías renovables [18] se encuentran:

- Proviene de fuentes de energía ilimitadas:

Al contrario que las fuentes de energía convencionales, tales como el carbón, el petróleo, o el gas natural, las energías renovables se obtienen a partir de los recursos inagotables de la naturaleza, a los cuales se puede recurrir permanentemente.

- Aportan mayor seguridad para la salud del ser humano:

Esto se debe principalmente a la facilidad del desmantelamiento de las instalaciones de energías renovables, ya que no es necesario la custodia de sus residuos cuando finalice la explotación.

- Reducción del precio de la energía eléctrica:

Según los datos registrados por el Instituto Nacional de Estadística (INE), durante el último año, el precio de la energía eléctrica ha sufrido un incremento progresivo de gran importancia, donde las previsiones futuras plantean que mantendrá su tendencia al alza.

[19]

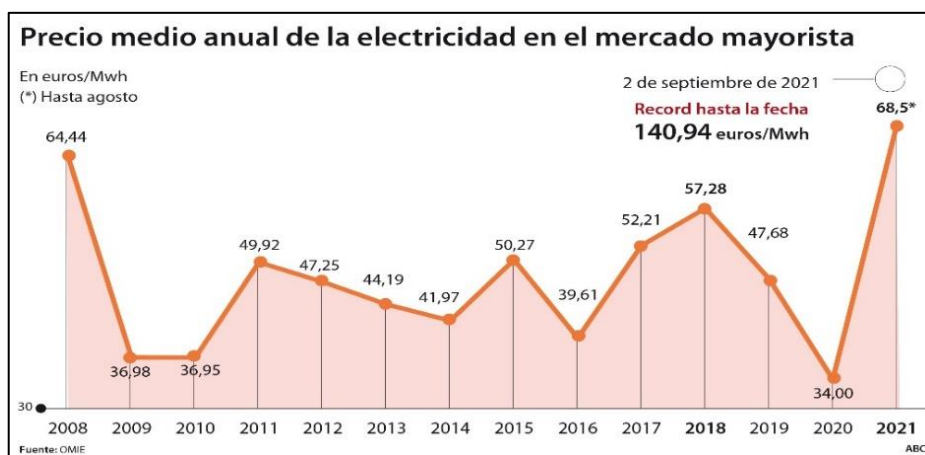


Figura 2.4: Precio medio anual de la electricidad. Fuente [19].

El aumento de las instalaciones generadoras de energía eléctrica procedente de fuentes de energías limpias permitiría por tanto reducir considerablemente el precio de la energía eléctrica.

- Creación de empleo:

De acuerdo con las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, se estima que entre los años 2020 y 2030, el empleo generado dentro del sector de las energías renovables aumentará de manera considerable, con una tasa de crecimiento anual de entre 102.000 y 182.000 empleos cada año. [20]

A nivel global, el informe “Medición de los aspectos socioeconómicos de la transición: enfoque en el empleo” elaborado por IRENA indica que, si la comunidad internacional aprovecha todo su potencial de renovables, el empleo total en el sector energético podría llegar a los 100 millones de puestos de trabajo para 2050. [21]

- Impacto climático reducido:

De acuerdo con un informe del Boston Consulting Group, el coste de no actuar para poner freno al cambio climático supera ampliamente el impacto económico que representaría una fuerte inversión con el objetivo de descarbonizar el planeta. Se concluye a su vez que la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero infiere de manera muy positiva sobre la economía de muchos países, hasta el punto de aumentar su Producto Interior Bruto (PIB). [22]

- Beneficios para los entornos rurales:

Las instalaciones de energías renovables, más concretamente los parques solares fotovoltaicos y los parques eólicos, para los que habitualmente se necesitan grandes extensiones de terreno, proporcionan beneficios monetarios, principalmente en forma de rentas, ya sea en régimen de venta o alquiler, a todos aquellos propietarios del terreno necesario para llevar a cabo este tipo de instalaciones. [23]

Para concretar más, en la comunidad autónoma de Aragón se han desarrollado multitud de proyectos de energías renovables, principalmente eólicos y solar fotovoltaicos, cuyos promotores han abonado aproximadamente 14 millones de euros, entre ayuntamientos y propietarios particulares, en concepto de impuestos y alquileres de los terrenos, y se prevé que recibirán cerca de 420 millones de euros más, durante los 30 próximos años de explotación de dichas instalaciones. [24]

2.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

De acuerdo con la Real Academia de la Lengua Española (RAE) se define como energía renovable a todas aquellas energías cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable [25].

De acuerdo con los datos registrados por Red Eléctrica Española (REE), el parque de generación con fuentes de energía renovables en España a finales del 2020 ascendió a 59.860 MW, y con él se ha producido el 44 % de la generación total, registrando en ambos casos valores máximos históricos. [26]

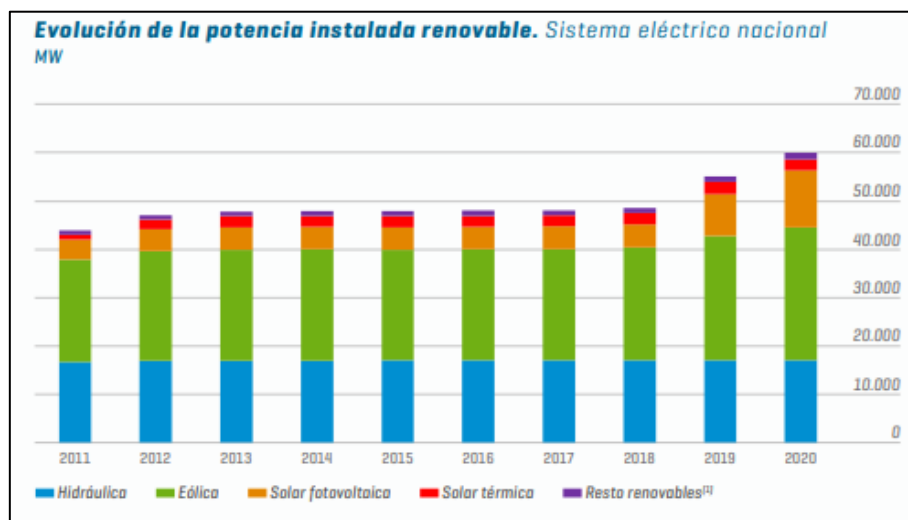


Figura 2.5: Evolución de la potencia instalada renovable en España: Fuente [26].

Como se puede apreciar en la gráfica anterior la potencia instalada renovable en España se ha visto incrementada en los últimos, en especial destaca el aumento de la energía solar fotovoltaica a partir del año 2019, esto se debe a la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Que tiene por objeto definir el concepto de instalación de autoconsumo, favorecer el desarrollo del autoconsumo tanto individual como compartido, crear un mecanismo de compensación simplificada entre los déficits y los excedentes de las instalaciones de autoconsumo y organizar el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. Entre cuyas medidas se encuentra la anulación del “impuesto al sol”, de tal manera que se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. [4]

Actualmente el mix de generación eléctrica nacional está compuesto en un 54,0 % por energías renovables y en un 46 % por energías convencionales.

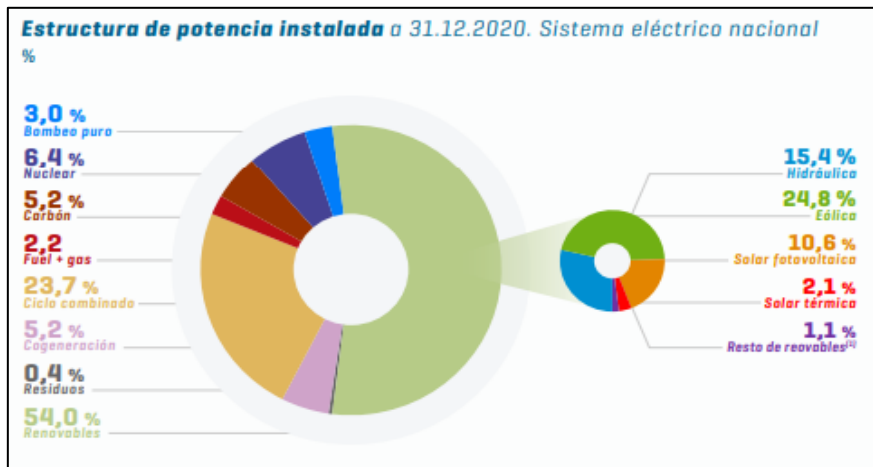


Figura 2.6: Estructura de la potencia instalada en España. Fuente [26]

De acuerdo con el gráfico anterior se procederá a realizar un breve análisis de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica de origen renovable que se encuentran en el país de acuerdo con el análisis de Red Eléctrica Española (REE) [26]:

- Energía eólica:

El aprovechamiento de la energía eólica, por parte de los parques eólicos, es la principal fuente de energía eléctrica de origen renovable en España, con una potencia instalada de 27.485 MW. Representa el 24,8 % de la potencia instalada en territorio nacional situándose como la tecnología de origen renovable con mayor porcentaje dentro del mix de generación español.

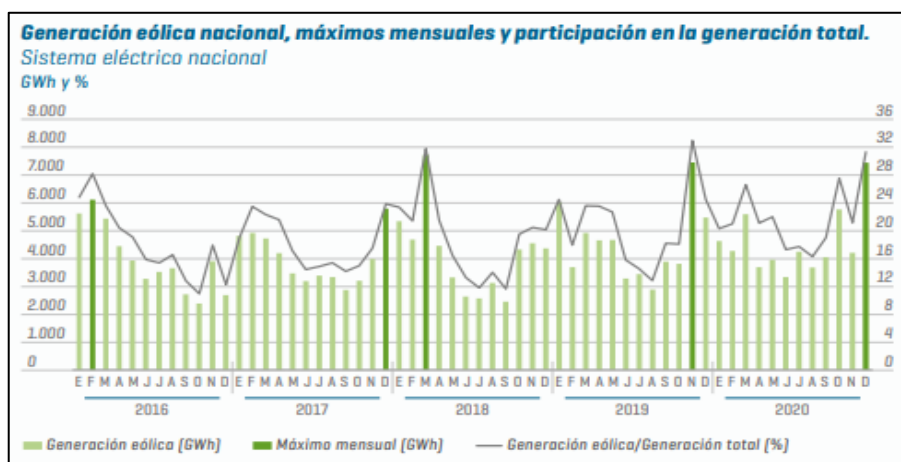


Figura 2.7: Generación eólica en España. Fuente [26]

Durante el año 2020 se ha alcanzado 54.900 GWh de potencia eléctrica generada, una cifra récord para el país, que consolida a la energía eólica como la segunda fuente generadora del país solo por detrás de la energía nuclear.

A nivel europeo, España se encuentra en segundo lugar dentro del ranking de mayor capacidad eólica instalada en Europa, solo por detrás de Alemania, que es claramente el líder con algo más de 60 GW instalados.

- Energía hidráulica:

El aprovechamiento de la energía del agua, por parte de las centrales hidroeléctricas, es la segunda fuente de energía eléctrica de origen renovable en España, con una potencia instalada de 17.098 MW. Representa el 15,4 % de la potencia instalada en territorio nacional, situándose por detrás de la energía eólica y del ciclo combinado.

La generación hidráulica en el país es muy variable, esto se debe fundamentalmente a que depende de la cantidad de precipitaciones durante la totalidad del año, obteniéndose grandes diferencias entre los años más húmedos y los años más secos.

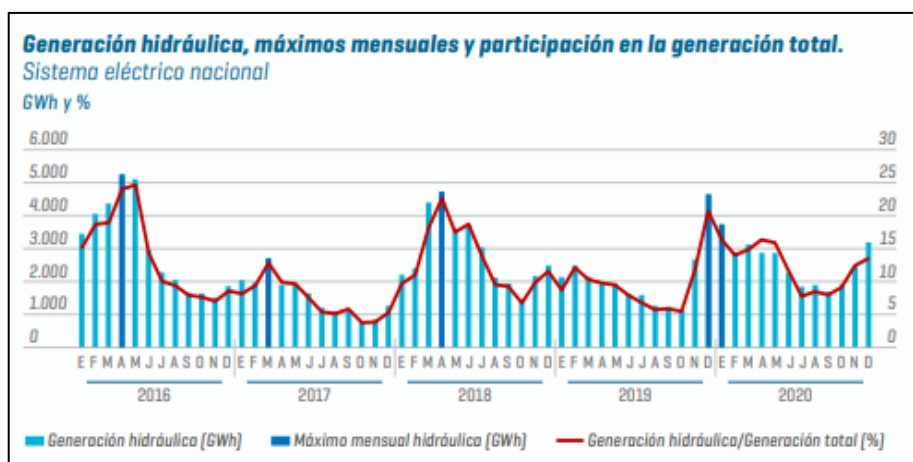


Figura 2.8: Generación hidráulica en España. Fuente [26]

Durante el año 2020 se ha obtenido 30.614 GWh de energía eléctrica generada, un 23,8 % más que el año precedente. Respecto al conjunto de las renovables, la hidráulica se situó en segunda posición por detrás de la eólica con un 15,4 % del total de la energía renovable generada a nivel nacional.

A nivel europeo, España se encuentra en quinto lugar dentro del ranking de mayor capacidad hidráulica instalada en Europa, situándose en decimoséptimo lugar en cuanto en términos de participación de la hidráulica sobre la generación total.

- Energía solar fotovoltaica:

El aprovechamiento de la energía procedente del sol, por parte de las instalaciones solares fotovoltaicas, es la tercera fuente de energía eléctrica de origen renovable en España, con una potencia instalada de 14.018 MW. Representa el 10,6 % de la potencia instalada a nivel nacional.

Durante los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un gran auge, pero este año ha batido números récord, esto se ha debido fundamentalmente a la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, entre cuyas medidas se encuentra la anulación del “impuesto al sol”, de tal manera que se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. [4]

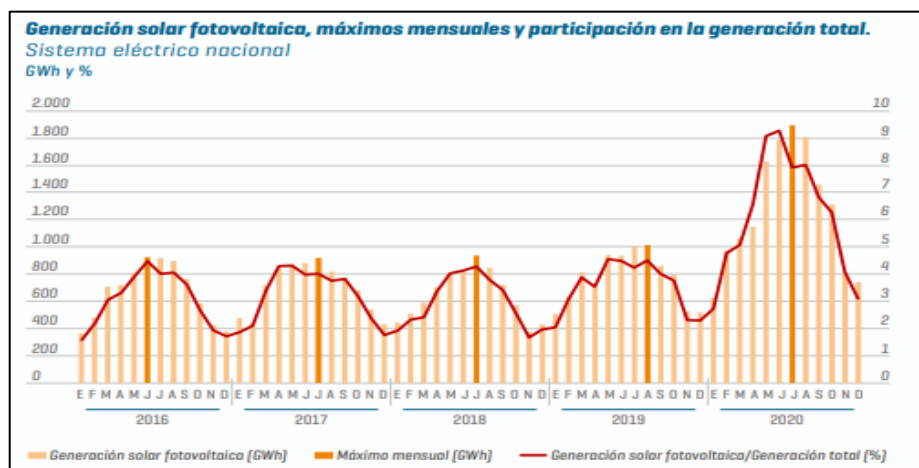


Figura 2.9: Generación solar fotovoltaica en España. Fuente [26]

Tras el crecimiento histórico de la potencia solar fotovoltaica registrado en el 2019, el año 2020 cerró, con un incremento de la potencia del 33 % incluso a pesar de la crisis provocada por la pandemia.

Durante el año 2020 se En concreto, en el 2020 fueron instalados 2.931 nuevos MW situándose con una cifra total de 11.714 MW, lo que representa aproximadamente un 11 % de la capacidad total y cerca del 20 % de la potencia generada de origen renovable.

A nivel europeo, España se encuentra en el cuarto lugar en el ranking de potencia solar instalada, muy por detrás de Alemania que es el líder indiscutible con más de 48 GW solares instalados.

- Energía solar térmica:

El aprovechamiento de la energía solar térmica, por medio de captadores solares térmicos, ha registrado datos de 19.827 GWh, experimentado un aumento del 37,5% por encima del año precedente y el valor anual más alto hasta este momento.

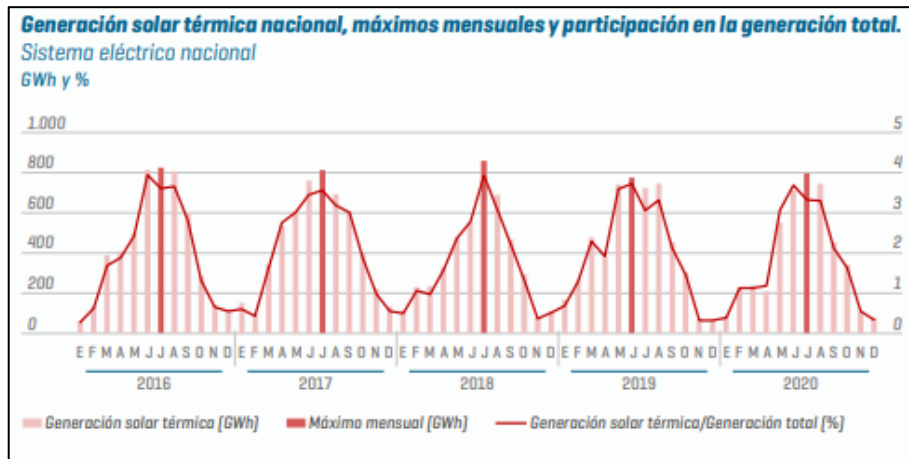


Figura 2.10: Generación solar térmica en España. Fuente [26].

- Energía del mar y de la tierra:

Esta energía proviene fundamentalmente de cuatro categorías distintas, como lo son la biomasa y biogás (1.085,5 MW), los residuos renovables identificados como el 50 % de los residuos sólidos urbanos (157,3 MW); la hidroeléctrica, una única central instalada en la isla de El Hierro (11,3 MW); e hidráulica marina de 4,8 MW.

Pese al considerable aumento de este tipo de energías, su participación dentro del mix de generación nacional es aún residual.

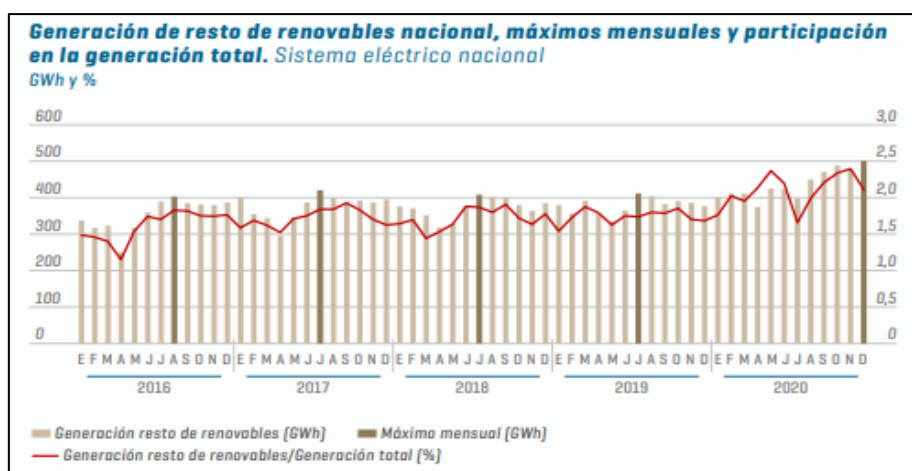


Figura 2.11: Generación del resto de renovables en España. Fuente [26].

2.3 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Un sistema fotovoltaico (PV) está compuesto por uno o más paneles solares, compuestos a su vez de células fotovoltaicas, que combinados con un inversor y otro hardware eléctrico y mecánico permite utilizar la luz solar para generar energía eléctrica. [27]

Existe una amplia variedad de sistemas fotovoltaicos, con diferentes tamaños, desde sistemas de autoconsumo para instalaciones sobre el techo de un edificio hasta plantas de generación de energía eléctrica a gran escala, pasando por diferentes modelos de integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos, como por ejemplo celdas semitransparentes.

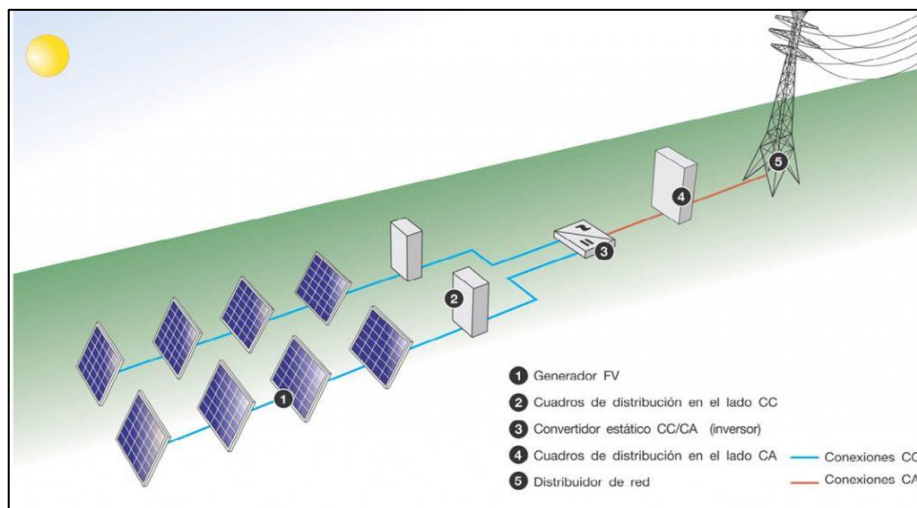


Figura 2.12: Instalación solar fotovoltaica. Fuente [27]

La luz solar, compuesta por partículas energéticas comúnmente conocidas como fotones, incide sobre un módulo fotovoltaico y genera, a partir del efecto fotovoltaico, una corriente eléctrica. La capacidad de generación de los módulos fotovoltaicos depende del número de celdas o de la superficie del mismo. Los paneles solares se pueden conectar en grupos, formando una matriz fotovoltaica, para producir cantidades mayores de energía.

Los módulos fotovoltaicos generan energía eléctrica en corriente continua (DC), con esta energía eléctrica es posible cargar baterías que se utilicen para alimentar dispositivos que precisen de corriente continua. Sin embargo, casi la totalidad de dispositivos electrónicos están diseñados para funcionar utilizando la red eléctrica que proporciona corriente alterna (AC). Por lo tanto, para que la energía solar sea útil, es necesario el uso de un inversor/convertidor DC/AC.

2.3.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Cuando una célula fotovoltaica (FV) se expone a la luz solar, se crea un voltaje y una corriente eléctrica en la célula.

La luz solar está compuesta por partículas energéticas comúnmente conocidas como fotones, los cuales tienen diferentes cantidades de energía dependiendo de sus longitudes de onda dentro del espectro solar.

Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica (FV), pueden ser reflejados (efecto fotoeléctrico) o absorbidos (efecto fotovoltaico).

Ambos casos se basan en el efecto fotoeléctrico, proceso en el cual la luz es absorbida y excita a un electrón a un nivel de energía más alto. La principal diferencia entre el efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico es que, en el primer caso, el electrón excitado rebota fuera del material mientras que en el segundo proceso todavía está contenido dentro del material. Sin embargo, en ambos casos, se produce un potencial eléctrico relacionado con la separación de los portadores de carga. Por lo tanto, para que prevalezca la barrera de potencial creada, la luz incidente debe tener suficiente energía. [28]

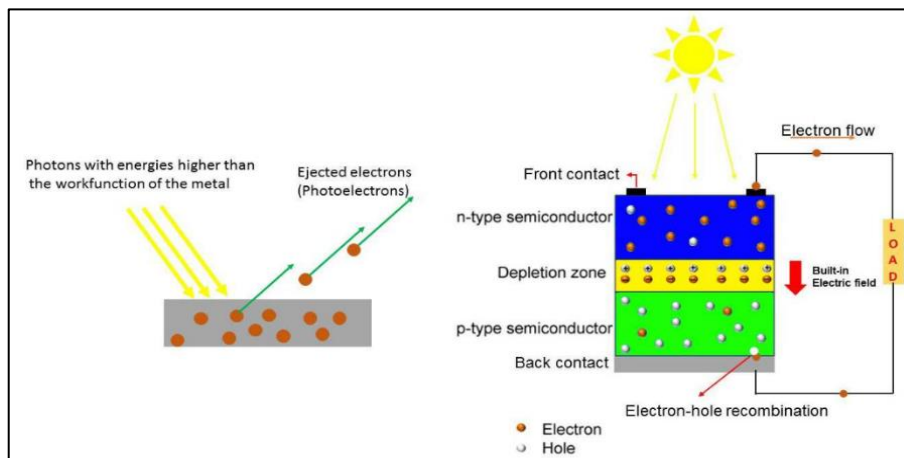


Figura 2.13: Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico. Fuente [28]

En una célula solar fotovoltaica, un semiconductor de tipo “p” y otro de tipo “n” se colocan en contacto físico entre sí. En consecuencia, se crea una estrecha región entre la unión de los materiales. Esta región se denomina zona de agotamiento o región de carga espacial. Los átomos en un lado de esta región se agotan de electrones (iones cargados positivamente) y en el otro lado se agotan de los agujeros (iones cargados negativamente) dando lugar a un campo eléctrico inducido (llamado campo eléctrico incorporado). Por lo tanto, si una partícula cargada se coloca en esta región, se moverá de un lado de la región al otro lado.

2.3.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES

Actualmente la energía solar fotovoltaica está posicionada como una de las fuentes de energía renovable más prometedoras en el mundo, y más en un país como España, uno de los países europeos con mayor irradiación solar, debido a su excepcional situación geográfica.

En comparación con las fuentes de energía convencionales se encuentran las siguientes ventajas:

- Utiliza una fuente de energía inagotable en el tiempo:

El sol es una fuente de energía de origen renovable de la que se puede disponer de manera ilimitada, al contrario que las fuentes de energía convencionales, tales como el carbón, el petróleo o el gas natural, cuyas existencias comenzarán a escasear en un futuro no muy lejano.

- Es una energía gratuita:

El sol es un recurso gratuito para la totalidad del mundo, es decir, únicamente es necesario disponer del capital necesario para construir una instalación solar, ya sea de mayor o menor tamaño.

- Accesible para todos los países:

Las fuentes de energía de origen no renovable, son monopolizadas por países o estados que disponen de los yacimientos de petróleo o gas natural, estableciendo una relación de dependencia para la obtención de este tipo de recursos. Por el contrario, el sol puede ser utilizado por cualquier país, sin entrar a valorar si sería rentable o no en función de las horas de sol disponibles.

- Generación modular:

Permite un amplio rango de potencias, es decir, es posible realizar instalaciones de diferentes tamaños en función de la población, de la localización geográfica o del presupuesto del interesado.

- Amplia vida útil:

Los módulos fotovoltaicos tienen una vida media óptima de 25 años, aunque se puede alargar su vida hasta los 30-40 años en función de su deterioro.

- Brevedad de tiempo en la instalación:
Generalmente el tiempo estimado para la construcción de un parque solar fotovoltaico es considerablemente inferior al que podría tener la construcción de una central nuclear o de ciclo combinado entre otras.
- Generación de empleo:
Se trata de un proceso completo para el que es necesario mano de obra de diferente cualificación para todos los niveles de ejecución del proyecto, favoreciendo la economía de la zona, principalmente rural donde se ubique la instalación.
- Descongestión de las redes:
Permite reducir la saturación de las redes eléctricas, además de disminuir las pérdidas y el coste de las líneas de transporte.

A continuación, se expondrán los siguientes inconvenientes de la energía solar fotovoltaica, ya que como todas las tecnologías de generación de energía no presenta únicamente ventajas.

- Fuente de energía variable:
La radiación solar es una fuente variable de energía, ya que la cantidad de energía emitida por el sol fluctúa. Aun así, es posible basarse en una radiación solar media obtenida a partir de los resultados precedentes.
- Fabricación de módulos fotovoltaicos:
Los módulos fotovoltaicos están compuestos en su mayoría por silicio, que se obtiene a partir de arena común muy abundante en la naturaleza. El problema por lo tanto no se encuentra en la materia prima, sino en la técnica de fabricación, ya que generalmente suele ser compleja y de elevado coste.
- Elevada inversión inicial:
Las instalaciones solares fotovoltaicas precisan de una elevada inversión inicial, pese a ello, a largo plazo presentan grandes beneficios, ya que la inversión suele ser amortizada dentro de un periodo de entre 7 y 10 años., mientras que la vida media es de 25-30 años.

2.4 ELEMENTOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

2.4.1 LA CÉLULA FOTOELÉCTRICA

La célula fotoeléctrica, también conocida como célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía incidente proveniente de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

Generalmente puede considerarse como una característica que poseen los materiales semiconductores, como el silicio o el germanio, que les permite generar una corriente eléctrica cuando se exponen a una fuente energética externa, como lo es la radiación solar.

Existen diferentes tipos de celdas fotovoltaicas, en función de su naturaleza y en función de su composición.

El silicio es el material más utilizado en la fabricación en masa de células fotovoltaicas tanto en su forma cristalina como multicristalina, llegando a obtenerse niveles de eficiencia de entre 14-19 % en estos últimos [29]. También existen células de Arseniuro de Galio, normalmente multicapa, que son capaces de alcanzar eficiencias del 25%. [29]

Se estima que los módulos fotovoltaicos tienen un tiempo de vida útil de en torno a 20 o 30 años, en función de distintos factores, una vez transcurrido ese tiempo las instalaciones empiezan a perder rendimiento y a dar más problemas que beneficios.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico, estos proporcionan energía eléctrica en corriente continua, por lo que si se quiere obtener corriente alterna o aumentar la tensión, será necesario añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.[30]

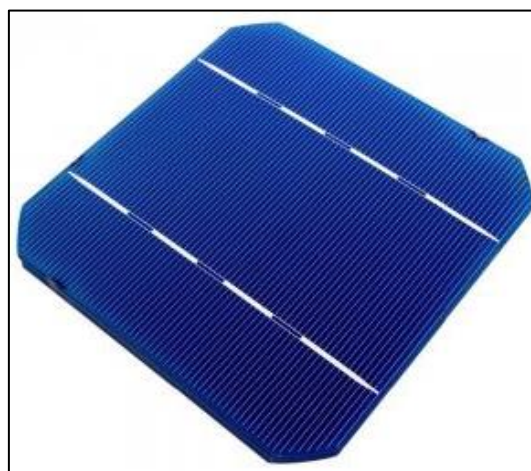


Figura 2.14: Célula fotovoltaica. Fuente [30].

2.4.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los módulos solares fotovoltaicos o colectores fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de células fotovoltaicas capaces de producir energía eléctrica a partir de la luz incidente sobre ellos.

Esto se produce debido al efecto fotovoltaico del que se ha hablado con anterioridad y que es llevado a cabo por cada célula del panel, que conectadas entre sí en serio y paralelo son capaces de proporcionar una salida de tensión continua y una corriente eléctrica.

Una vez las células están conectadas en serie o en paralelo se encapsulas para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, polvo, nieve, granizo...

En la parte frontal se emplea normalmente vidrios específicos con la mayor transparencia posible para que la radiación solar incida correctamente. Por la parte posterior normalmente se utiliza un polímero opaco.[31]

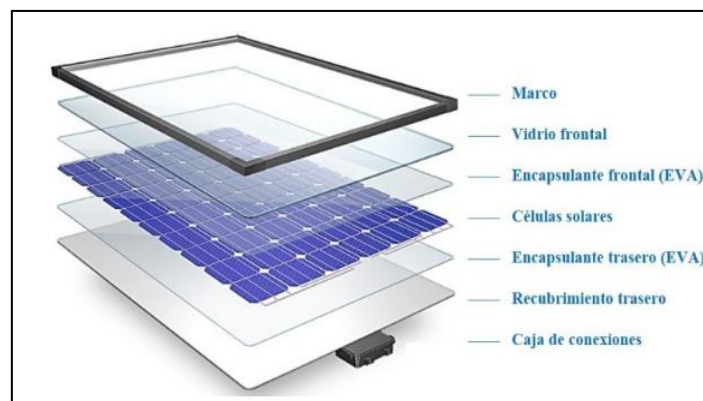


Figura 2.15: Módulo fotovoltaico. Fuente [31]

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas (CEM).[32]

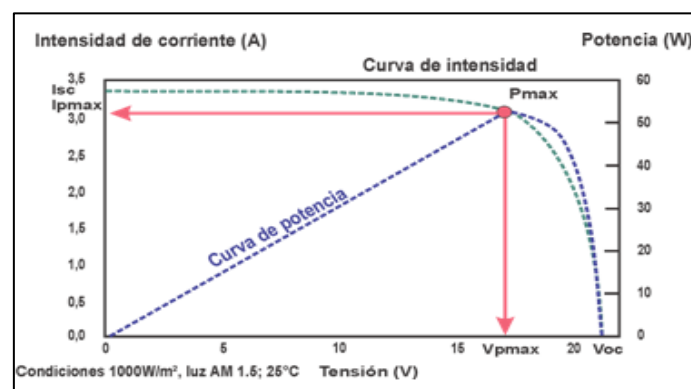


Figura 2.16: Potencia de pico de un módulo fotovoltaico. Fuente [32].

Existen también otra serie de parámetros eléctricos característicos propios de los módulos fotovoltaicos tales como:

- Potencia máxima.

Característica más importante del panel resultado de multiplicar la tensión máxima o de pico por la máxima intensidad de corriente o de pico.

- Tensión a circuito abierto:

Voltaje máximo que proporciona el panel si no circula intensidad de corriente por sus circuitos.

- Corriente de cortocircuito.

Máxima intensidad de corriente que proporciona el panel si no existe ninguna resistencia.

- Eficiencia total.

Resultado de dividir la potencia eléctrica producida por el panel y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.

Para garantizar el correcto funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica es necesario dimensionar la instalación de tal manera que la intensidad y la tensión se encuentren en equilibrio. En función de las diferentes características que pueda tener la instalación, los módulos solares fotovoltaicos pueden conectarse en serie, en paralelo o mediante una combinación de ambos. [33]

A continuación, se exponen las principales características de las distintas conexiones existentes:

- Conexión en serie:

- La intensidad permanece constante para toda la instalación.
- La tensión de la instalación es la suma de cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación.
- Esta tipología de conexión permite reducir el número de cables.

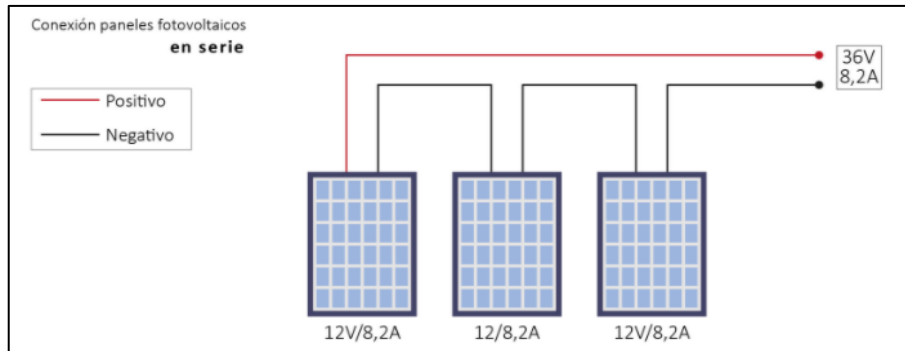


Figura 2.17: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie. Fuente [33]

▪ Conexión en paralelo:

- La tensión permanece constante para toda la instalación.
- La intensidad de la instalación es la suma de cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación.

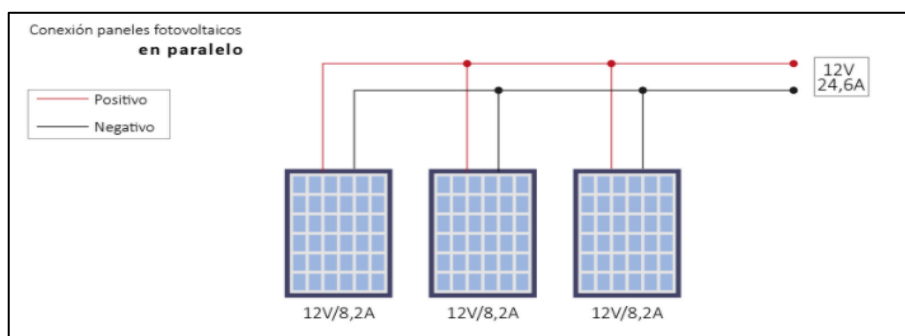


Figura 2.18: Conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo. Fuente [33]

▪ Conexión en serie-paralelo:

- Permite aumentar la tensión.
- Permite aumentar la intensidad.

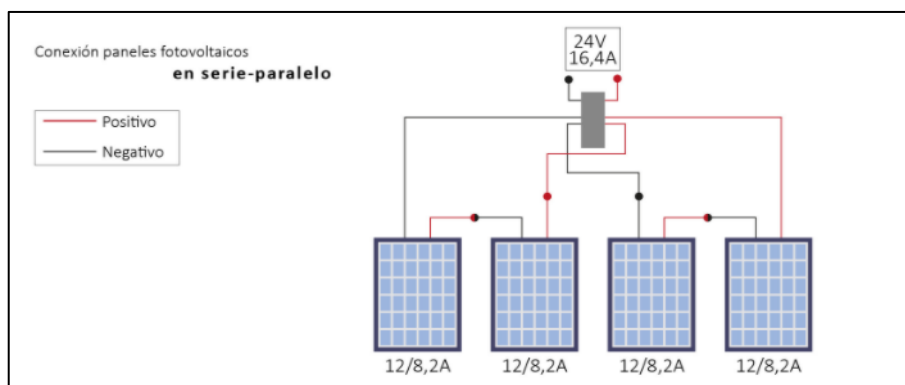


Figura 2.19: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie-paralelo. Fuente [33]

2.4.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los módulos solares fotovoltaicos se sitúan sobre estructuras metálicas que tienen como objetivos sujetar y orientar los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se procede a describir los tipos de estructuras que existen, con sus principales características, donde se encuentran únicamente las estructuras fijas y los seguidores solares:

- Estructuras fijas:

Actualmente es el tipo de estructura más habitual para las instalaciones solares fotovoltaicas y esto es debido principalmente a su precio. Para realizar de manera correcta una instalación fotovoltaica sobre estructuras fijas es necesario realizar previamente una serie de cálculos donde se asegure la orientación e inclinación para recibir mayor cantidad de radiación solar óptima en función de las características de la instalación (generación en verano o en invierno o anual), a su vez se debe garantizar la seguridad de la sujeción de las mismas, y facilitar su conexión y montaje.[34]

Los materiales utilizados para su fabricación suelen ser el acero galvanizado y el aluminio ya que son estructuras que trabajan a intemperie y a larga duración.

Este tipo de estructuras son más económicas, pero presentan un menor rendimiento en comparación con los seguidores solares. Sin embargo, una de las ventajas que presenta este tipo de estructuras es que permite una mayor relación potencia por unidad de superficie, esto se debe fundamentalmente a que hay que dejar menos distancias entre filas de módulo.

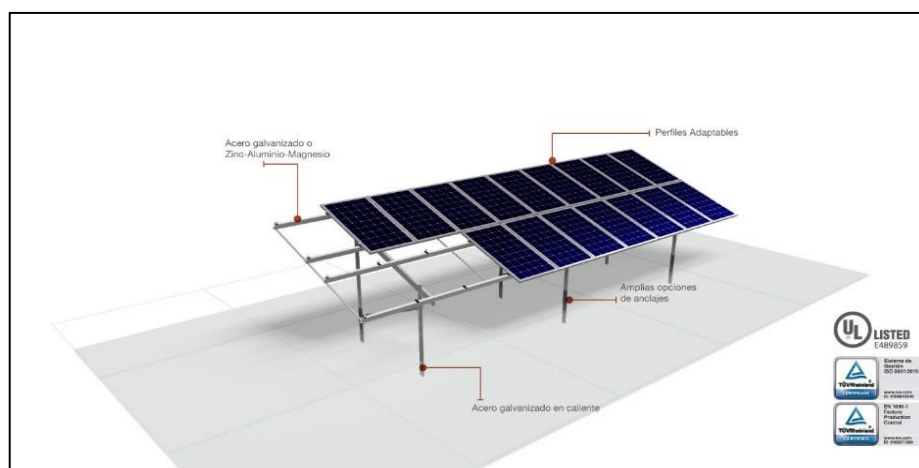


Figura 2.20: Estructura fija. Fuente: [34].

- Seguidores solares:

Este tipo de estructuras se caracterizan por su movilidad, ya que permiten situar los módulos fotovoltaicos en la posición más óptima para absorber la mayor cantidad de radiación solar en función de la posición del sol a lo largo del día.

Este tipo de estructuras son considerablemente más caras que las estructuras fijas, aunque también presenten un rendimiento considerablemente mayor. El aumento de radiación solar recibida es de entre el 25 % y el 40 % superior a las de estructura fija al año.[35]

Existen diferentes tipos de seguidores solares, entre ellos se encuentran:

- Seguidor de un eje horizontal: Norte-Sur:

En este tipo de seguidores, el giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

Es el sistema de seguimiento más sencillo, robusto y económico. Se utiliza habitualmente para sistemas de gran tamaño, ya que permite aprovechar el terreno al máximo, esto se debe a que no existe casi sombreado en la dirección Norte-Sur y se pueden colocar paneles contiguos en largas filas. [36]

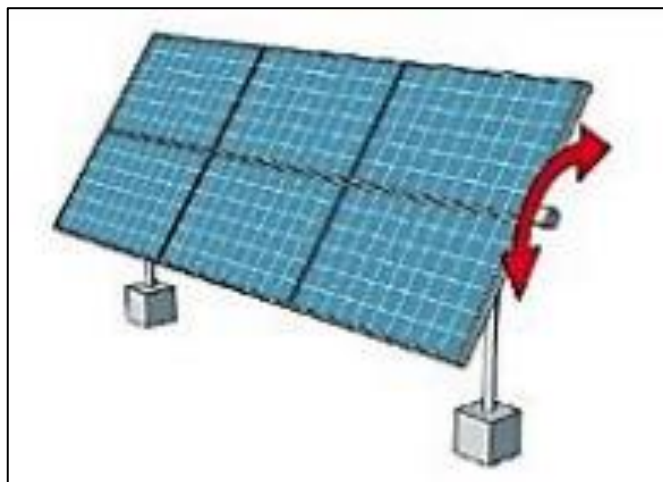


Figura 2.21: Seguidor de un eje horizontal: Norte-Sur. Fuente [36]

- Seguidor de un eje vertical:

En este tipo de seguidores, el giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol, es decir, que el acimut de la superficie sea igual al acimut local del Sol.

Este tipo de sistemas se utilizan principalmente en latitudes mayores para mejorar la recepción de energía en esas zonas. [36]

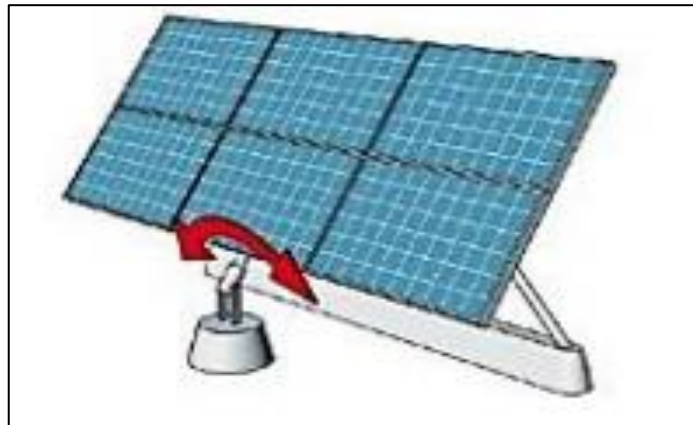


Figura 2.22: Seguidor de un eje vertical. Fuente [36]

- Seguidor de un eje inclinado:

En este tipo de seguidores, el giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

Este tipo de sistemas combina una recepción energética muy elevada con un aprovechamiento de terreno optimo permitiendo conseguir aproximadamente un 96% de captación, en comparación con el sistema de dos ejes.[36]

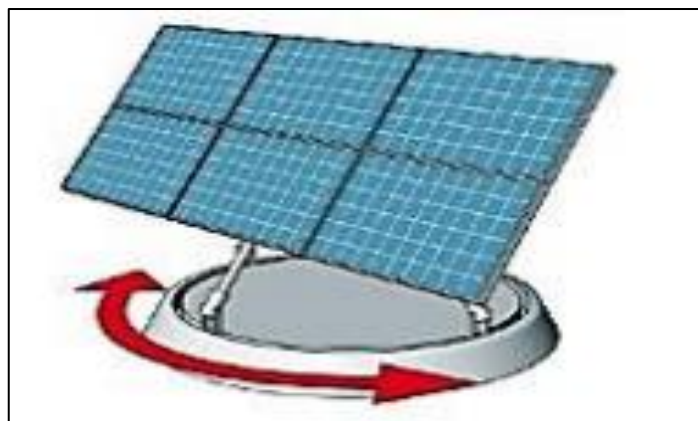


Figura 2.23: Seguidor de un eje inclinado. Fuente [36]

- Seguidor de dos ejes:

Este tipo de seguidores, permite el movimiento de Norte a Sur, para encontrar el ángulo óptimo de incidencia y de Este a Oeste, siguiendo la trayectoria del sol, es gracias a esto que se obtiene una ganancia de aproximadamente el 40 % por encima de la generada con estructuras fijas. [37]

Para el diseño de instalaciones con este tipo de seguidores es necesario tener en cuenta no solo la radiación, sino que a su vez hay que considerar también los efectos de sombreado sobre el resto de seguidores y lógicamente, el coste de equipos, montaje y mantenimiento ya que es son las más caras de las mencionadas.

El principal inconveniente de este tipo de seguidores, a excepción del coste, es la necesidad de una superficie de terreno mayor que las otras estructuras anteriormente mencionadas.

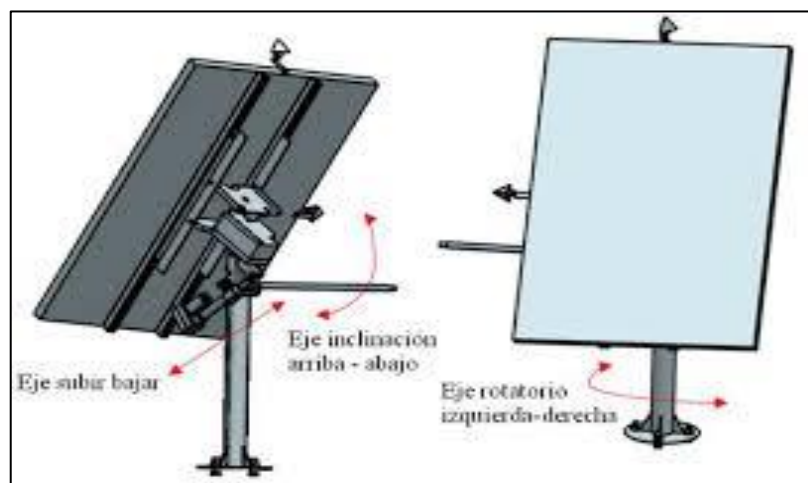


Figura 2.24: Seguidor solar de dos ejes. Fuente [37].

2.4.4 INVERSOR

La función principal de los inversores es la transformación de la corriente continua (DC) entregada por los generadores fotovoltaicos en corriente alterna (AC) para verterla a la red con las condiciones de frecuencia y tensión adecuadas en función de la tipología de línea a la que esté conectada, es decir, si es alta tensión, media tensión o baja tensión.

Los inversores funcionan de manera completamente automática, de tal manera que dejan de funcionar cuando la radiación procedente del sol no es suficiente para suministrar energía a la red, esto sucede generalmente de noche, y tras el transcurso del tiempo cuando la radiación solar vuelve a ser suficiente el aparato comienza a inyectar energía a la red eléctrica. [38]



Figura 2.25: Inversor. Fuente [37].

Los inversores suelen desconectarse en las siguientes situaciones:

- Interrupción del suministro de la red eléctrica:
El inversor funciona en cortocircuito y en caso de fallo en la red eléctrica se desconectará, conectándose nuevamente cuando se reestablezca el funcionamiento de la red.

- Rango de tensión no adecuado:
El inversor se desconectará automáticamente si la tensión a la que se encuentra sometido es superior o inferior a su tensión de funcionamiento, volverá a conectarse cuando la tensión vuelva a estar dentro de rango.

- Rango de frecuencia no adecuado:
El inversor se desconectará automáticamente si la frecuencia a la que se encuentra sometido es superior o inferior a su frecuencia de funcionamiento, volverá a conectarse cuando la tensión vuelva a estar dentro de rango.

- Exceso de temperatura:
Los inversores disponen de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. Si la temperatura del inversor se eleva, el inversor entregará una potencia menor con el fin de no sobrecalentarse, en el caso de que la temperatura exceda el límite el inversor se desconectará automáticamente.

Existen diferentes tipos de inversores destinados a la conexión en red, entre ellos se pueden encontrar tres categorías distintas:

- Inversores centrales:
Se utilizan fundamentalmente en instalaciones solares fotovoltaicas de gran tamaño, es decir que posean una potencia mayor 100 kWp, en las que el generador fotovoltaico se conecta en ramas en paralelo y la conversión DC/AC está centralizada por un solo inversor.

- Inversores de cadena o String:
Se utilizan principalmente en instalaciones solares de autoconsumo. En ellas los paneles solares están conectados en serie y agrupados en ramales enviando toda la energía a un solo inversor, que se encarga de transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC).

- Inversores multicadena:
Se utilizan en instalaciones solares fotovoltaicas que presentan potencias de entorno a los 5 kW y son una mezcla de los centrales por el lado de la alimentación y como varios inversores de cadena por el lado del generador.

2.4.5 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN (SCADA)

Los sistemas de monitorización tienen como objetivo fundamental el control de las instalaciones solares fotovoltaicas, mediante la utilización de un único sistema de monitorización es posible estudiar la producción del sistema, ya sea en conjunto, es decir por grupos de inversores, o individual, es decir, para cada inversor. También se utilizan para el registro de datos y el tratamiento predictivo de las instalaciones solares fotovoltaicas, ya que mediante su utilización es posible detectar diferencias de producciones y por lo tanto posibles defectos en algún elemento de la instalación, ya sea módulos solares fotovoltaicos, inversores (panel, inversor, etc.). Otra de las características de estos sistemas es que permiten la elaboración de estadísticas y comparativas de las producciones de los distintos inversores en diferentes escalas de tiempo y la generación de la facturación individual de la energía cedida por cada inversor (o grupo de ellos según esté configurada) de cada uno de los campos. Los sistemas de monitorización son fácilmente accesibles por el usuario y en principio se pueden integrar en los inversores pudiendo tener seguimiento a distancia.[39]

Entre las variables que almacena cabe destacar:

- Voltaje y corriente D.C. a la entrada del inversor.
- Voltaje de fases en la red, potencia total de salida de inversor
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con una célula o módulo de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente a la sombra.



Figura 2.26: Sistema SCADA. Fuente [38].

2.5 TIPOLOGÍA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

En el pasado casi todas las instalaciones solares fotovoltaicas habían sido diseñadas como sistemas de generación para abastecer la demanda de edificios o viviendas que se encontraban en zonas donde no llegaba la red eléctrica de distribución o resultaba muy caro instalarla. Estas instalaciones son las denominadas instalaciones aisladas de red.

Sin embargo, con el devenir de los años, especialmente estos últimos, se ha desarrollado otro tipo de aplicación de las instalaciones fotovoltaicas que son las instalaciones conectadas a la red de distribución. La evolución de este tipo de instalaciones viene dada por el descenso de los precios de los componentes de la instalación fotovoltaica, al aumento del rendimiento y fiabilidad de los sistemas, y a las condiciones ventajosas que ha impuesto, para la venta de esta producción eléctrica, la Administración pública.

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas:

Los sistemas de generación fotovoltaica aislada son instalaciones de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica de distribución. Este tipo de instalaciones requiere de acumuladores solares o baterías para el almacenamiento de la energía generada, permitiendo su utilización durante la totalidad del día.[40]

Es el tipo de instalación fotovoltaica más común, tanto en instalaciones domésticas como de alumbrado, bombeo o telecomunicaciones.

Otras utilidades de la energía solar fotovoltaica abarcan desde satélites artificiales hasta alumbrado vial, equipos de telecomunicaciones y telefonía, máquinas expendedoras de la ORA, linternas, calculadoras de bolsillo, etc.

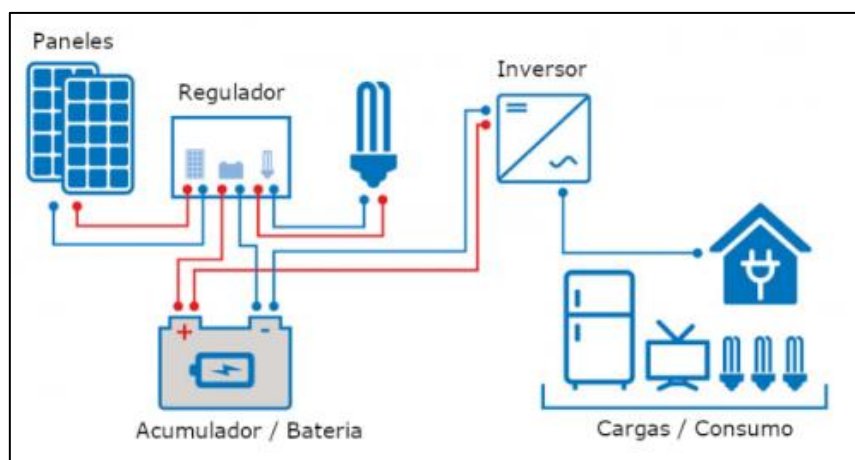


Figura 2.27: Instalación solar fotovoltaica aislada. Fuente [39].

- Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red:

Los sistemas de generación fotovoltaica acoplados a la red eléctrica de distribución (SFCCR) se presentan en la actualidad como una alternativa para el desarrollo de sistemas de generación de energía eléctrica renovable y limpia. En este tipo de instalaciones la energía generada por los módulos fotovoltaicos se vierte, en su totalidad, directamente a la red eléctrica. El empleo de este tipo de sistemas para abastecer la demanda de energía eléctrica en el mundo crece a una tasa anual de un 25% .[41]

Las instalaciones conectadas a red (SFCCR) precisan únicamente de los módulos fotovoltaicos, similares a los de las instalaciones aisladas de red, y de inversores, los cuales deben de disponer de un sistema de medida de la energía consumida y entregada, deben de ser capaces de interrumpir o reanudar el suministro en función del estado de los paneles, y deben de adaptar la corriente alterna producida por el inversor a la fase de la energía de la red.

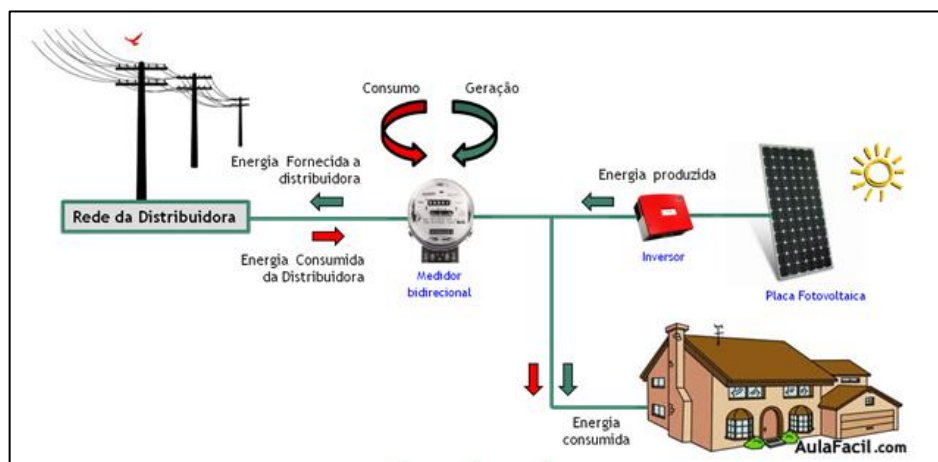


Figura 2.28: Instalación solar fotovoltaica conectada a red. Fuente [40].

- Instalaciones mixtas (aisladas-conectadas a red):

Este tipo de instalaciones están diseñadas combinando la utilización de un sistema de generación aislado y un sistema conectado a la red. De esta manera el sistema de generación aislado abastecería parte de la demanda energética del edificio o vivienda, mientras que la parte restante del consumo de esta se obtendría de la red eléctrica de distribución.

2.6 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España es uno de los países con mayor irradiación solar de Europa, es decir, que en comparación con el resto de países europeos dispone de una mayor cantidad de horas de sol. Debido a la excepcional situación geográfica de la que dispone, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en una alternativa más que viable a la hora de generar energía eléctrica, presentando múltiples ventajas frente a los métodos de generación de energía convencionales. Siendo el sol una fuente de energía renovable, inagotable y no contaminante. [42]

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España (MW). [43]

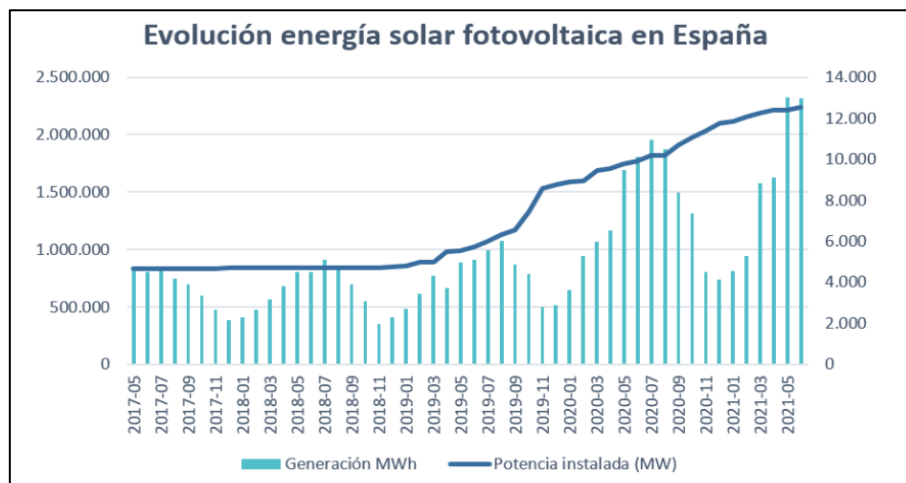


Figura 2.29: Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España. Fuente [42]

En el pasado España fue un país pionero en la investigación y aprovechamiento de la energía solar, convirtiéndose desde un principio en una apuesta del gobierno.

Esto fue así hasta que en septiembre del año 2008 sufre un frenazo tras la aprobación del Real Decreto 1578/2008 sobre la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, donde se reducen las primas debidas a la inyección de energía sobrante a la red.

La situación continuará empeorando con la aprobación de otros dos reales decretos, el Real Decreto 1003/2010 y el Real Decreto 1/2012, que desincentivaban totalmente el uso de la energía solar fotovoltaica, limitando las primas de las instalaciones ya existentes y eliminándolas por completo para nuevas instalaciones.

Pero en 2015 se estancará prácticamente por completo con la aprobación del Real Decreto 900/2015, en el que se regulan las condiciones técnicas, administrativas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

El Real Decreto 900/2015 fue criticado desde un primer momento, debido a que no favorece las instalaciones de autoconsumo y, por ende, no apuesta y/o impulsa el uso de las energías renovables. En él viene reflejado con el término “peaje de respaldo”, el comúnmente conocido “impuesto al sol”, que consiste en el pago de una tasa por utilización y mantenimiento de la red eléctrica a aquellos clientes que utilicen módulos fotovoltaicos con el fin de autoabastecerse energéticamente.[44]

No será hasta abril de abril de 2019 cuando esta situación cambie por completo gracias a la aprobación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, del cual hemos hablado anteriormente y en el que destaca la supresión del peaje de respaldo.[4]

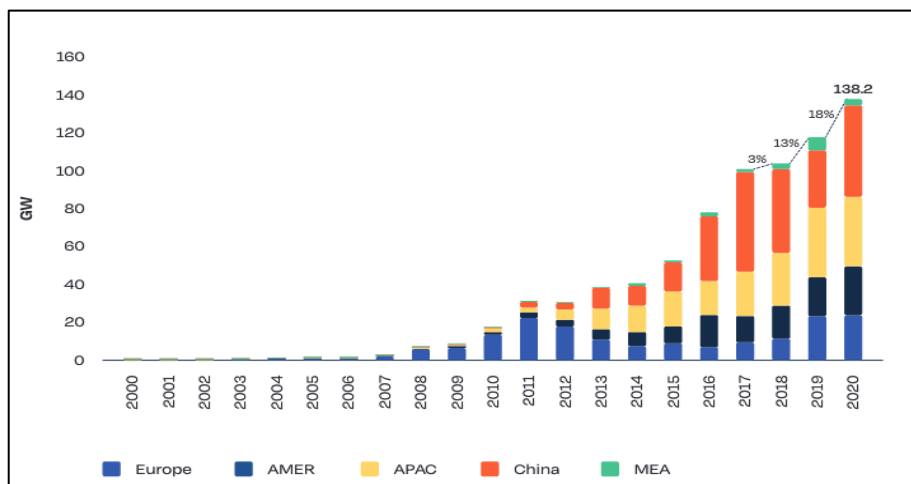


Figura 2.30: Potencia instalada en GW en Europa entre 2000 y 2020. Fuente [44]

Actualmente España se encuentra como líder europeo en la instalación de energía solar fotovoltaica, según indica el “EU Market Outlook 2019-2023” [45] confeccionado por Solar Power Europe, patronal europea del sector.

Durante el último año en nuestro país se han generado 16,7 GW de energía solar fotovoltaica, lo que supone un crecimiento del 104% con respecto al año 2018.

Habiendo instalado uno de cada cuatro GW de energía solar fotovoltaica que se han instalado en Europa.

Las últimas subastas realizadas en España para instalaciones solares fotovoltaicas ponen de manifiesto el potencial de este sector, debido entre otras cosas a la posibilidad de ofertar precios realmente competitivos.

Hoy en día, la energía solar puede ser generada a un costo nivelado de energía (CNE) de 0,05 euros por kWh en una ciudad del norte de Europa como Helsinki. Se espera que disminuya a menos de 0,02 euros por kWh en 2050, según la Plataforma Europea de Tecnología e Innovación para la Energía Fotovoltaica (ETIP PV).

En una ciudad del sur de Europa como Málaga, los CNE solares a escala de utilidad están en alrededor de 0,03 euros por kWh hoy y se espera que alcancen los 0,01 euros por Rango de kWh en 2050 [45].

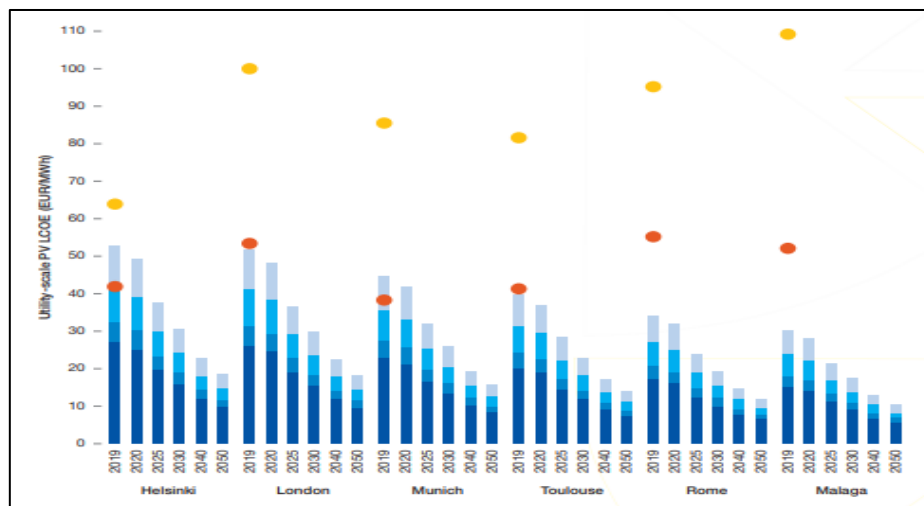


Figura 2.31: Coste nivelado de la electricidad en Europa entre 2019-2050. Fuente [44]

Se estima una inversión de 3.500 millones de euros en la instalación de 39 GW fotovoltaicos, lo que posibilitará el retorno de numerosas empresas españolas que se habían visto obligadas a operar en el extranjero, esto tendrá como consecuencia la creación de cientos de puestos de trabajo, repercutiendo de una manera importante en la economía de nuestro país.

Se prevé un gran futuro para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España, gracias a la estrategia energética recientemente acordada en el marco de la Unión Europea.

De acuerdo con la edición de 2019 de “BP Energy Outlook” [7], se espera que, en 2030, la energía solar fotovoltaica tenga un papel protagonista en España, potenciando el autoconsumo gracias a los esfuerzos para facilitar los procesos administrativos y normativos por parte de la Unión Europea.

3 DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A ESTUDIAR

En este estudio de viabilidad se procederá a realizar un análisis en profundidad de dos de las alternativas más habituales utilizadas para instalaciones de energías solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica de tamaño medio- grande o huertos solares.

En este caso el estudio será realizado en el término municipal de Santovenia de la Valduncina, más concretamente en el pueblo de Quintana de Raneros, sobre las parcelas 402 y 403 del polígono 15 de Quiñones del Monte, León. Esta ubicación ha sido minuciosamente seleccionada entre la totalidad del terreno municipal disponible por disponer de unas condiciones óptimas para llevar a cabo la realización de un futuro proyecto.

En primer lugar, se analizará la viabilidad de la instalación solar fotovoltaica mediante la utilización de módulos fotovoltaicos dispuestos o montados sobre una estructura fija. Este tipo de diseño es el más habitual y más sencillo.

En segundo lugar, se analizará la viabilidad de la instalación solar fotovoltaica mediante la utilización de módulos fotovoltaicos dispuestos o montados sobre seguidores solares (Trackers) de dos ejes, los cuales varían su ángulo de orientación durante la duración del día y del año optimizándose al máximo la cantidad de radiación solar recibida.

Por último, mencionar que, la instalación sobre estructuras fijas es la más barata, sin embargo, es la que presenta menor rendimiento en relación con el coste, esto se debe a que la estructura siempre mantiene la misma inclinación y no aprovecha la radiación solar como lo hacen los seguidores solares.

Para el cálculo de cada una de las instalaciones se van a emplear dos métodos diferentes:

- Para el correcto diseño y dimensionado de la instalación se seguirá el Manual del Proyectista de Energía Solar Fotovoltaica, del Ente Regional de la Energía (EREN). [5]
- Se utilizará el software PVsyst en su versión 7.2 con el fin de obtener una simulación de ambas instalaciones fotovoltaicas y poder realizar su comparación. [6]

Una vez realizado el cálculo, se procederá a realizar una comparación entre ambos resultados, obteniendo así la solución más óptima para la instalación solar fotovoltaica, objeto de alcanzar el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, atendiendo no sólo a los criterios económicos, sino también a necesidades energéticas y medioambientales.

4 PROCEDIMIENTO SEGUIDO PARA AMBAS ALTERNATIVAS

Partiendo de la premisa inicial de obtener la mayor superficie de captación posible para el emplazamiento seleccionado se procederá a considerar la orientación y la inclinación de los módulos, las posibles sombras, la distancia mínima entre módulos y el anclaje de los mismos a la estructura del edificio.

4.1 ESTRUCTURA DE LA INSTALACIÓN

En la siguiente figura se puede observar la estructura de la que va a disponer las instalaciones solares fotovoltaicas a estudiar. [46]

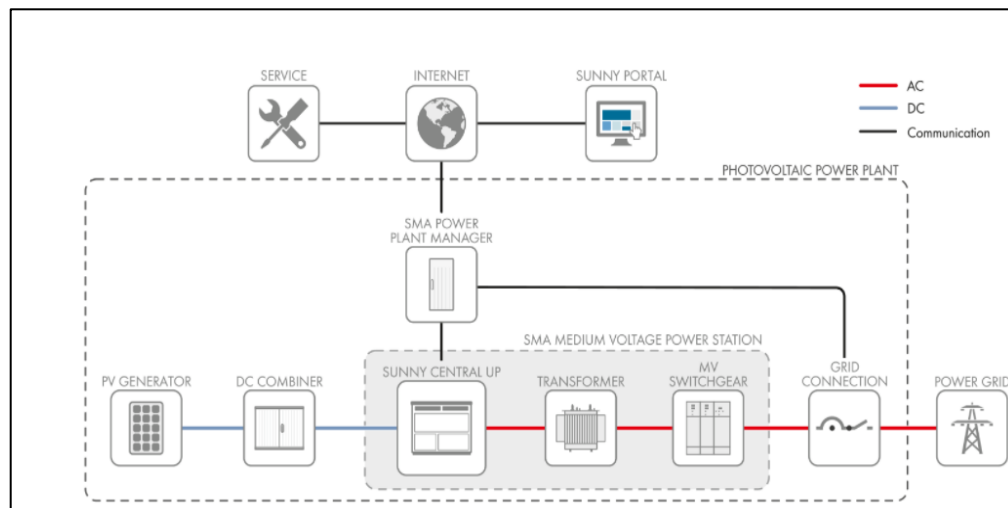


Figura 4.1: Esquema de la instalación solar fotovoltaica. Fuente [46]

En ella se puede observar como el inversor es el elemento central, donde se va a conectar las combiner box. La energía generada en corriente continua (DC) llega al inversor y es transformada en corriente alterna (AC), después de ello la energía pasará al transformador, cuya función será la de elevar la tensión hasta la estación de salida y control.

El sistema deberá estar controlado por un sistema SCADA, que gestionará las comunicaciones y el funcionamiento inteligente de los inversores de la planta, para que trabajen a la potencia nominal siempre que sea posible. (Se hace necesario mencionar que el sistema SCADA no se dimensionará en el presente estudio por simplicidad.)

4.2 TIPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En primer lugar, se deben seleccionar los módulos fotovoltaicos más óptimos para llevar a cabo el estudio de viabilidad de la manera más eficiente.

Para ambas alternativas se ha seleccionado un módulo solar monocristalino de 500 Wp de la marca **Trina Solar modelo TSM-DE18M (II)**. (Ver “*Ficha de componentes*”)

Entre las características más relevantes se encuentran las siguientes:

- Menor LCOE (Costo nivelado de energía).
- BOS reducido (Balance de Costes del sistema)
- Tiempo recuperación pequeño.
- Mínimo primer año garantizado y degradación anual.
- Compatibilidad con cualquier tipo de sistema.
- Hasta un 21,1 % de eficiencia del módulo con interconexión de alta densidad.
- Tecnología de múltiples barras colectoras para un mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y colección de corriente mejorada.
- Resistente a entornos hostiles como sal, amoníaco, arena, alta áreas de temperatura y alta humedad.
- Rendimiento mecánico hasta 5400 Pa carga positiva y 2400 Pa.
- Excelente IAM (modificador de ángulo de incidencia) y baja irradiación rendimiento, validado por certificaciones de terceros.
- Coeficiente de temperatura más bajo (-0,34%) y temperatura de funcionamiento.

4.3 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS

Se pretende el aprovechamiento máximo de las parcelas seleccionadas, por ello se realizará un breve estudio previo que permitirá determinar cuál es la opción más óptima para cada una de las alternativas en función de la disposición de módulos fotovoltaicos elegida (2H,2V, ...)

4.4 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN EN INSTALACIONES FIJAS

La posición de los módulos solares fotovoltaicos es uno de los aspectos más importantes a la hora de aprovechar al máximo la energía solar. La radiación solar se modificará en función de su orientación e inclinación.[5]

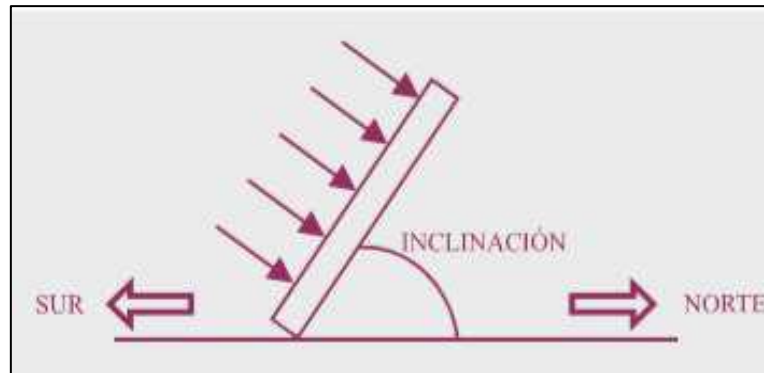


Figura 4.2: Orientación e inclinación de los módulos solares. Fuente [5]

- Orientación:

Los módulos fotovoltaicos deberán de estar orientados hacia el sur ya que es la única posición en la que el que el aprovechamiento de la radiación solar a lo largo de la totalidad del año es máximo. Esta se podría en el caso de contar con circunstancias especiales, tales como sombras, falta de espacio, integración arquitectónica, etc. Sin embargo, no será necesario ya que se han tenido en cuenta todos estos factores a la hora de realizar el estudio.

- Inclinación:

Para determinar la inclinación adecuada para una instalación que se usara todo el año Se recurrirá a lo indicado en el EREN que determina la inclinación más idónea en función del periodo de utilización y de la latitud geográfica β .

Tabla 4.1: Inclinación de los módulos solares. Fuente [5]

Utilización	Inclinación
Invierno	Latitud + 20°
Verano	Latitud - 10°
Anual	Latitud + 10°

4.5 PÉRDIDAS DEBIDAS A LA INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN

De acuerdo con la normativa del CTE-HE5, la orientación e inclinación del sistema generador y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a la siguiente tabla.

Tabla 4.2: Pérdidas máximas dependiendo de la instalación. Fuente [5]

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

La instalación será del tipo general, que consiste en la colocación de los módulos sobre unas estructuras que dispondrán los módulos fotovoltaicos sobre el suelo de la parcela.

4.5.1 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Se procede a calcular las pérdidas debidas a la orientación y a la inclinación de los módulos solares fotovoltaicos mediante la utilización del método gráfico.

Se considerará el caso general, por tanto, el porcentaje máximo admisible será del 10 %.

Según se observa en la figura los puntos de corte de la curva del porcentaje de 90-95 % con la recta de inclinación de 50° corresponden al límite superior de 45° y al inferior de 10°.

Como la latitud geográfica es de 42° no es necesario la aplicación de ninguna fórmula para corregir los límites obtenidos.

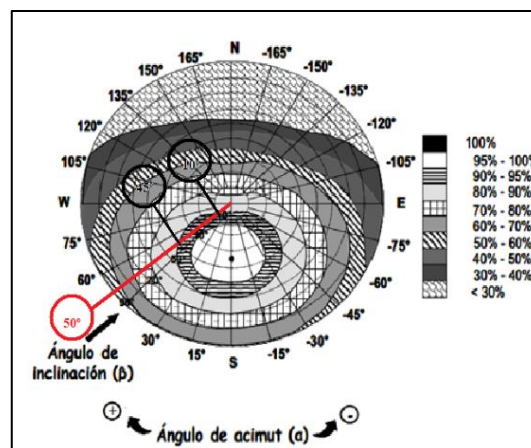


Figura 4.3: Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. Fuente [5]

4.6 DISPOSITIVOS DE SEGUIMIENTO SOLAR

Generalmente los módulos de las instalaciones fotovoltaicas disponen de una orientación e inclinación fija, sin embargo, existen instalaciones con sistemas de modificación de la orientación e inclinación del módulo.

Este tipo de sistemas, conocidos comúnmente como seguidores solares o trackers, son capaces de mantener la superficie del módulo fotovoltaico lo más perpendicular posible a la radiación solar durante un tiempo más elevado que las instalaciones fijas, por lo que son capaces de proporcionar mayor cantidad de energía eléctrica durante todo el año.

En función del mecanismo de rotación instalado pueden realizarse los siguientes seguimientos:

- Seguimiento del azimut del sol:

Eje de giro en dirección Norte – Sur.

- Seguimiento de la altura solar:

Eje de giro en dirección Este – Oeste.

- Seguimiento en dos ejes:

El primero es el eje polar del módulo (eje cuya inclinación coincide con la latitud del lugar) y el segundo es un eje horizontal Este – Oeste que permite variar el ángulo del módulo respecto a la horizontal.

4.7 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS

Para las instalaciones solares en general, es de vital importancia tener en consideración las sombras que puedan proporcionar los obstáculos próximos (edificios colindantes, árboles, otros módulos, chimeneas, etc.) sobre los mismos, por lo que hay que evitar que queden a su sombra.

De acuerdo con lo estipulado en el Plan Solar de Castilla y León, la instalación del campo de colectores se realizará de forma que se asegure que al mediodía solar del solsticio de invierno no haya más de un 2% de la superficie útil de captación en sombra.

Los topes de sujeción de paneles y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Es necesario determinar la distancia mínima entre captadores con el fin de evitar la proyección de sombras entre ellos.

La instalación del campo de captadores se realizará de forma que se asegure que, al mediodía solar del solsticio de invierno, no haya más de un 5% de la superficie útil de captación en sombra.

La distancia (d), medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo, de altura (h), que pueda producir sombra sobre la instalación será igual o superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(67^\circ - \text{latitud})} = h * k \quad (4.1)$$

Más adelante se procederá a realizar la determinación de la distancia mínima para cada una de las alternativas adaptando la formula anterior a las dos situaciones a estudiar.

4.8 ESTRUCTURA SOPORTE

Es el sistema de fijación de los módulos en el campo fotovoltaico. La estructura debe tener un anclaje que la haga resistente a la acción de los agentes atmosféricos de la zona, pero, como mínimo, resistirá una velocidad de 150 km/h. Además, esta estructura debe de mantener al campo fotovoltaico con la orientación y la inclinación adecuadas para el máximo aprovechamiento de la instalación.

Como los módulos fotovoltaicos estarán aproximadamente orientados hacia el sur, las cargas de viento que pueden ser peligrosas serán las que vengan del norte, ya que suponen fuerzas de tracción sobre los anclajes que son mucho más peligrosas que las de compresión.

Los materiales que se deben utilizar para las estructuras soportes son, preferiblemente, aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado, y la tornillería deberá ser siempre de acero inoxidable.

Se seleccionarán dos tipos de estructuras de soporte, una para cada una de las alternativas a estudiar.

La primera alternativa utilizará estructuras soporte fijas, mientras que en la segunda de las alternativas se utilizarán seguidores solares de dos ejes.

Las características de cada una de las estructuras elegidas se desarrollarán más adelante en el apartado correspondiente.

4.9 CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El conexionado de los módulos es un aspecto muy importante en una instalación de energía solar fotovoltaica. Se pueden distinguir las siguientes tipologías:

- Conexionado en serie:

El voltaje resultante será la suma de los voltajes individuales de cada módulo, mientras que la intensidad resultante será igual a la proporcionada por uno solo de ellos.

- Conexionado en paralelo:

La intensidad resultante será la suma de las intensidades individuales de cada módulo, mientras que el voltaje resultante será igual al proporcionado por un solo módulo.

- Conexionado en serie-paralelo:

Tanto el voltaje como la intensidad aumentarán.

Para el correcto dimensionamiento del sistema se pretenderá formar una distribución donde se encuentre la mayor cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie por hilera. Esto se debe fundamentalmente a que las pérdidas en corriente continua (DC) son considerablemente menores ya que la intensidad permanece constante.

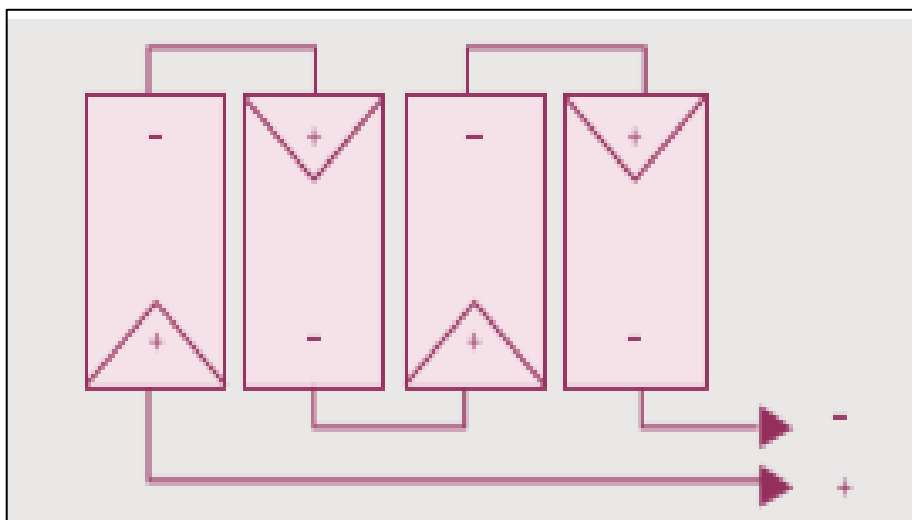


Figura 4.4: Conexionado en serie. Fuente [5].

4.10 INVERSOR

Para realizar de una manera correcta el dimensionado del inversor es necesario conocer el número de módulos fotovoltaicos de los que consta la instalación.

Hay que tener en consideración los siguientes parámetros de diseño:

- La tensión nominal de entrada del inversor:

Es un valor de referencia.

El inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones, ya que la tensión de entrada no siempre va a corresponder con un valor fijo.

- La potencia nominal del inversor:

En ocasiones, es superada por la puesta en marcha de determinados elementos de consumo. Por ello el inversor deberá soportar las siguientes sobrecargas:

- 160% de la potencia nominal durante 1 minuto.
- 140% de la potencia nominal durante 3 minutos.
- 120% de la potencia nominal durante 10 minutos.

- La tensión de salida:

No deberá ser superior a un 5% de la tensión nominal de salida en inversores de onda senoidal y un 10% en inversores de onda cuadrada.

- Dispositivos de seguridad de los inversores son:

Dispositivo de corte por falta de carga.

Protección contra cortocircuitos, sobrecargas e inversión de la polaridad.

Generalmente los inversores están diseñados para soportar sobrecargas de un 5 a un 20%.

La potencia pico del inversor por lo tanto deberá ser entre el 5% y el 20% inferior a la potencia pico de los módulos fotovoltaicos.

4.11 POTENCIA PICO DE LA INSTALACIÓN

Se procederá a realizar un diseño de la distribución en planta de la instalación fotovoltaica de acuerdo con la superficie útil de las parcelas previamente seleccionadas, teniendo en cuenta las dimensiones de las estructuras de soporte y las distancias entre ellas con el objetivo de reducir al máximo las posibles pérdidas debidas a las sombras.

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La ubicación de las casetas de control e inversores se ubicarán en zonas donde no proyecten sombras sobre los módulos fotovoltaicos.
- La caseta de inversión y transformación se ubicará lo más cercanamente posible del punto de conexionado con el fin de reducir al máximo la línea de evacuación lo que reduce considerablemente las perdidas por transporte.
- El diseño de la instalación se hará de acuerdo al máximo aprovechamiento de la superficie para la instalación.

La elaboración de los planos será realizada mediante la utilización del software de diseño gráfico AUTOCAD.

4.12 CABLEADO

Una vez determinado el número total de módulos, la superficie ocupada por los mismos y la distancia entre filas, se dispone de la suficiente cantidad de información como para poder determinar las dimensiones de los cables.



Figura 4.5: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]

En la figura anterior se puede observar una instalación solar fotovoltaica tipo, en la cual se pueden identificar los diferentes elementos que componen las instalaciones solares fotovoltaicas, con el objetivo de aclarar lo mejor posible la instalación, diseño y selección de los cables que se usan. [47]

Los diferentes puntos de la figura se corresponden con lo siguiente:

- 1) Panel Fotovoltaico.
- 2) Cableado de conexión entre los paneles fotovoltaicos en serie y cableado de conexión de un ramal con la combiner box.
- 3) Combiner box.
- 4) Cableado de conexión de las combiner box con inversor y representación del Inversor.
- 5) Cableado de conexión inversor-transformador.
- 6) Cableado de conexión transformador-Subestación elevadora.

La determinación de la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión de cada tramo no supere los límites establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), además de permitir que la corriente que circula por ellos no produzca calentamiento excesivo que pueda llegar a dañarlos. [48]

Para realizar un dimensionamiento adecuado de los cables utilizados en una instalación solar fotovoltaica, es importante tener en cuenta ciertas consideraciones:

- En función del tramo de la instalación hay que seleccionar el cable adecuado.
- Se debe seleccionar el tipo de sistema de instalación de los cables.
- Se debe calcular la sección de los conductores de acuerdo con las siguientes condiciones:

- **Caída de tensión:**

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

o **Corriente continua (DC):**

$$S_{ct} = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * e}$$

P_c – Potencia de cálculo (W).

L – Longitud del circuito (m).

σ - Conductividad del material a emplear. (4.2)

e - Caída de tensión máxima del tramo (V).

U_{pm} – Tensión máxima potencia módulos en serie (V).

o **Corriente alterna (AC):**

$$S_{ct} = \frac{L * P_C}{3 * U * \sigma * e}$$

P_c – Potencia de cálculo (W).

L – Longitud del circuito (m).

σ - Conductividad del material a emplear. (4.3)

e - Caída de tensión máxima del tramo (V).

U – Tensión nominal de salida del inversor (V).

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el aislamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{ct} = 1,25 * I_N$$

I_c – Intensidad del conductor (A).

I_N – Máxima intensidad de cortocircuito (A) (4.4)

del generador en condiciones estándar. (A)

4.13 PROTECCIONES

Para realizar un correcto diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red, es necesario garantizar que el correcto funcionamiento del sistema solar fotovoltaico no afecte de manera perjudicial a la operación e integridad de los diferentes equipos conectados a la red, además de garantizar la seguridad y la salud de las personas, tanto la de los usuarios como la de los operarios de la red, por todo ello se hacen necesarios ciertos tipos de protecciones para la instalación solar fotovoltaica.

A continuación, se procederá a detallar las diferentes medidas de seguridad y protecciones a utilizar en la instalación solar fotovoltaica, en función de los riesgos asociados y considerando la totalidad de particularidades de los dos escenarios a estudiar.

Cabe diferenciar entre dos tipos de protecciones, las protecciones correspondientes al lado de corriente continua (DC) y las protecciones del lado de corriente alterna (AC).

4.13.1 PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE CORRIENTE CONTINUA

Las altas tensiones de corriente continua que se alcanzan en las instalaciones solares fotovoltaicas son muy superiores a las que podría soportar el ser humano si entrase en contacto con ellas, por ello se hace necesario cumplir con normas UNE vigentes y en el Reglamento electrotécnico de baja tensión y en particular su ITC-BT-24 de protección contra contactos directos e indirectos, su ITC-BT-23 de protección contra sobretensiones y su ITC-BT-22 de protección contra sobreintensidades.

- Protección contra contactos directos:

Destinadas a proteger a las personas contra los peligros derivados de un posible contacto directo con las partes activas de los materiales eléctricos. La totalidad de las medidas a utilizar vienen recogidas en la norma UNE-HD 60364-4-41, que son:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras y envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

- Protección contra contactos indirectos:

Destinadas a proteger a las personas contra los peligros derivados de un posible contacto indirecto con alguna parte de la instalación. Se deberá cumplir con las medidas recogidas en la norma UNE-HD 60364-4-41, donde se especifican las características y el revestimiento que se deben cumplir. También se deberá cumplir con los requisitos establecidos en la ITCBT- 24. Para este estudio de viabilidad se ha utilizado un sistema que cumple con una de las medidas de ITC que corresponde al uso de equipos de clase II o por aislamiento equivalente, de tal manera que se asegura:

- La utilización de equipos con aislamiento doble o reforzado
- Los conjuntos de aparamenta construidos en fábrica y que posean aislamiento equivalente (doble o reforzado).

Es necesario mencionar que los módulos solares fotovoltaicos serán clasificados como equipos de protección clase II, los cuales se usarán con cables dotados con el aislamiento y la cubierta que permita cumplir con lo dispuesto en la normativa anteriormente mencionada. Las cajas de concentración que se utilizarán en la instalación serán de doble aislamiento, con grados de protección como mínimo IP- 65, debidamente protegido y señalizado. Se dispondrá a su vez de controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que sea capaz de detectar la aparición de un primer fallo, en el momento que la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. En el caso de que ese valor sea superior, el inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

- Protecciones contra sobreintensidades

Los elementos de protección contra sobreintensidades de la instalación deberán cumplir con los requisitos de la norma UNE-HD 60364-4-43 y con lo establecido en la ITC-BT-22. Es necesario diferenciar entre la protección contra sobrecargas y la protección contra cortocircuitos. Para la protección contra sobrecargas el límite de intensidad de corriente admisible de un conductor ha de quedar garantizado en todo caso por el dispositivo de protección utilizado, para ello deberá de disponer de un interruptor automático con curva térmica de corte, o por fusibles calibrados. Para la protección contra cortocircuitos se admiten fusibles calibrados correctamente o interruptores automáticos con sistemas de corte omnipolar. Para llevar a cabo este estudio de viabilidad se ha decidido utilizar fusibles calibrados en los conductores que prevengan las sobreintensidades y los cortocircuitos, calibrados a la intensidad máxima admisible del conductor.

- Protecciones contra sobretensiones

En el interior de las combiner box se encontrarán los varistores (descargadores de tensión), los cuales son dispositivos de protección frente a sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas. En cada una de las combiner box se alojará un varistor con poder de corte suficiente (categoría II) como para poder garantizar la seguridad de la instalación.

Las protecciones de corriente continua (DC) anteriormente mencionadas se alojarán en el interior de las combiner box, tal y como se indica en el siguiente esquema. [49]

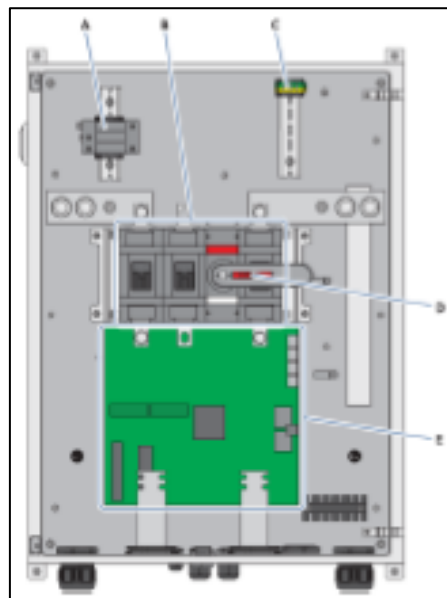


Figura 4.6: Interior de la Combiner box. Fuente [49]

Tabla 4.3: Interior de la Combiner box. Fuente [49]

UBICACIÓN	ELEMENTO
A	Protección contra sobretensión de DC
B	Interruptor-seccionador de potencia de DC
C	Borne para conectar la protección contra sobretensión de DC a la puesta a tierra funcional.
D	Mando giratorio del interruptor-seccionador de potencia de DC
E	Subgrupo del equipo electrónico

4.13.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE BT DE CORRIENTE ALTERNA

Las protecciones eléctricas del lado de corriente alterna (AC) deberán cumplir con lo establecido anteriormente relativo a la protección contra contactos directos e indirectos que se indican en el REBT.

Por tanto, será necesario contar con los siguientes elementos de protección:

- Interruptor- magnetotérmico de corriente alterna (AC).
- Descargador de sobretensiones (AC).

Se hace necesario mencionar que la estación transformadora seleccionada contará con la totalidad de elementos necesarios para la protección eléctrica de la instalación, más adelante se muestran los elementos de protección que se encuentran en este tipo estaciones transformadoras. Sin embargo, en el presente estudio, no se dimensionarán las protecciones ni el tramo de cableado pertenecientes a la estación de transformación de media tensión.

4.13.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE MT DE CORRIENTE ALTERNA

La estación transformadora seleccionada cuenta con una celda 2 LP (RMU), cuyas protecciones alojarán un sistema compacto con 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una posición de protección con interruptor combinado con fusibles. [50]



Figura 4.7: Celda 2LP (RMU). Fuente [50]

4.13.4 PROTECCIONES DE LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA DE MT

La estación o estaciones transformadoras seleccionadas para cada alternativa contarán con dispositivos de protecciones eléctricas previamente dimensionados para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación de esta manera y gracias a esta solución no es necesario colocar componentes adicionales. [51]

Tabla 4.4: Protecciones estación transformadora de MT. Fuente [51]

UBICACIÓN	ELEMENTO
DC	Fusibles DC 200 A
	Interruptor-seccionador de DC
	Interruptor de potencia en vacio de MT
	Descargador de sobretensión tipo I
AC	Descargador de sobretensiones AC
	Interruptor-Magnetotérmico AC
	Celda 2 LP (RMU)

4.14 PUESTA A TIERRA

Es necesario que la instalación solar fotovoltaica disponga de una puesta a tierra, con el fin de que todas las masas o elementos metálicos de la instalación tengan el mismo potencial.

La puesta a tierra tiene como finalidad derivar de una manera forzosa las intensidades que se generen, independientemente de su naturaleza, como son las corrientes de defecto, las corrientes de baja frecuencia industrial, o las corrientes debidas a descargas atmosféricas, de tal manera que se logue lo siguiente:

- Limitar la diferencia de potencial que pueda darse entre las estructuras y la tierra.
- Facilitar la detección de defectos a tierra y garantizar la correcta actuación y coordinación de las protecciones, reduciendo o eliminando de esta forma los riesgos derivados de las averías.
- Limitar las sobretensiones internas que puedan surgir de la red eléctrica en ciertas condiciones de explotación.

Por tanto, toda puesta a tierra debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.

Para llevar a cabo el estudio de ambas alternativas se ha decidido utilizar como puesta a tierra la unión eléctrica directa entre el circuito eléctrico y la tierra por medio de electrodos o grupos de ellos enterrados bajo el suelo. [52]

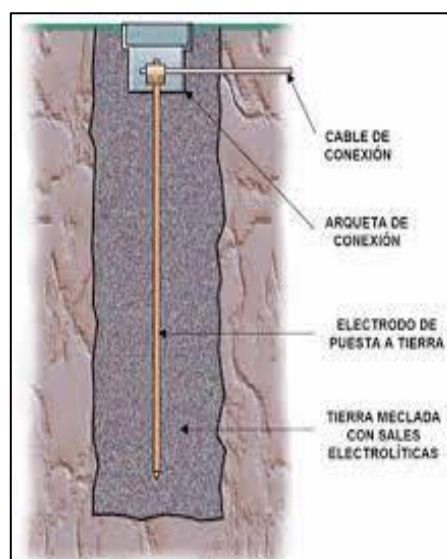


Figura 4.8: Conexión de la puesta a tierra. Fuente [52]

4.15 RADIACIÓN SOLAR

4.15.1 RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

Para obtener los datos sobre la radiación solar de la zona se ha recurrido a las tablas indicadas en el Ente Regional de la Energía (EREN), según el plan solar de Castilla y León. [5]

En la siguiente tabla se puede observar el valor medio mensual de la radiación diaria sobre superficie horizontal (R0) expresada en kWh/m² día para las diferentes provincias.

Tabla 4.3: Radiación solar sobre superficie horizontal. Fuente [5]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Ávila	1.67	2.53	3.75	4.92	5.39	6.20	7.31	7.03	5.22	3.11	1.92	1.45
Burgos	1.42	2.20	3.45	4.45	5.20	5.98	6.39	5.75	4.64	2.81	1.81	1.25
León	1.61	2.42	3.84	4.78	5.42	6.14	6.73	5.81	4.78	2.89	1.95	1.33
Palencia	1.47	2.50	3.67	4.86	5.47	6.06	6.70	6.00	4.75	3.03	1.83	1.28
Salamanca	1.70	2.64	3.75	4.75	5.47	6.34	6.84	6.28	4.86	3.14	2.06	1.45
Segovia	1.58	2.45	3.72	5.11	5.67	6.28	7.10	6.92	5.22	3.17	1.89	1.42
Soria	1.64	2.42	3.56	4.75	5.47	6.06	6.70	6.20	4.86	3.08	2.11	1.56
Valladolid	1.53	2.45	3.86	4.78	5.53	6.28	6.98	6.39	5.09	3.11	1.92	1.17
Zamora	1.50	2.47	3.67	4.81	6.17	6.00	6.53	6.11	4.78	3.08	1.86	1.28

4.15.2 RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL MODIFICADA

La radiación sobre superficie horizontal de la instalación solar térmica se verá modificada por un factor en función de su emplazamiento:

- 0,95 si la instalación está dentro de un casco urbano.
- 1,05 si está en atmósfera limpia o está en zona de montaña.
- Coeficientes de corrección más severos en el caso de prever importantes sombras en invierno.

Debido a que la ubicación de la instalación solar fotovoltaica está ubicada en una zona de parcelas agrarias se le aplicará el coeficiente 1,05.

Tabla 4.4: Radiación horizontal modificada. Fuente [Elaboración propia]

Radiación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
kWh/m ²	1,69	2,54	4,02	5,01	5,68	6,43	7,06	6,09	5,01	3,03	2,04	1,39
MJ/m ²	6,07	9,13	14,49	18,01	20,44	23,22	25,40	21,91	18,01	10,91	7,34	5,01

4.15.3 RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

La radiación incidente sobre la superficie inclinada del plano de los módulos fotovoltaicos, es la energía total teórica que se puede esperar que incida en un día medio del mes considerado, por cada metro cuadrado de captador.

Para calcular correctamente la radiación incidente sobre el panel fotovoltaico según su inclinación respecto a la horizontal, se utilizarán los coeficientes (k_{β}) que se muestran en la siguiente tabla, según establece el Plan Solar de Castilla y León. [53]

El coeficiente k_{β} representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo y otra horizontal, y su valor difiere para cada uno de los meses del año.

Tabla 4.5: Radiación sobre superficie inclinada. Fuente [5]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.06	1.11	1.15	1.18	1.17
20	1.27	1.21	1.15	1.09	1.04	1.03	1.05	1.10	1.18	1.28	1.34	1.32
30	1.36	1.28	1.19	1.09	1.02	1.00	1.02	1.10	1.23	1.37	1.46	1.44
40	1.42	1.31	1.19	1.06	0.97	0.94	0.97	1.08	1.24	1.42	1.54	1.52
50	1.44	1.31	1.16	1.00	0.89	0.86	0.90	1.02	1.21	1.44	1.59	1.56
60	1.43	1.28	1.10	0.92	0.79	0.75	0.80	0.93	1.15	1.41	1.59	1.57
70	1.38	1.21	1.01	0.81	0.67	0.62	0.67	0.82	1.07	1.35	1.55	1.53
80	1.30	1.12	0.90	0.68	0.53	0.48	0.53	0.69	0.95	1.25	1.47	1.46
90	1.19	1.00	0.76	0.54	0.38	0.32	0.38	0.54	0.81	1.12	1.36	1.35

$$R_{\beta} = R_0 * k_{\beta} (\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ día}) \quad (4.5)$$

La radiación diaria sobre el panel fotovoltaico (R_{β}) será igual al resultado del producto que se obtiene al multiplicar el valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie horizontal modificada (R_0) en la provincia de León y el factor de corrección correspondiente a la inclinación de $50^{\circ}(k_{\beta})$.

Tabla 4.6: Radiación sobre el módulo en kWh/m² día. Fuente: [Elaboración propia]

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
2,43	3,33	4,66	5,01	5,06	5,53	6,35	6,21	6,06	4,36	3,24	2,17

4.16 ENERGÍA APORTADA POR EL SISTEMA

Será necesario calcular previamente las horas de pico solar (HPS) para cada mes debido a la variación de la irradiación solar a lo largo del año, es decir, las HPS serán mayores durante los meses de verano, mientras que por el contrario durante los meses de invierno el número de HPS disminuirá.

4.16.1 HORAS DE PICO SOLAR (HPS)

Los paneles fotovoltaicos son caracterizados bajo unas condiciones de radiación y temperatura del panel, que son tomadas como referencia y que se denominan Condiciones Estándar de Medida (CEM):

- Radiación: 1.000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 (La masa de aire que ha atravesado la radiación solar hasta llegar al punto de medida).
- Incidencia normal.
- Temperatura de célula: 25°C.

Para evaluar la cantidad de energía que el panel fotovoltaico es capaz de producir diariamente, sería necesario conocer cuántas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m² equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina Horas Pico Solar (HPS).

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta(CEM)}} \quad (4.6)$$

HPS_β - Horas pico solar para una inclinación β.

R_β - Radiación media diaria en kWh/m² día para una inclinación β.

I_β (CEM) - Potencia de radiación incidente en kW/m².

* Para las Condiciones Estándar de Medida (CEM) su valor es 1 kW/m².

Por lo tanto, si los datos de la radiación diaria se dan en kWh/m² día, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria coincide.

5 DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA

5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico seleccionado ha sido el modelo **TSM-DE18M (II)** del popular fabricante TRINA SOLAR. [54]

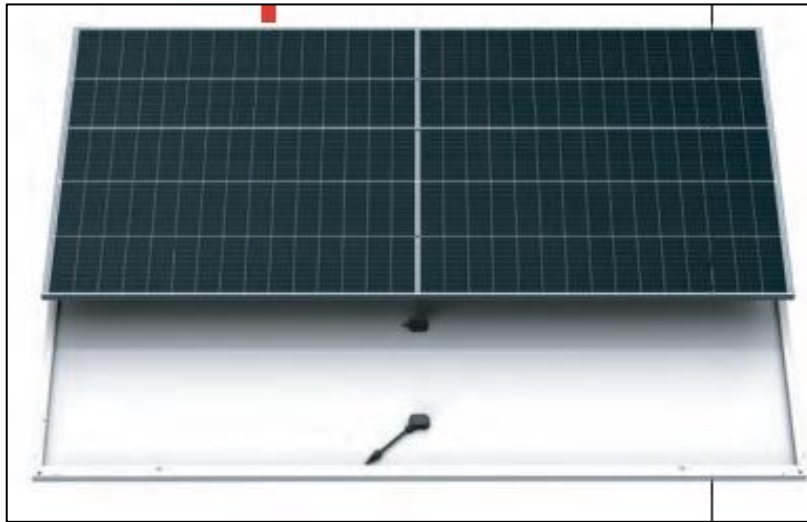


Figura 5.1: Modelo TSM-DE18M TRINA SOLAR. Fuente [54].

El modelo ha sido minuciosamente seleccionado teniendo en cuenta la relación calidad-precio, las dimensiones y la eficiencia con el devenir de los años.

Tras realizar un breve pre estudio utilizando varios modelos de diferentes fabricantes, el modelo TSM-DE18M de TRINA SOLAR es con el que se obtenía mejores resultados de performance ratio bajo las mismas condiciones de proyecto.

Este tipo de módulos fotovoltaicos tienen una vida útil garantizada de 25 años, aunque pueden llegar a durar bastantes más años, se garantiza que el rendimiento estimado durante los 10 primeros años será de al menos el 90 % mientras que en el periodo comprendido entre los años 10-25 el rendimiento previsto será del 84,8 %.

Los paneles fotovoltaicos son caracterizados bajo unas condiciones de radiación y temperatura del panel, que son tomadas como referencia y que se denominan Condiciones Estándar de Medida (CEM):

- Radiación: 1.000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5.
- Incidencia normal.

En la siguiente tabla se muestran las características más relevantes de dicho módulo:

Tabla 5.1: Características del módulo solar. Fuente [54]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	TSM- DE18M
Dimensiones	2176 ×1098× 35 mm
Peso	26.3 kg
Células Solares	Monocrystalinas
Número de Células	150
CONDICIONES ESTANDAR DE MEDIDA (CEM)	
Potencia máxima (Wp)	500 W
Tensión en punto de máxima potencia (Umpp)	42.8 V
Corriente en punto de máxima potencia (Impp)	11.69 A
Tensión de cortocircuito (Uoc)	51.7 V
Corriente de cortocircuito (Ioc)	12.28 A
CONDICIONES DE OPERACIÓN NOMINAL (CON)	
Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)	41° C
Potencia nominal	379 W
Tensión en punto de máxima potencia (Umpp)	40.4 V
Corriente en punto de máxima potencia (Impp)	9.37 A
Tensión de cortocircuito (Uoc)	48.8 V
Corriente de cortocircuito (Ioc)	9.89 A
Eficiencia	20.9 %
Rango de tolerancias	0-5 %
PÉRDIDAS	
Pérdida de potencia por T^a	-0.36 %/K
Pérdida de tensión por T^a	-0.26 %/K
Pérdida de corriente por T^a	0.04 %/K

5.2 INVERSOR

El inversor permitirá al sistema verter la energía eléctrica producida a la red de distribución de la zona. Hay que destacar que los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

Entre las diferentes características del inversor se pueden destacar la eficiencia, la frecuencia, la tensión de entrada y la potencia del inversor, además del número de entradas y salidas disponibles, teniendo en cuenta todas estas características se ha seleccionado minuciosamente el inversor más adecuado para la instalación solar fotovoltaica que se llevará a cabo.

El inversor proyectado es el modelo SINACOM PV – 4000 [55] del fabricante SIEMENS que presenta las siguientes características:

Tabla 5.2: Características del inversor. Fuente [55]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	SIEMENS SINACOM PV - 4000
Dimensiones	3,690 x 3,760 x 1,170 mm
Peso	3,90 kg
Rendimiento	98.8 %
DATOS DE ENTRADA: DC	
Potencia nominal	4,064 kW
Tensión de entrada	802 V
Rango de Tensión	802-1500 V
Corriente máxima de entrada (I_{mpp})	4 x 1.200 A
Corriente de cortocircuito máxima	6.4 kA / 7 kA
Número de entradas en DC	2
DATOS DE SALIDA: AC	
Potencia nominal de AC	4.000 kW
Tensión nominal de AC	550 V
Corriente máxima de salida	4 x 1.050 A
Frecuencia nominal	50 Hz
Distorsión armónica	< 3%

5.3 TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

El transformador de corriente de media tensión está diseñado para producir un secundario que es proporcional al flujo de corriente primaria. Las características de la red: voltaje, frecuencia, corriente, se realizan de acuerdo con la fabricación del transformador de corriente, la relación de giro, la clase de precisión y la potencia, se definen de acuerdo con los valores de la clase de precisión del transformador que varía según el propósito que tendrá. Se utilizarán **un transformador** de media tensión del fabricante SMA, cuyo modelo seleccionado es el SUNNY CENTRAL 4.000 que presenta las siguientes características. [56]

Tabla 5.3: Características del transformador. Fuente [56]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	SUNNY CENTRAL – 4.000
Dimensiones	6.058 x 2.896 x 2.438 mm
Peso	10.180 kg
Rendimiento	98.8 %
Grado de Protección	IP23D
DATOS DE ENTRADA: DC	
Potencia nominal	40.000 kVA
Tensión de entrada	550 V
Frecuencia de la red	50 Hz
Corriente máxima de entrada	4 x 1.050 A
DATOS DE SALIDA: AC	
Tensión nominal de AC	20 kV
Corriente máxima de salida	64 A

Tabla 5.4: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES	
Número Total de Transformadores de MT	1

5.4 ESTACIÓN CENTRAL DE MEDIA TENSIÓN

Para este estudio de viabilidad se ha decidido utilizar una estación central de media tensión, un novedoso elemento, de gran utilidad para grandes instalaciones solares fotovoltaicas.



Figura 5.2: MV Power Station. Fuente [56]

En el interior de este equipo se realiza la conversión DC/AC y la transformación de la tensión desde baja tensión a media tensión mediante el transformador. Este equipo contiene tanto las protecciones adecuadas necesarias para la entrada en corriente continua, la salida en corriente alterna, así como celdas de medida y protección de media tensión del transformador. Esto permite la máxima densidad de potencia en un contenedor estándar de transporte de 6 m para un transporte, instalación y puesta en marcha sencilla que nos permita ahorrar en coste de sistema.

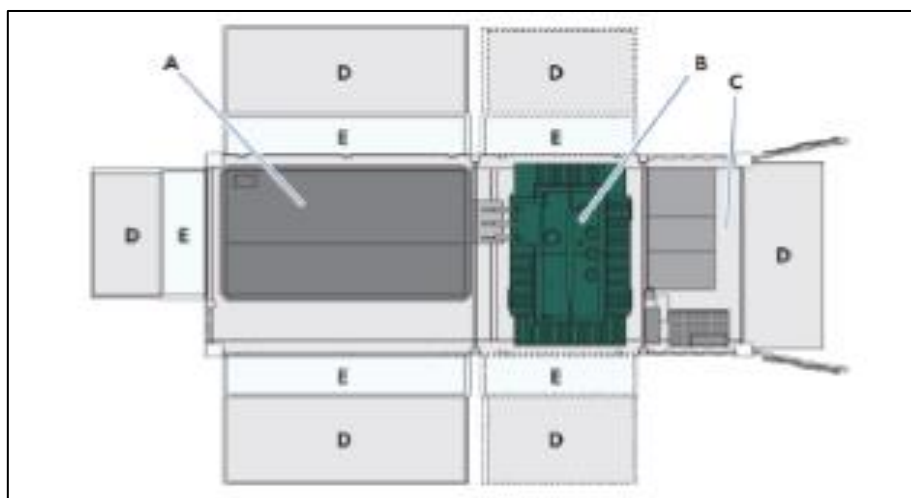


Figura 5.3: Esquema de MV Power Station. Fuente [56]

Tabla 5.5: Esquema de MV Power Station . Fuente [56]

UBICACIÓN	ELEMENTO
A	Inversor
B	Transformador de MT
C	Compartimento de MT
D	Plataforma de servicio
E	Techo protector

Se ha seleccionado la estación de media tensión MV Power Station 4.000 [51], perteneciente al fabricante SMA que cuenta con las siguientes características.

Tabla 5.6: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS DE MT	
Número Total de estaciones de MT	1

La estación transformadora de media tensión ha sido diseñada minuciosamente para cada una de las alternativas a estudiar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema, y garantizando un correcto dimensionamiento de las protecciones ya que vienen dimensionadas de serie en función del transformador e inversor seleccionados.

5.5 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

La posición de los captadores solares es uno de los aspectos más importantes a la hora de aprovechar al máximo la energía solar. La radiación solar se modificará en función de su orientación e inclinación.

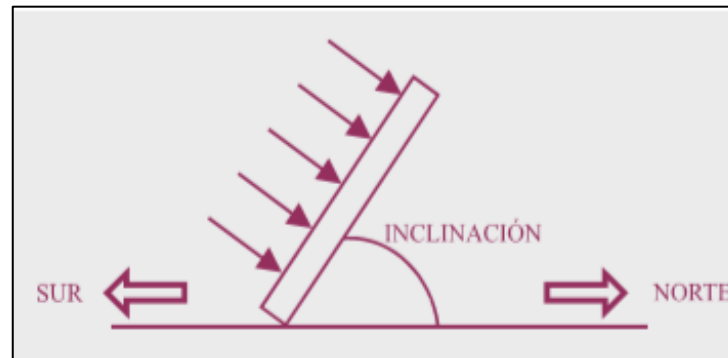


Figura 5.4: Orientación e inclinación de los captadores solares. Fuente [5]

- **Orientación:**

Debido a la instalación de los paneles sobre una superficie plana se instalarán con orientación sur (Azimut, $\alpha=0^\circ$), ya que permitirá el máximo aprovechamiento de la energía solar.

- **Inclinación:**

Para determinar la inclinación adecuada para una instalación que se usara todo el año recurriremos a lo indicado en el EREN que determina la inclinación más idónea en función del periodo de utilización y de la latitud geográfica β .

Tabla 5.7: Inclinación de los módulos solares. Fuente [5]

Utilización	Inclinación
Invierno	Latitud + 20°
Verano	Latitud - 10°
Anual	Latitud + 10°

Para el correcto posicionamiento de los paneles solares térmicos de la instalación deberán estar orientados hacia el sur con una inclinación de 52° con respecto al horizontal, 10° superior a la latitud de su ubicación, pero se adoptará una inclinación de 50° por corresponder a una estructura estandarizada.

5.6 PÉRDIDAS DEBIDAS A LA INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN

De acuerdo con la normativa del CTE-HE5, la orientación e inclinación del sistema generador y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a la siguiente tabla.

Tabla 5.8: Pérdidas máximas dependiendo de la instalación. Fuente [5]

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

La instalación será del tipo general, que consiste en la colocación de los módulos sobre unas estructuras fijas que dispondrán los módulos fotovoltaicos sobre el suelo de la parcela.

5.6.1 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Se procede a calcular las pérdidas debidas a la orientación y a la inclinación de los módulos solares fotovoltaicos mediante la utilización del método gráfico.

Se considerará el caso general, por tanto, el porcentaje máximo admisible será del 10 %.

Según se observa en la figura los puntos de corte de la curva del porcentaje de 90-95 % con la recta de inclinación de 50 ° corresponden al límite superior de 45° y al inferior de 10°.

Como la latitud geográfica es de 42° no es necesario la aplicación de ninguna fórmula para corregir los límites obtenidos.

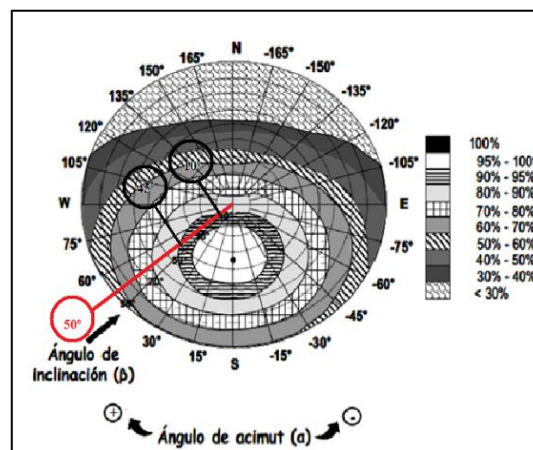


Figura 5.5: Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. Fuente [5]

5.6.2 PÉRDIDAS DEBIDAS A LAS SOMBRAS

En primer lugar, es necesario determinar la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos con el fin de evitar la proyección de sombras entre ellos.

La instalación del campo de módulos se realizará de forma que se asegure que, al mediodía solar del solsticio de invierno, no haya más de un 5% de la superficie útil de captación en sombra.

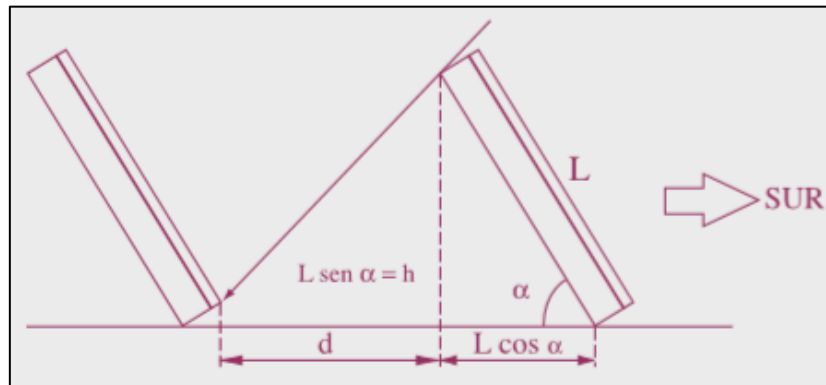


Figura 5.6: Separación mínima entre módulos fotovoltaicos. Fuente [5]

La distancia (d), medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos y un obstáculo, de altura (h), que pueda producir sombra sobre la instalación será igual o superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h * \text{sen}(50)}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud})} = \frac{1.098 * 3 * \text{sen}(50)}{\text{tg}(67^\circ - 50^\circ)} = 8,26 \text{ m} \quad (5.1)$$

La distancia horizontal mínima entre la parte superior de una fila de módulos y la parte baja de la siguiente fila de módulos ha de ser igual o mayor que 8,26 m.

A la hora de la instalación de los módulos fotovoltaicos influyen las sombras que puedan dar los obstáculos próximos (edificios colindantes, árboles, otros captadores, chimeneas, etc.), y las sombras que producen los propios módulos fotovoltaicos.

Como se observa en el apartado de ubicación de la instalación fotovoltaica, no existe ningún elemento en los alrededores que pueda arrojar algún tipo de sombra sobre los módulos.

Por lo tanto, teniendo en cuenta esto se considerará el porcentaje de pérdidas por sombra igual al 0%.

5.6.3 RADIACIÓN ÚTIL PARA ESTRUCTURA FIJA

En general, el término radiación solar se refiere a los valores de irradiación solar, es decir, la cantidad de energía recibida por unidad de superficie en un tiempo determinado.

La cantidad de energía solar aprovechable depende de múltiples factores, algunos de ellos pueden ser controlados en el diseño e instalación (orientación, inclinación, ubicación de los captadores, etc.) y otros se escapan a toda posibilidad de control, ya que son consecuencia de la localización geográfica de la instalación y de los parámetros meteorológicos del lugar.

La radiación útil, es el resultado de aplicar a la radiación sobre superficie horizontal diferentes factores, como son la ubicación de la instalación y la inclinación de los captadores solares, previamente expuestos, además de las posibles pérdidas que pudiesen presentar.

Por lo tanto, teniendo en cuenta lo anteriormente descrito se procede a calcular la radiación solar en kWh/m² día y en MJ/m² día para cada mes del año.

Tras obtener los resultados de la radiación solar en cada mes del año, se calculará la radiación solar total a lo largo del año.

Tabla 5.9: Radiación útil durante el año. Fuente: [Elaboración propia]

Mes	Días	Radiación solar (kWh/m ² día)	Radiación solar (MJ/m ² día)
Enero	31	2,20	7,92
Febrero	28	3,01	10,84
Marzo	31	4,23	15,23
Abril	30	4,54	16,34
Mayo	31	4,58	16,49
Junio	30	5,01	18,04
Julio	31	5,76	20,74
Agosto	31	5,63	20,27
Septiembre	30	5,49	19,76
Octubre	31	3,96	14,26
Noviembre	30	2,94	10,58
Diciembre	31	1,97	7,09
Total anual	365	1.501,91	5.406,88

5.7 NÚMERO DE MÓDULOS

Con el claro objetivo de aprovechar al máximo la superficie máxima de las parcelas seleccionadas, se realiza un breve estudio previo que permite determinar cuál es la opción más óptima para cada una de las alternativas en función de la disposición de módulos fotovoltaicos elegida.

Para ello se ha seleccionado una superficie ligeramente inferior a la de las parcelas, con una forma rectangular para observar los resultados aproximados y posteriormente realizar los cálculos reales con la mejor de las alternativas estudiadas

Los resultados del estudio previo se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.10: Estudio previo de la estructura soporte. Fuente [Elaboración propia]

ESTUDIO PREVIO	
ESTRUCTURA 2V	6.740 módulos
ESTRUCTURA 2H	7.360 módulos
ESTRUCTURA 3H	7.728 módulos

Los resultados del estudio previo muestran que la disposición 2V no es aconsejable, algo que resulta bastante obvio ya que la parcela había sido seleccionada por su tamaño y su forma, siendo mayor horizontalmente que verticalmente, para de esta forma tener un menor número de filas, ya que estas es función del tamaño de los módulos y de la disposición de los mismos, deben estar separados a una distancia u otra, por ello se descarta esta primera alternativa.

Los resultados sobre la disposición horizontal de los módulos en las estructuras son muy próximos, aun así, muestran un ligero número superior para la estructura 3H, lo que se traduce como una mayor cantidad de energía generada por lo que se realizará la estimación total del número de módulos para esta disposición.

Para ello se realizó un posicionamiento de los módulos fotovoltaicos sobre el plano de las parcelas seleccionadas utilizando el programa AUTOCAD, teniendo en cuenta las dimensiones de los módulos fotovoltaicos, además de las distancias entre filas necesarias para no producir sombras entre ellas, y teniendo en cuenta a su vez las condiciones de la parcela, donde tendremos que dejar una distancia prudente con el pequeño riachuelo que las separa. (Ver “Planos”)

5.8 ESTRUCTURA SOPORTE

Los módulos solares fotovoltaicos serán situados sobre estructuras fijas ancladas al terreno, una alternativa común y sencilla que además se puede realizar en un tiempo relativamente reducido.

La estructura seleccionada deberá soportar el peso de los módulos, y además las posibles sobrecargas debidas a la nieve y al viento, cumpliendo con lo estipulado en el Código Técnico de la Edificación (CTE-DB HE 5).

Para la instalación fotovoltaica sobre estructura fija se ha seleccionado una estructura que permite disponer de hasta 3 módulos en horizontal (3H) del fabricante BRAUX ENERGY GROUP, se ha elegido precisamente por la flexibilidad en los diseños tanto para la inclinación como para el tamaño de los módulos. [57]

Entre las características a destacar se encuentran:

Tabla 5.11: Características de la estructura fija. Fuente [57]

CARACTERÍSTICAS	
Disposición	3H
Disposición de las patas	Biposte
Materiales	Acero galvanizado EN ISO 1461
Dimensiones	Adaptables
Ángulo de inclinación	Adaptable al proyecto
Distancia al suelo	Adaptable
Resistencia al viento	Hasta 150 km/h
Cimentación	Varias posibilidades
Garantía	10 años (Extensible)

5.9 POTENCIA DE PICO DEL CAMPO GENERADOR

Se procede a calcular la potencia de pico del campo generador ($P_{P\text{Generador}}$) para el centro deportivo, que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en Standard Test Conditions (STC).

Se obtiene multiplicando la superficie de absorción de los captadores elegidos por el número máximo de captadores que entran en la cubierta del centro deportivo.

$$P_{P\text{Generador}}(MW) = P_{P\text{ModFV}} * N^{\circ}_{\text{ModFV}} \quad (5.2)$$

Tabla 5.12: Resumen de la instalación fotovoltaica. Fuente [Elaboración propia].

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		
PARCELA	N.º MODULOS	POTENCIA INSTALADA
Parcela 402	3.534	1,767 MW
Parcela 403	5.106	2,553 MW
TOTAL	8.640	4,32 MW

5.10 INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se procede a determinar el número de módulos en serie por ramal (N_s) y el número de ramales en paralelo (N_p) que se pueden instalar para los módulos fotovoltaicos e inversor previamente seleccionados.

Tabla 5.13: Características para la interconexión. Fuente [54],[55]

CARACTERÍSTICAS		
Módulo fotovoltaico	Potencia máxima (W_p)	500 W
	Tensión en punto de máxima potencia (U_{mpp})	42,8 V
	Tensión de cortocircuito (U_{oc})	51.7 V
	Corriente de cortocircuito (I_{oc})	12.28 A
Inversor	Rango de tensiones del inversor	802 - 1.500 V
	Corriente máxima de entrada (I_{mpp})	4,611 kA
Número de módulos de la instalación (N_{A1})		8.640 módulos

5.10.1 MÓDULOS EN SERIE

El número de módulos en serie (N_S) se determina teniendo en cuenta que la tensión máxima y mínima producida por cada ramal se encuentra dentro de los límites de tensión del inversor, además del valor máximo de la tensión de entrada del inversor que corresponda a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

Procederemos a fijar un número previamente determinado de número de módulos en serie por ramal (N_S) y comprobaremos si cumple con las condiciones estipuladas.

La tensión del ramal en el punto de máxima potencia, $T_{S\text{MAX}}$, es igual al producto del número de paneles en serie (N_S) y la tensión en punto de máxima potencia (U_{mpp}) de los módulos.

Suponiendo un número de paneles en serie de 24, es decir 8 de 3H los resultados serán los siguientes:

$$T_{S\text{MAX}} = 24 * 42,8 = 1.207,12 \text{ V} < 1.500 \text{ V} \quad (5.3)$$

Como la tensión obtenida se encuentra dentro del rango de tensiones que admite el inversor, la suposición inicial es acertada y por tanto cada ramal estará constituido por 24 módulos solares fotovoltaicos en serie.

La tensión en circuito abierto del ramal, T_{soc} , es igual al producto del número de paneles en serie (N_S) y la tensión de cortocircuito (U_{oc}).

$$T_{\text{SOC}} = 24 * 51,7 = 1.240,8 \text{ V} \quad (5.4)$$

La potencia máxima por rama, $P_{S\text{MAX}}$, es igual al producto resultante de multiplicar el número de paneles en serie de cada ramal (N_S) por la potencia máxima de cada panel (W_P).

$$P_{S\text{MAX}} = 24 * 500 = 12.000 \text{ W} = 12 \text{ kW} \quad (5.5)$$

5.10.2 MÓDULOS EN PARALELO

El número de módulos en paralelo (N_P) se determina teniendo en cuenta la potencia pico de los módulos fotovoltaicos que le llega al inversor y la potencia pico de cada ramal.

Por lo tanto, el número de paneles en paralelo (N_P) será igual al resultado obtenido a partir de dividir la potencia pico de los módulos fotovoltaicos que le llega al inversor y la potencia pico de cada ramal, donde la potencia pico del generador fotovoltaico será igual al producto resultante del número de módulos de la instalación (N_{A1}) por la potencia que entrega cada módulo fotovoltaico y dividido entre la potencia máxima por ramal ($P_{S\ MAX}$).

$$N_P = \frac{(8.640 * 500)}{24 * 500} = 360 \text{ ramales} \quad (5.6)$$

Por lo tanto, el número total de ramales en paralelo (N_P) será igual a 360.

Es necesario a su vez garantizar que en todo momento que no se supera en ningún momento la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Para comprobarlo procedemos a realizar el producto del número de ramales en paralelo por entrada y la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal.

$$I_{MAX} = 360 * 12,28 = 4.208 \text{ A} < 4.611 \text{ A} \quad (5.7)$$

Por consiguiente, se puede concluir que no es necesario modificar el número de ramales.

5.11 COMBINER BOX O CAJAS DE CONEXIÓN

Las Combiner Box son cuadros eléctricos cuya principal función es la de la protección desde las cadenas (strings) de paneles fotovoltaicos hacia los inversores DC/AC. Estos sistemas fotovoltaicos, formados por varios circuitos en CC separados entre sí, deben ser combinados en uno o varios antes de la transformación CA, y que esta sea utilizada como potencia de consumo.

Las Combiner Box fotovoltaica son imprescindibles para el correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

Las combiner box a utilizar serán del fabricante SMA, más concretamente el modelo SUNNY STRING-MONITOR SSM que presenta las siguientes características. [58]

Tabla 5.14: Características de las String Box. Fuente [58]

CARACTERÍSTICAS			
Modelo	SUNNY STRING MONITOR SSM		
DATOS DE ENTRADA: DC			
Tensión Asignada	1.000 V		
Número de Entradas por Caja	16	24	32
Corriente por Entrada	19 A	19 A	19 A
Conexión	SUNCLIX		
DATOS DE SALIDA: DC			
Corriente Asignada	315 A	315 A	315 A
Interruptor-Seccionador	400A	1.000 V	
Descargador de Sobretensiones	Tipo II	20 kA	40 kA
N.º de Salidas	1 o 2		

Tabla 5.15: Número de Combiner Box. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE COMBINER BOX SSM-16	
Número Total de Combiner Box	15

Se hace necesario aclarar el sistema de protección de cada uno de los ramales. En este caso y para la alternativa a estudiar la protección será llevada acabo con fusible integrado en el polo positivo y negativo, tal y como se indica acontinuación.

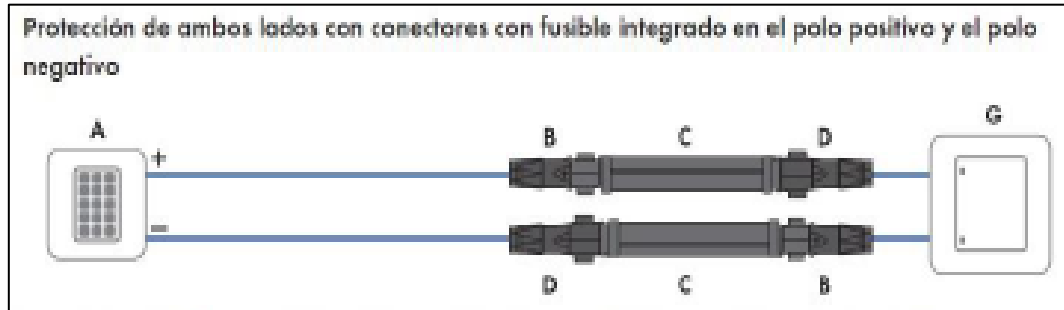


Figura 5.7: Fusible integrado en el polo positivo y negativo. Fuente [54]

5.12 CABLEADO

Una vez determinado el número total de módulos, la superficie ocupada por los mismos y la distancia entre filas, se dispone de la suficiente cantidad de información como para poder determinar las dimensiones de los cables.



Figura 5.8: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]

En la figura anterior se puede observar una instalación solar fotovoltaica tipo, en la cual se pueden identificar los diferentes elementos que componen las instalaciones solares fotovoltaicas, con el objetivo de aclarar lo mejor posible la instalación, diseño y selección de los cables que se usan. [47]

Los diferentes puntos de la figura se corresponden con lo siguiente:

- 1) Panel Fotovoltaico.
- 2) Cableado de conexión entre los paneles fotovoltaicos en serie y cableado de conexión de un ramal con la combiner box.
- 3) Combiner box.
- 4) Cableado de conexión de las combiner box con inversor y representación del Inversor.
- 5) Cableado de conexión inversor-transformador.
- 6) Cableado de conexión transformador-Subestación elevadora.

La determinación de la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión de cada tramo no supere los límites establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), además de permitir que la corriente que circula por ellos no produzca calentamiento excesivo que pueda llegar a dañarlos. [48]

5.12.1 CABLEADO DE BAJA TENSION (BT)

En primer lugar, se determinará el cableado de BT, este se encuentra entre el campo generador y el cuadro de BT del transformador, se puede dividir en 2 tramos diferentes.

- Tramo 1: **DC**: Módulos solares fotovoltaicos → Combiner Box (1-2-3).
- Tramo 2: **DC**: Combiner Box → Inversor (3-4).
- Tramo 3: **AC**: Inversor → Transformador (4-5).

A la hora de seleccionar el cable, es necesario tener en cuenta las características de una instalación solar fotovoltaica de este tipo, donde el cableado estará sometido a unas condiciones ambientales rigurosas, considerando que los conductores discurrirán a la intemperie o en una zanja y donde los cables alcanzarán altas temperaturas pudiendo superar los 90 °C, lo que imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90°C.

De acuerdo con la norma UNE-EN 50618:2015, en la cual se establecen las características de cables para instalaciones solares fotovoltaicas, los cables deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- Temperatura máxima del conductor 120 °C.
- Resistencia a temperaturas extremas.
- Resistencia UV.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Libre de halógenos.
- No propagador de incendios.

5.12.2 TRAMO 1: DC-BT: MODULOS → COMBINER BOX (1-2-3)

Para el tramo 1 se ha decidido utilizar el cable SOLFLEX H1Z2Z2-K de Miguélez [59] , diseñado para instalaciones fotovoltaicas y siguiendo la normativa UNE-EN 50618:2015.



Figura 5.9: Cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]

Tabla 5.16: Características del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]

CABLE DE BT – TRAMO 1 (DC)	
Denominación	SOLFLEX H1Z2Z2-K
Tensión asignada	1,5 kV en DC
Conductor	Hilos de cobre recocido estañado
Aislamiento	Compuesto elastómero reticulado
Cubierta	Compuesto elastómero reticulado
Temperatura Máxima	120 °C

Tabla 5.17: Resumen del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE SOLFLEX H1Z2Z2-K	
N.º de metros (Sección 4 mm²)	5.040 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el asilamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N$$

Ic – Intensidad del conductor (A).
I_N – Máxima intensidad de cortocircuito (A) (5.9)
del generador en condiciones estándar. (A)

Para ello escogeremos la intensidad de cálculo como la intensidad máxima a de cortocircuito que se puede dar en un ramal:

$$I_N = 12,28 \text{ A} \quad (5.10)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 12,28 = 13,35 \text{ A} \quad (5.11)$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 5.18: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN		
Temperatura Ambiente	50° C	0,9
Tendido Expuesto al Sol	Sí	0,9
Agrupamiento de Circuitos	15	0,7
Número de Capas	2	0,8

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{13,35}{0,9 * 0,9 * 0,7 * 0,8} = 33,84 \text{ A} < I_{adm} = 46 \text{ A} \quad (5.12)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termostable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Figura 5.10: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47]

* Para tendidos expuestos al sol se considerará un factor de corrección de 0,9 adicional.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										MÉTODO TIPO
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A y F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Figura 5.11: Factor de corrección para agrupamiento de circuitos. Fuente [47]

NÚMERO DE CAPAS	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o MAS
Coefficiente	0,8	0,73	0,7	0,68	0,65

Figura 5.12: Factor de corrección de número de capas. Fuente [47]

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE --- 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)							
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*	VER SIGUIENTE TABLA																		
E																			
F																			
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	18	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	27	28	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	57
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	63	68	72	78	82
	16	45	48	53	57	61	62	66	69	72	72	77	81	85	87	91	104	110	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	108	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	222	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	388	396	432	454	461	488	516	524	547	549	624	674	719	

Figura 5.13: Intensidad admisible. Fuente [47]

Se recurre ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida.

- **Caída de tensión:**

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente continua (DC):

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{Ct}} \quad (5.13)$$

Pc – Potencia de cálculo (W).
 L – Longitud del circuito (m).
 σ - Conductividad del material a emplear.
 e - Caída de tensión máxima del tramo (V).
 U_{pm} – Tensión máxima potencia módulos en serie (V).

Luego:

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{Ct}} = \frac{2 * 104,92 * 12.000}{1.207,12 * 45,5 * 185} = 11,46 \text{ V} \quad (5.14)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{11,46}{1.207,12} = 0,95 \% \quad (5.15)$$

Se cumple por tanto con ambos criterios tanto el de intensidad admisible como el de caída de tensión para la línea más desfavorable en el primer tramo definido.

5.12.3 TRAMO 2: DC-BT: COMBINER BOX → INVERSOR (3-4)

Para el tramo 2 se ha decidido utilizar el cable enterrado bajo tubo AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV de Miguélez [60], cumpliendo con la normativa de referencia y el REBT.

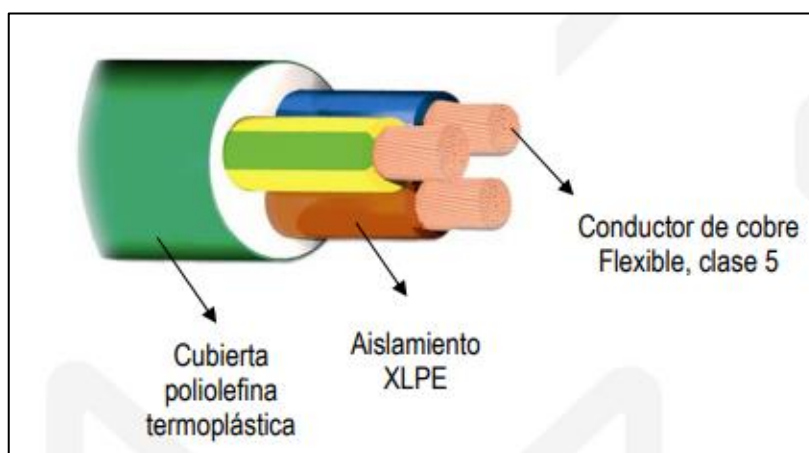


Figura 5.14: Cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

Tabla 5.19: Características del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

CABLE DE BT – TRAMO 2 (DC)	
Denominación	AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV
Tensión asignada	0,6-1 kV
Conductor	Cobre recocido
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta	Poliolefina termoplástica Z1
Temperatura Máxima	90 °C

Tabla 5.20: Resumen del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV	
N.º de metros (Sección 185 mm²)	15.360 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el asilamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N$$

I_c – Intensidad del conductor (A).
 I_N – Máxima intensidad de cortocircuito (A) (5.16)
 del generador en condiciones estándar. (A)

Para ello escogeremos la intensidad de cálculo como la intensidad máxima a de cortocircuito que se puede dar en un ramal por el número de ramales:

$$I_N = 12,28 * 15 = 184,2 \text{ A} \quad (5.17)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 184,2 = 230,25 \text{ A} \quad (5.18)$$

Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07, pero son meramente indicaciones y debemos cumplir con la norma UNE-HD 60364-5-52 pues es la que está en vigor.

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 5.21: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
Temperatura del Terreno	25° C	1
Agrupamiento de Circuitos	7-8 por zanja	0,74

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{230,25}{1,0 * 0,74} = 311,15 \text{ A} < I_{adm} = 348 \text{ A} \quad (5.19)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,00	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40




Figura 5.15: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47]

NÚMERO DE CABLES MULTICOLORES O DE CASOS DE 2 O 3 CABLES UNIPOLARES (UN CIRCUITO POR CONDUCTO)	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)			
	Nada (tubos en contacto)	0,25m	0,50m	1,0m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,75	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82




Figura 5.16: Factor de corrección para cables enterrados bajo tubo. Fuente [47]

* Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261

Figura 5.17: Intensidades admisible según método de instalación enterrado. Fuente [47]

Se recurre ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida.

- **Caída de tensión:**

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente continua (DC):

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} \quad (5.20)$$

Pc – Potencia de cálculo (W).
 L – Longitud del circuito (m).
 σ - Conductividad del material a emplear.
 e - Caída de tensión máxima del tramo (V).
 U_{pm} – Tensión máxima potencia módulos en serie (V).

Luego:

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} = \frac{2 * 320 * 180.000}{1.207,12 * 45,5 * 4} = 11,34 V \quad (5.21)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{11,34}{1.207,12} = 0,94 \% \quad (5.22)$$

Se cumple por tanto con ambos criterios tanto el de intensidad admisible como el de caída de tensión para la línea más desfavorable en el primer tramo definido.

5.12.4 TRAMO 3: AC-BT: INVERSOR → TRANSFORMADOR (4-5)

El cableado del tramo 3 conectará el inversor con el transformador en el interior de la estación transformadora, por lo que no será objeto del presente proyecto.

5.12.5 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN (MT)

El cableado de corriente alterna se considera el tramo que discurre desde la salida de la estación de potencia de MT hasta la estación de salida y control, el cual discurrirá entrado bajo tubo en zanja. Recordar que cada estación integra celdas de protección, control y medida, un inversor SMA y un transformador elevador a 20 kV.

Nuestra configuración de las estaciones centrales de MT es radial y se conectarán en serie hasta alcanzar el centro de seccionamiento dispuesto en la estación de salida y control. Dentro de nuestra central fotovoltaica tendremos la misma configuración de estaciones de MT que será la englobada por dos estaciones de MT conectadas en serie.

Se ha decidido utilizar el cable NA2XSEH 12/20 kV [61], este tipo de cable será flexible unipolar y de tensión asignada 12/20 kV en corriente alterna.



Figura 5.18: Cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

Tabla 5.22: Características del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

CABLE DE MT	
Denominación	NA2XSEH 12/20 kV
Tensión asignada	12/20 kV
Conductor	Aluminio trenzado Clase 2
Aislamiento	XLPE (Polietileno reticulado)
Cubierta	LSZH
Temperatura Máxima	90 °C

Tabla 5.23: Resumen del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE NA2XSEH 12/20 kV	
N.º de metros (Sección 185 mm²)	10.740 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el aislamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N \quad \begin{array}{l} I_c - \text{Intensidad del conductor (A).} \\ I_N - \text{Máxima intensidad de cortocircuito (A) del generador en condiciones estándar. (A)} \end{array} \quad (5.23)$$

Debemos tener en cuenta que todas las estaciones están dimensionadas para la misma potencia por lo que la intensidad de cada estación se calcula como:

$$I_N = \frac{\text{Potencia Transformador}}{\sqrt{3} * \cos \varphi * \text{Tensión Nominal}} = \frac{2.200.000}{\sqrt{3} * 0,8 * 20.000} = 79,30 \text{ A} \quad (5.24)$$

Luego para dos transformadores:

$$I_{\text{Calculo}} = 2 * I_N = 158,6 \text{ A} \quad (5.25)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 158,6 = 198,25 \text{ A} \quad (5.26)$$

Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07, pero son meramente indicaciones y debemos cumplir con la norma UNE-HD 60364-5-52 pues es la que está en vigor.

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 5.24: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
Agrupamiento de Circuitos	Zanja 4 ternas y separación 0,4 m	0,77

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{198,25}{0,77} = 257,47A < I_{adm} = 320 A \quad (5.27)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

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

Figura 5.19: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados. Fuente [47]

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
12/20 kV					
1x 95/16 (1)	190	205	255	8930	3130
1x 150/16 (1)	245	260	335	14100	3130
1x 240/16 (1)	320	345	455	22560	3130
1x 400/16 (1)	415	445	610	37600	3130

Figura 5.20: Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene. Fuente [47]

Necesitaremos, por tanto, una sección mínima de 240 mm² del cable AL Voltalene H para soportar los 257,47 A por fase para la línea más desfavorable.

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente alterna (AC):

$$S_{ct} = \frac{L * P_c}{3 * U * \sigma * e} \quad (5.28)$$

P_c – Potencia de cálculo (W).

L – Longitud del circuito (m).

σ - Conductividad del material a emplear.

e - Caída de tensión máxima del tramo (V).

U – Tensión nominal de salida del inversor (V).

$$e = \frac{L * P_c}{3 * U * \sigma * S_{ct}} = \frac{10 * 4.400.000}{3 * 550 * 45,5 * 240} = 2,44 \text{ V} \quad (5.29)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{2,44}{550} = 0,44 \% \quad (5.30)$$

5.12.6 CABLEADO DE ALTA TENSION (AT)

El cableado de media tensión (AT) conectará la estación transformadora con la red de transporte, se utilizará un cable de aluminio desnudo con alma de acero ACSR [62].

Cabe destacar que el cálculo de este cable no entra dentro de este estudio de viabilidad.

A continuación, se realizará una breve descripción de las protecciones a utilizar en la instalación solar fotovoltaica, el número de ellas se mencionará más adelante en el apartado correspondiente a cada una de las instalaciones a estudiar.

5.13 PROTECCIONES

5.13.1 PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA (DC)

- Fusibles:

Se utilizarán los fusibles gPV 15 x 38 del fabricante Weidmüller [63], utilizados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas. Esos fusibles deberán estar calibrados teniendo en consideración la intensidad admisible de cada conductor y de cada cortocircuito que se produzca.



Figura 5.21 :Fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

Tabla 5.25: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

FUSIBLES	
Denominación	gPV 15x38
Intensidad Nominal	1-25 A
Poder de Corte	30 kA
Tensión Asignada DC	1.000V

Tabla 5.26: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

RESUMEN FUSIBLES gPV 15x38	
Número de fusibles	360

Las protecciones han sido diseñadas para cada 24 paneles, de tal manera que por cada una de las ramas de la instalación no pueda circular la corriente de otras ramas.

Los fusibles a utilizar serán determinados mediante la aplicación de la norma UNE 60364-4-43).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_B \leq 1,45 * I_Z$$

I_B – Intensidad de diseño. (A)
 I_N – Intensidad admisible permanente (A)
 I_Z – Intensidad del dispositivo de protección (A) (5.31)
 I_F – Intensidad de funcionamiento. (A)

$$I_F = 1,9 * I_N \text{ si } 4 A < I_N < 16 A$$

Luego:

$$12,28 A \leq 15 A \leq 46 A \quad (5.32)$$

$$I_F = 1,9 * 15 = 28,5 A \leq 1,45 * 46 = 66,7 A \quad (5.33)$$

Por tanto, seleccionaremos fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 15 A, ya que cumple las dos condiciones establecidas

- Interruptor de corte de corriente continua (DC)

Deberá proteger la línea de salida hacia el inversor y tiene funciones de dispositivo de control ya que se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado). Se utilizará el interruptor de corte de corriente continua S5000 del fabricante Telergon.[64]



Figura 5.22: Interruptor de corte de corriente continua S5000. Fuente [64]

Tabla 5.27: Características del interruptor de corte S5000. Fuente [64]

INTERRUPTOR DE CORTE (DC)				
Denominación	S5000			
Intensidad de Empleo	100 A	160 A	250 A	400 A
Poder de Corte	30 kA			
Tensión Asignada DC	1.000V			
N.º de Maniobras con Carga	200	200	200	200

Tabla 5.28: Resumen del interruptor de corte S5000. Fuente [60]

RESUMEN INTERRUPTOR DE CORTE (DC) S5000	
Número de interruptores	15

El interruptor seccionador será de la misma corriente nominal o superior. Además, debemos cerciorarnos de la posibilidad de abrir el circuito en caso de cortocircuito. De este modo, la corriente nominal para la que se dimensiona es:

$$I_{SECCIONADOR} \geq I_{CORTOCIRCUITO} * 16 = 12,28 * 16 = 196,48 \text{ A} \quad (5.34)$$

Por tanto, debemos seleccionar un interruptor seccionador con una intensidad nominal inmediatamente superior, en base a estos criterios se ha seleccionado el dispositivo S5000 con una intensidad nominal de 250 A cumpliendo con las condiciones establecidas anteriormente.

- Protector contra sobretensiones:

Se utilizarán los varistores o descargadores de tensión DG M YPV 1200 FM de electrotech [65], con un poder de corte suficiente (categoría II) como para proteger la instalación solar fotovoltaica frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.



Figura 5.23: Varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

Tabla 5.29: Características del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

VARISTOR	
Denominación	DG M YPV 1200 FM
DPS	Tipo II
Máxima Tensión	1.170 A
Resistencia a Cortocircuitos	10 kA
Corriente Total de Descarga	40 kA
Nivel de Protección	≤ 4kV

Tabla 5.30: Resumen del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

RESUMEN VARISTOR DG M YPV	
Número de varistores	15

La norma que regula las protecciones contra las sobretensiones es la IEC 61643-11 que establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor que protege los equipos. Para la protección del campo fotovoltaico nos vamos a un dispositivo de Tipo 2, debiendo cumplir:

- Nivel de protección (U_p) $< 2,5$ kV pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA, al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por $8/20\mu s$.

En base a estos criterios como ya se comentó en la memoria descriptiva se eligió el dispositivo DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN, puesto que cumple con todas las condiciones establecidas anteriormente.

5.13.2 PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

Es necesario mencionar que este tipo de protecciones serán dimensionadas por el fabricante de la estación de potencia, cuyas protecciones alojarán un sistema compacto con 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una posición de protección con interruptor combinado con fusibles.

Protecciones de la estación central de media tensión

Las protecciones de Media tensión también las dimensiona SMA y las incluye en una celda de media tensión dentro de la estación de conversión y transformación.

- Poder de corte (PdC) a tener en cuenta. Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión, dependiendo de la estación central de media tensión como vimos en el apartado de cableado, ira desde los 63,5 A hasta los 190,5 A.
- Tensión de diseño de la Media Tensión. 20 kV.

Para las que dimensiona una celda 2LP con un interruptor automático tripolar de corte en vacío ($V_n=20$ kV, $I_n=630$ A, $I_{cc}= 20$ kA), un relé de protección 3F + N (50-51/50N-51N) y varios transformadores de intensidad para tomar medidas.

5.14 RESUMEN DE LA ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA

Finalmente, se concluye que la instalación sobre estructura fija contará con una potencia instalada total de 4,32 MW.

Constará con 24 módulos fotovoltaicos por cada ramal y un total de 360 ramales distribuidos equitativamente en 180 ramales para cada una de las dos entradas de las que consta el inversor previamente seleccionado.

5.15 RESULTADOS DE ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA

Se han introducido los datos anteriormente mencionados en el programa PVSyst en su versión 7.2 con el fin de obtener una simulación de la instalación.

A continuación, se procederá a explicar cada uno de los de los apartados más relevantes del informe de simulación obtenido. *(El informe completo se incluye en los anexos)*

De acuerdo con los datos obtenidos en la simulación la instalación fotovoltaica sobre estructura fija producirá:

Tabla 5.31: Resultados de la simulación. Fuente [Elaboración propia]

RESULTADOS SIMULACIÓN	
Energía producida	7.142 MWh/año
Producción específica	1.653 kWh/kWp/año
Coefficiente de rendimiento (PR)	88.20 %

En la siguiente tabla resumen se pueden apreciar los diferentes valores a lo largo de la totalidad del año de la irradiación global horizontal, de la radiación horizontal difusa, de la temperatura ambiente media, de la incidencia global sobre el plano, de la energía de salida del array fotovoltaico, de la energía inyectada a la red y del coeficiente de rendimiento.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.2	25.72	3.21	102.3	101.2	420.2	414.1	0.937
February	80.8	31.00	4.65	133.1	131.6	537.1	529.4	0.921
March	126.3	49.39	7.96	163.7	160.7	643.2	633.9	0.897
April	159.1	54.64	10.40	167.4	163.5	650.0	640.6	0.886
May	198.4	73.03	14.38	178.9	174.1	686.9	677.1	0.876
June	219.7	66.29	18.83	181.3	175.7	678.9	669.3	0.855
July	233.9	58.18	20.04	200.9	195.1	742.0	731.5	0.843
August	203.9	56.83	20.66	202.3	197.4	751.4	740.9	0.848
September	148.1	56.15	17.36	179.5	175.7	679.7	670.2	0.864
October	96.3	35.30	12.70	145.6	143.5	566.2	558.1	0.888
November	61.0	25.61	6.86	115.6	114.5	464.2	457.4	0.916
December	49.7	21.88	3.93	103.8	102.9	425.6	419.5	0.936
Year	1631.5	554.01	11.86	1874.5	1835.9	7245.4	7142.2	0.882

Legends

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

Figura 5.24: Balance y resultados principales. Fuente [Elaboración propia]

En el siguiente gráfico se puede apreciar la producción normalizada de la instalación y el porcentaje de pérdidas tanto del sistema como del conjunto fotovoltaico.

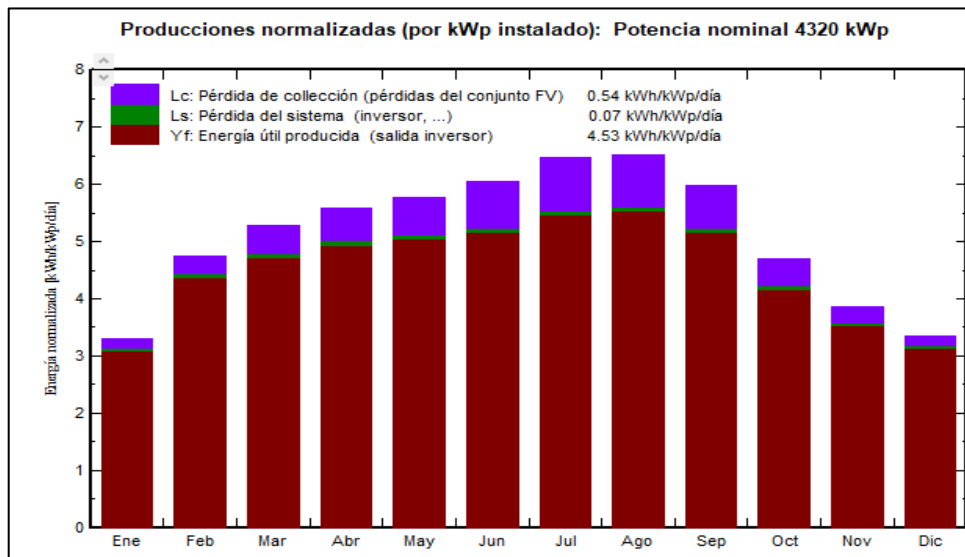


Figura 5.25: Producción normalizada y factor de pérdida. Fuente [Elaboración propia]

En el siguiente gráfico se puede apreciar las producciones normalizadas por kWp instalado de la instalación sobre estructuras fijas.

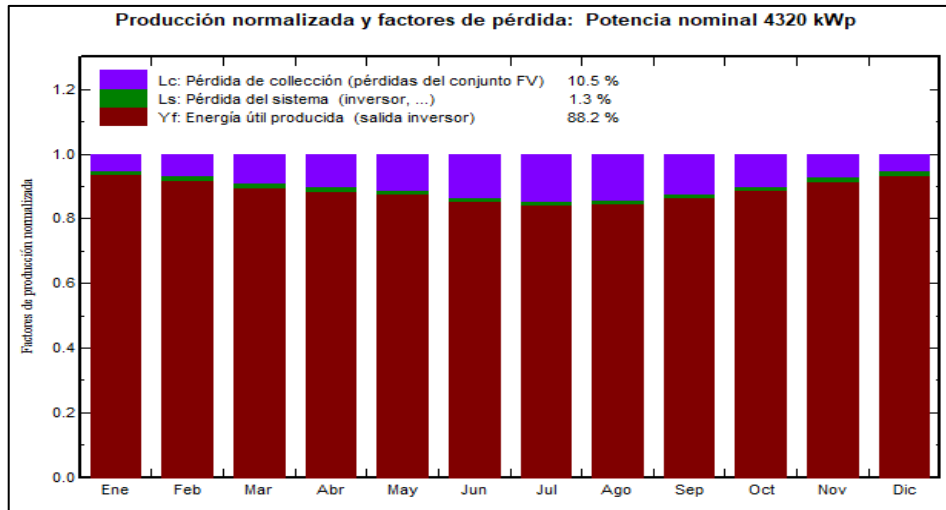


Figura 5.26: Producción normalizada por kWp instalado. Fuente [Elaboración propia]

En la figura siguiente se puede observar el diagrama de pérdidas de la instalación sobre estructura fija donde se muestran los porcentajes de pérdidas debidas a las distintas variables que influyen y determinan la eficiencia de la instalación.

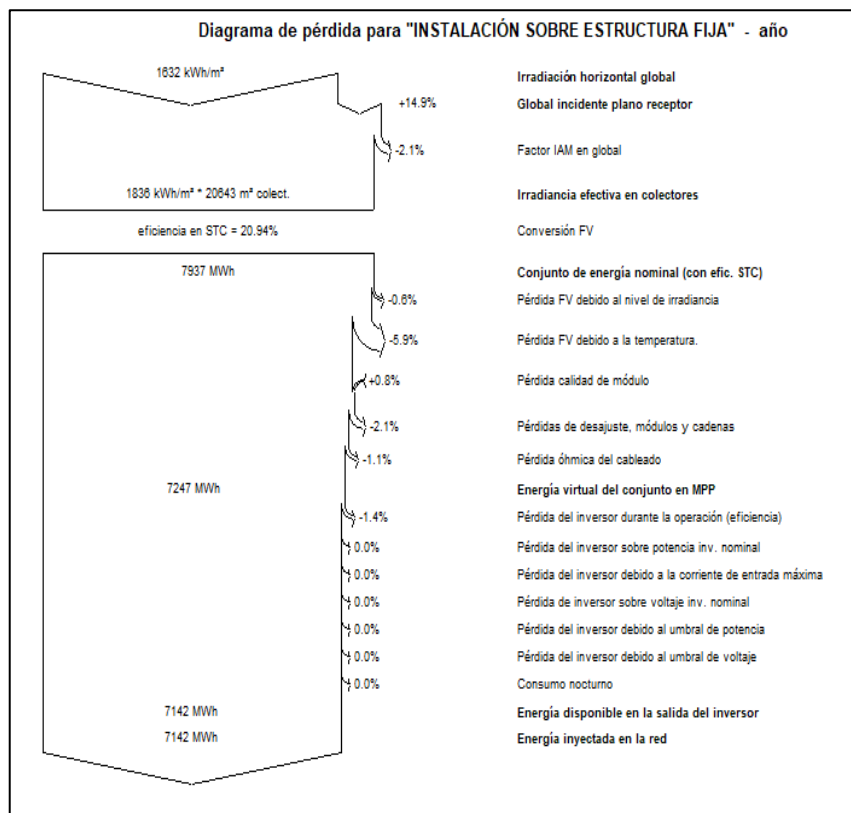


Figura 5.27: Diagrama de pérdidas. Fuente [Elaboración propia]

6 DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA 2: SEGUIDOR SOLAR

6.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico seleccionado ha sido el modelo **TSM-DE18M (II)** del popular fabricante TRINA SOLAR.[54]



Figura 6.1: Modelo TSM-DE18M TRINA SOLAR. Fuente [54].

El modelo ha sido minuciosamente seleccionado teniendo en cuenta la relación calidad-precio, las dimensiones y la eficiencia con el devenir de los años.

Tras realizar un breve pre estudio utilizando varios modelos de diferentes fabricantes, el modelo TSM-DE18M de TRINA SOLAR es con el que se obtenía mejores resultados de performance ratio bajo las mismas condiciones de proyecto.

Este tipo de módulos fotovoltaicos tienen una vida útil garantizada de 25 años, aunque pueden llegar a durar bastantes más años, se garantiza que el rendimiento estimado durante los 10 primeros años será de al menos el 90 % mientras que en el periodo comprendido entre los años 10-25 el rendimiento previsto será del 84,8 %.

Los paneles fotovoltaicos son caracterizados bajo unas condiciones de radiación y temperatura del panel, que son tomadas como referencia y que se denominan Condiciones Estándar de Medida (CEM):

- Radiación: 1.000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5
- Incidencia normal.

En la siguiente tabla se muestran las características más relevantes de dicho módulo:

Tabla 6.1: Características del módulo solar. Fuente [54]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	TSM- DE18M
Dimensiones	2176 ×1098× 35 mm
Peso	26.3 kg
Células Solares	Monocrystalinas
Número de Células	150
CONDICIONES ESTANDAR DE MEDIDA (CEM)	
Potencia máxima (Wp)	500 W
Tensión en punto de máxima potencia (Umpp)	42.8 V
Corriente en punto de máxima potencia (Impp)	11.69 A
Tensión de cortocircuito (Uoc)	51.7 V
Corriente de cortocircuito (Ioc)	12.28 A
CONDICIONES DE OPERACIÓN NOMINAL (CON)	
Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)	41° C
Potencia nominal	379 W
Tensión en punto de máxima potencia (Umpp)	40.4 V
Corriente en punto de máxima potencia (Impp)	9.37 A
Tensión de cortocircuito (Uoc)	48.8 V
Corriente de cortocircuito (Ioc)	9.89 A
Eficiencia	20.9 %
Rango de tolerancias	0-5 %
PÉRDIDAS	
Pérdida de potencia por T^a	-0.36 %/K
Pérdida de tensión por T^a	-0.26 %/K
Pérdida de corriente por T^a	0.04 %/K

6.2 INVERSOR

El inversor permitirá al sistema verter la energía eléctrica producida a la red de distribución de la zona. Hay que destacar que los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

Entre las diferentes características del inversor se pueden destacar la eficiencia, la frecuencia, la tensión de entrada y la potencia del inversor, además del número de entradas y salidas disponibles, teniendo en cuenta todas estas características se ha seleccionado minuciosamente el inversor más adecuado para la instalación solar fotovoltaica.

Se utilizarán **2 inversores** cuyo modelo es el SINACOM PV – 2.000 [55] del fabricante SIEMENS que presenta las siguientes características:

Tabla 6.2: Características del inversor. Fuente [55]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	SIEMENS SINACOM PV - 2.000
Dimensiones	2,120 x 3,760 x 1,170 mm
Peso	1,600 kg
Rendimiento	98.8 %
DATOS DE ENTRADA: DC	
Potencia nominal	2,124 kW
Tensión de entrada	802 V
Rango de Tensión	802 – 1.500 V
Corriente máxima de entrada (I_{mpp})	2 x 1.200 A
Corriente de cortocircuito máxima	6.4 kA / 7 kA
Número de entradas en DC	1
DATOS DE SALIDA: AC	
Potencia nominal de AC	2.000 kW
Tensión nominal de AC	550 V
Corriente máxima de salida	2 x 1.050 A
Frecuencia nominal	50 Hz
Distorsión armónica	< 3%

6.3 TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

El transformador de corriente de media tensión está diseñado para producir un secundario que es proporcional al flujo de corriente primaria. Las características de la red: voltaje, frecuencia, corriente, se realizan de acuerdo con la fabricación del transformador de corriente, la relación de giro, la clase de precisión y la potencia, se definen de acuerdo con los valores de la clase de precisión del transformador que varía según el propósito que tendrá. Se utilizarán **dos transformadores** de media tensión del fabricante SMA, cuyo modelo seleccionado es el SUNNY CENTRAL 1.900 que presenta las siguientes características. [66]

Tabla 6.3: Características del transformador. Fuente [66]

CARACTERÍSTICAS	
Modelo	SUNNY CENTRAL – 1.900
Dimensiones	5.724 x 2.601 x 2.150 mm
Peso	9.150 kg
Rendimiento	99.2 %
Grado de Protección	IP23D
DATOS DE ENTRADA: DC	
Potencia nominal	1.900 kVA
Tensión de entrada	550 V
Frecuencia de la red	50 Hz
Corriente máxima de entrada	2.750 A
DATOS DE SALIDA: AC	
Tensión nominal de AC	20 kV
Corriente máxima de salida	64 A

Tabla 6.4: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES	
Número Total de Transformadores de MT	2

6.4 ESTACIÓN CENTRAL DE MEDIA TENSIÓN

Para este estudio de viabilidad se ha decidido utilizar una estación central de media tensión, un novedoso elemento, de gran utilidad para grandes instalaciones solares fotovoltaicas.



Figura 6.2: MV Power Station. Fuente [66]

En el interior de este equipo se realiza la conversión DC/AC y la transformación de la tensión desde baja tensión a media tensión mediante el transformador. Este equipo contiene tanto las protecciones adecuadas necesarias para la entrada en corriente continua, la salida en corriente alterna, así como celdas de medida y protección de media tensión del transformador. Esto permite la máxima densidad de potencia en un contenedor estándar de transporte de 6 m para un transporte, instalación y puesta en marcha sencilla que nos permita ahorrar en coste de sistema.

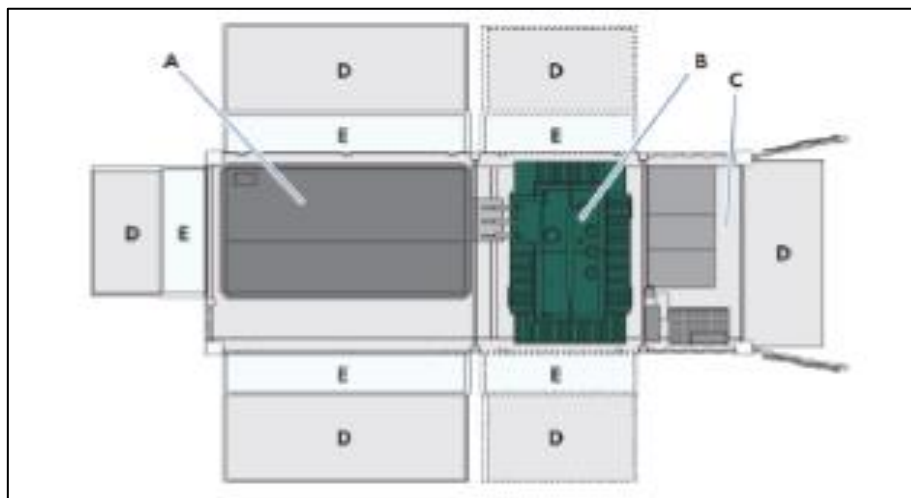


Figura 6.3: Esquema de MV Power Station. Fuente [66]

Tabla 6.5: Esquema de MV Power Station. Fuente [66]

UBICACIÓN	ELEMENTO
A	Inversor
B	Transformador de MT
C	Compartimento de MT
D	Plataforma de servicio
E	Techo protector

Se ha seleccionado la estación de media tensión MV Power Station 1.900 [66], perteneciente al fabricante SMA que cuenta con las siguientes características.

Tabla 6.6: Número de transformadores. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS DE MT	
Número Total de estaciones de MT	2

La estación transformadora de media tensión ha sido diseñada minuciosamente para cada una de las alternativas a estudiar, garantizando el correcto funcionamiento del sistema, y garantizando un correcto dimensionamiento de las protecciones ya que vienen dimensionadas de serie en función del transformador e inversor seleccionados.

6.5 SEGUIDOR SOLAR DE 2 EJES

Los módulos solares fotovoltaicos serán situados sobre seguidores fotovoltaicos de dos ejes, unas estructuras ancladas al terreno y auto orientables, una alternativa novedosa que presenta una eficiencia mayor a las estructuras fijas,

Para la instalación fotovoltaica sobre seguidores fotovoltaicos se ha seleccionado una estructura de seguidor solar de 2 ejes de 265 m², correspondiente al modelo V10-24 M_EXP del fabricante APLICACIONES DE ENERGÍAS SUSTITUTIVAS S.L. [67]

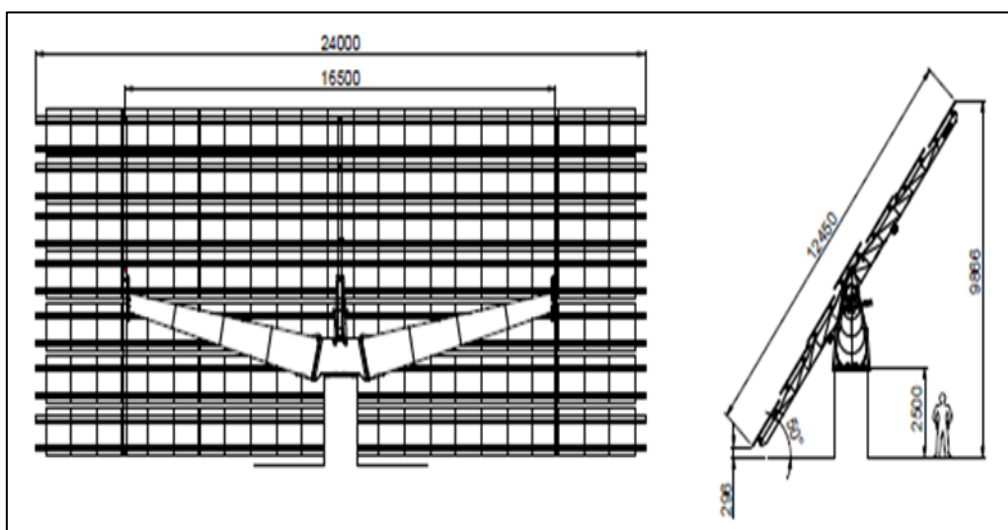


Figura 6.4: Seguidor de dos ejes. Fuente [67].

Entre las características más importantes del seguidor solar seleccionado se encuentran:

Tabla 6.7: Características de la estructura fija. Fuente [67]

CARACTERÍSTICAS	
Configuración de parrilla	6-7 filas – 24 m
Dimensión de parrilla	265 m ²
Inclinación	De 5° a 50°
Barrido acimutal	250 °
Seguimiento	Automatizado. Precisión ± 3°
Resistencia al viento	Hasta 160 km/h
Peso	8.500 kg
Garantía	2 años

El seguidor afecta positivamente a la ganancia total del conjunto, haciendo trabajar al inversor durante un mayor tiempo posible con mejor rendimiento.

En las peores condiciones (viento a sotavento) y en caso de fallo de las seguridades del parque, la estructura metálica puede soportar hasta 108km/h (norma NBE-AE 88). El sistema de seguimiento solar mantiene la posición del seguidor en acimutal hasta un máximo de 50km/h, a partir de esta velocidad puede deslizarse como medida adicional de seguridad ante vientos fuertes.

Entre las ventajas de este tipo de diseño se pueden encontrar:

- Disposición de filas de paneles a diferentes niveles y a dos vertientes:
 - Mejor ventilación de los paneles, lo que aumenta su eficiencia y vida útil.
 - Perfecta estabilidad del conjunto y mejorado coeficiente de resistencia al viento de la máquina, por el diseño escalonado de la parrilla.
- Brazos autoventilados:
 - Elementos con entrada de aire que permiten disipar el calor generado por los componentes de la máquina.

Entre las ventajas del tipo de estructura seleccionado se encuentran:

- Seguidor de baja altura y reducido impacto visual.
- Disminución del número de seguidores para la misma potencia.
- Optimización del espacio ocupado al aumentar la densidad de potencia del parque.
- Ahorro en infraestructuras: zapatas, cableados, zanjas...
- Mayor fiabilidad y robustez del sistema de control con relación a otras alternativas de menor tamaño.
- Rapidez de montaje y puesta a punto al reducir el número de máquinas instaladas.
- Disminución importante del valor total del mantenimiento en la vida útil del parque en comparación a soluciones basadas en máquinas de menor tamaño.
- Sistema de seguimiento astronómico para una mayor precisión de enfoque.
- Mínimo consumo por máquina
- Seguimiento independiente y no sujeto a fluctuaciones de la red: autonomía de dos días, asegurada por carga de una batería, en el interior del seguidor.
- Sistema de orientación mediante disco y pinza de freno tractora.
- Disponible monitorización del seguimiento.

6.6 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE SEGUIDORES SOLARES

En primer lugar, es necesario determinar la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos con el fin de evitar la proyección de sombras entre ellos.

Para calcular la distancia mínima entre seguidores solares, se tendrán en consideración las indicaciones del Manual del Proyectista de Energía Solar Fotovoltaica, del Ente Regional de la Energía (EREN). [5]

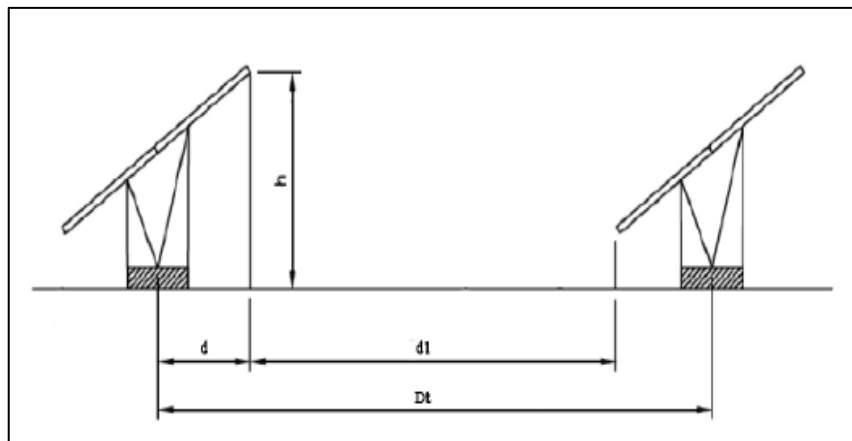


Figura 6.5: Separación mínima entre seguidores solares. Fuente [5].

La distancia (d), medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos y un obstáculo, de altura (h), que pueda producir sombra sobre la instalación será igual o superior al valor obtenido por la expresión:

$$d1 = \frac{h}{\operatorname{tg}(67^\circ - \text{latitud})} = \frac{9,866}{\operatorname{tg}(67^\circ - 42^\circ)} = 21,16 \text{ m} \quad (6.1)$$

A la hora de la instalación de los módulos fotovoltaicos influyen las sombras que puedan dar los obstáculos próximos (edificios colindantes, árboles, otros captadores, chimeneas, etc.), y las sombras que producen los propios módulos fotovoltaicos.

Como se observa en el apartado de ubicación de la instalación fotovoltaica, no existe ningún elemento en los alrededores que pueda arrojar algún tipo de sombra sobre los módulos.

Por lo tanto, teniendo en cuenta esto se considerará el porcentaje de pérdidas por sombra igual al 0%.

6.7 NÚMERO DE MÓDULOS

Con el claro objetivo de aprovechar al máximo la superficie máxima de las parcelas seleccionadas, será necesario calcular en primer lugar el número de seguidores solares máximo que pueden entrar.

Para ello, y con el fin de posicionar los seguidores solares sobre el plano es necesario conocer cuál es la distancia entre los seguidores, es decir la distancia entre el punto medio de su eje central (Dt).

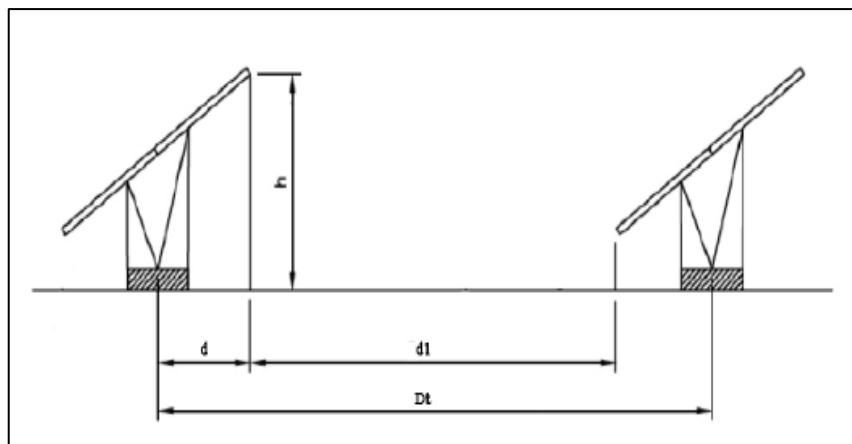


Figura 6.6: Separación mínima entre seguidores solares. Fuente [5].

En este caso y recurriendo a la imagen anterior, calculando para el caso más extremo, es decir cuando todas las distancias sean máximas:

$$Dt = d + d1 + d = 6,225 + 21,16 + 6,225 = 33,61 \text{ m} \quad (6.2)$$

Finalmente, y con el objetivo de trabajar con números enteros, se ha seleccionado una distancia de 34 metros, lo que se traduciría en un total de seguidores fotovoltaicos para la superficie de las dos parcelas.

Por lo tanto y para trabajar con números enteros, se ha escogido una distancia de 34 metros conllevando la disposición de 71 estructuras de seguidor en la superficie útil de la finca.

La distribución escogida es de trebosillo, con el fin de aprovechar de una manera más efectiva el espacio disponible, y a su vez se produce una mejora en las primeras y últimas horas del día ya que es cuando el Sol incide de Oeste y Este y los rayos son más tendidos.

6.8 POTENCIA DE PICO DEL CAMPO GENERADOR

Se procede a calcular la potencia de pico del campo generador ($P_{P\text{Generador}}$) para el centro deportivo, que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en Standard Test Conditions (STC).

Se obtiene multiplicando la superficie de absorción de los captadores elegidos por el número máximo de captadores que entran en la cubierta del centro deportivo.

$$P_{P\text{Generador}}(MW) = P_{P\text{ModFV}} * N^{\circ}_{\text{ModFV}} \quad (6.3)$$

Tabla 6.8: Resumen de la instalación fotovoltaica. Fuente [Elaboración propia].

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
PARCELA	SEGUIDORES	N.º MODULOS	POTENCIA INSTALADA
Parcela 402	29	3.045	1,523 MW
Parcela 403	42	4.410	2,205 MW
TOTAL	71	7.455	3,725 MW

6.9 INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se procede a determinar el número de módulos en serie por ramal (N_s) y el número de ramales en paralelo (N_p) que se pueden instalar para los módulos fotovoltaicos e inversor previamente seleccionados.

Tabla 6.9: Características para la interconexión. Fuente [54],[55]

CARACTERÍSTICAS		
Módulo fotovoltaico	Potencia máxima (W_P)	500 W
	Tensión en punto de máxima potencia (U_{mpp})	42,8 V
	Tensión de cortocircuito (U_{oc})	51,7 V
	Corriente de cortocircuito (I_{oc})	12,28 A
Inversor	Rango de tensiones del inversor	962 - 1.500 V
	Corriente máxima de entrada (I_{mpp})	3.813 A
Número de módulos por inversor (N_{A1})		2.485 módulos
Número de módulos de la instalación (N_T)		7.455 módulos

6.9.1 MÓDULOS EN SERIE

El número de módulos en serie (N_S) se determina teniendo en cuenta que la tensión máxima y mínima producida por cada ramal se encuentra dentro de los límites de tensión del inversor, además del valor máximo de la tensión de entrada del inversor que corresponda a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

Procederemos a fijar un número previamente determinado de número de módulos en serie por ramal (N_S) y comprobaremos si cumple con las condiciones estipuladas.

La tensión del ramal en el punto de máxima potencia, $T_{S\text{MAX}}$, es igual al producto del número de paneles en serie (N_S) y la tensión en punto de máxima potencia (U_{mpp}) de los módulos.

Suponiendo un número de paneles en serie de 25, los resultados serán los siguientes:

$$T_{S\text{MAX}} = 25 * 42,8 = 1.070V < 1.500 V \quad (6.4)$$

Como la tensión obtenida se encuentra dentro del rango de tensiones que admite el inversor, la suposición inicial es acertada y por tanto cada ramal estará constituido por 25 módulos solares fotovoltaicos en serie.

La tensión en circuito abierto del ramal, T_{soc} , es igual al producto del número de paneles en serie (N_S) y la tensión de cortocircuito (U_{oc}).

$$T_{\text{SOC}} = 25 * 51,7 = 1.262,5 V \quad (6.5)$$

La potencia máxima por rama, $P_{S\text{MAX}}$, es igual al producto resultante de multiplicar el número de paneles en serie de cada ramal (N_S) por la potencia máxima de cada panel (W_P).

$$P_{S,\text{MAX}} = 25 * 500 = 12.000 W = 12,500 kW \quad (6.6)$$

6.9.2 MÓDULOS EN PARALELO

El número de módulos en paralelo (N_P) se determina teniendo en cuenta la potencia pico de los módulos fotovoltaicos que le llega al inversor y la potencia pico de cada ramal.

Por lo tanto, el número de paneles en paralelo (N_P) será igual al resultado obtenido a partir de dividir la potencia pico de los módulos fotovoltaicos que le llega al inversor y la potencia pico de cada ramal, donde la potencia pico del generador fotovoltaico será igual al producto resultante del número de módulos de la instalación (N_{A1}) por la potencia que entrega cada módulo fotovoltaico y dividido entre la potencia máxima por ramal ($P_{S\ MAX}$).

$$N_P = \frac{(7450 * 500)}{25 * 500} = 298 \text{ ramales} \quad (6.7)$$

Por lo tanto, el número total de ramales en paralelo (N_P) será igual a 298.

Es necesario a su vez garantizar que en todo momento que no se supera en ningún momento la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Para comprobarlo procedemos a realizar el producto del número de ramales en paralelo por entrada y la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal.

$$I_{MAX} = 298 * 12,28 = 3.659 \text{ A} < 3.813 \text{ A} \quad (6.8)$$

Por consiguiente, se puede concluir que no es necesario modificar el número de ramales.

6.10 COMBINER BOX O CAJAS DE CONEXIÓN

Las Combiner Box son cuadros eléctricos cuya principal función es la de la protección desde las cadenas (strings) de paneles fotovoltaicos hacia los inversores DC/AC. Estos sistemas fotovoltaicos, formados por varios circuitos en CC separados entre sí, deben ser combinados en uno o varios antes de la transformación CA, y que esta sea utilizada como potencia de consumo.

Las Combiner Box fotovoltaica son imprescindibles para el correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

Las combiner box a utilizar serán del fabricante SMA, más concretamente el modelo SUNNY STRING-MONITOR SSM que presenta las siguientes características. [58]

Tabla 6.10: Características de las String Box. Fuente [58]

CARACTERÍSTICAS			
Modelo	SUNNY STRING MONITOR SSM		
DATOS DE ENTRADA: DC			
Tensión Asignada	1.000 V		
Número de Entradas por Caja	16	24	32
Corriente por Entrada	19 A	19 A	19 A
Conexión	SUNCLIX		
DATOS DE SALIDA: DC			
Corriente Asignada	315 A	315 A	315 A
Interruptor-Seccionador	400A	1.000 V	
Descargador de Sobretensiones	Tipo II	20 kA	40 kA
N.º de Salidas	1 o 2		

Tabla 6.11: Número de Combiner Box. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DEL NÚMERO DE COMBINER BOX SSM-16	
Número de Combiner Box / Transformador	7 y 6
Número Total de Combiner Box	13

Se hace necesario aclarar el sistema de protección de cada uno de los ramales. En este caso y para la alternativa a estudiar la protección será llevada acabo con fusible integrado en el polo positivo y negativo, tal y como se indica acontinuación.

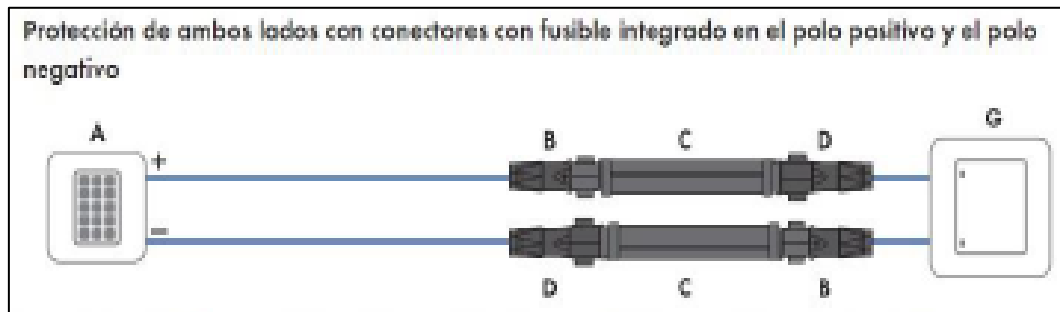


Figura 6.7: Fusible integrado en el polo positivo y negativo. Fuente [54]

6.11 CABLEADO

Una vez determinado el número total de módulos, la superficie ocupada por los mismos y la distancia entre filas, se dispone de la suficiente cantidad de información como para poder determinar las dimensiones de los cables.



Figura 6.8: Instalación solar fotovoltaica tipo. Fuente [47]

En la figura anterior se puede observar una instalación solar fotovoltaica tipo, en la cual se pueden identificar los diferentes elementos que componen las instalaciones solares fotovoltaicas, con el objetivo de aclarar lo mejor posible la instalación, diseño y selección de los cables que se usan. [47]

Los diferentes puntos de la figura se corresponden con lo siguiente:

- 7) Panel Fotovoltaico.
- 8) Cableado de conexión entre los paneles fotovoltaicos en serie y cableado de conexión de un ramal con la combiner box.
- 9) Combiner box.
- 10) Cableado de conexión de las combiner box con inversor y representación del Inversor.
- 11) Cableado de conexión inversor-transformador.
- 12) Cableado de conexión transformador-Subestación elevadora.

La determinación de la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión de cada tramo no supere los límites establecidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), además de permitir que la corriente que circula por ellos no produzca calentamiento excesivo que pueda llegar a dañarlos. [48]

6.11.1 CABLEADO DE BAJA TENSION (BT)

En primer lugar, se determinará el cableado de BT, este se encuentra entre el campo generador y el cuadro de BT del transformador, se puede dividir en 2 tramos diferentes.

- Tramo 1: **DC**: Módulos solares fotovoltaicos → Combiner Box (1-2-3).
- Tramo 2: **DC**: Combiner Box → Inversor (3-4).
- Tramo 3: **AC**: Inversor → Transformador (4-5).

A la hora de seleccionar el cable, es necesario tener en cuenta las características de una instalación solar fotovoltaica de este tipo, donde el cableado estará sometido a unas condiciones ambientales rigurosas, considerando que los conductores discurrirán a la intemperie o en una zanja y donde los cables alcanzarán altas temperaturas pudiendo superar los 90 °C, lo que imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90°C.

De acuerdo con la norma UNE-EN 50618:2015, en la cual se establecen las características de cables para instalaciones solares fotovoltaicas, los cables deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- Temperatura máxima del conductor 120 °C.
- Resistencia a temperaturas extremas.
- Resistencia UV.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Libre de halógenos.
- No propagador de incendios.

6.11.2 TRAMO 1: DC-BT: MODULOS → COMBINER BOX (1-2-3)

Para el tramo 1 se ha decidido utilizar el cable SOLFLEX H1Z2Z2-K de Miguélez [59], diseñado para instalaciones fotovoltaicas y siguiendo la normativa UNE-EN 50618:2015.



Figura 6.9: Cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [55]

Tabla 6.12: Características del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]

CABLE DE BT – TRAMO 1 (DC)	
Denominación	SOLFLEX H1Z2Z2-K
Tensión asignada	1,5 kV en DC
Conductor	Hilos de cobre recocido estañado
Aislamiento	Compuesto elastómero reticulado
Cubierta	Compuesto elastómero reticulado
Temperatura Máxima	120 °C

Tabla 6.13: Resumen del cable SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente [59]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE SOLFLEX H1Z2Z2-K	
N.º de metros (Sección 4 mm²)	4.150 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el asilamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N$$

Ic – Intensidad del conductor (A).
I_N – Máxima intensidad de cortocircuito (A) del generador en condiciones estándar. (A) (6.9)

Para ello escogeremos la intensidad de cálculo como la intensidad máxima a de cortocircuito que se puede dar en un ramal:

$$I_N = 12,28 \text{ A} \quad (6.10)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 12,28 = 13,35 \text{ A} \quad (6.11)$$

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 6.14: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

RESUMEN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN		
Temperatura Ambiente	50° C	0,9
Tendido Expuesto al Sol	Sí	0,9
Agrupamiento de Circuitos	15	0,7
Número de Capas	2	0,8

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{13,35}{0,9 * 0,9 * 0,7 * 0,8} = 33,84 \text{ A} < I_{adm} = 46 \text{ A} \quad (6.12)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termostable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78




Figura 6.10: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47]

* Para tendidos expuestos al sol se considerará un factor de corrección de 0,9 adicional.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										MÉTODO TIPO
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A y F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

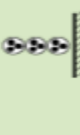


Figura 6.11: Factor de corrección para agrupamiento de circuitos. Fuente [47]

NÚMERO DE CAPAS	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o MAS
Coefficiente	0,8	0,73	0,7	0,68	0,65

Figura 6.12: Factor de corrección de número de capas. Fuente [47]

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE --- 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)	PVC (70 °C)							
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*	VER SIGUIENTE TABLA																		
E																			
F																			
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	18	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	57
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	63	68	72	78	82
	16	45	48	53	57	61	62	66	69	72	72	77	81	85	87	91	104	110	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	108	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	222	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	378	396	432	454	461	488	516	524	547	549	624	674	719	

Figura 6.13: Intensidad admisible. Fuente [47]

Se recurre ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida.

- **Caída de tensión:**

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente continua (DC):

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} \quad (6.13)$$

Pc – Potencia de cálculo (W).
 L – Longitud del circuito (m).
 σ - Conductividad del material a emplear.
 e - Caída de tensión máxima del tramo (V).
 U_{pm} – Tensión máxima potencia módulos en serie (V).

Luego:

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} = \frac{2 * 97,8 * 12.000}{1.207,12 * 45,5 * 4} = 10,68 V \quad (6.14)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{10,68}{1.207,12} = 0,88 \% \quad (6.15)$$

Se cumple por tanto con ambos criterios tanto el de intensidad admisible como el de caída de tensión para la línea más desfavorable en el primer tramo definido.

6.11.3 TRAMO 2: DC-BT: COMBINER BOX → INVERSOR (3-4)

Para el tramo 1 se ha decidido utilizar el cable enterrado bajo tubo AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV de Miguélez [60], cumpliendo con la normativa de referencia y el REBT.

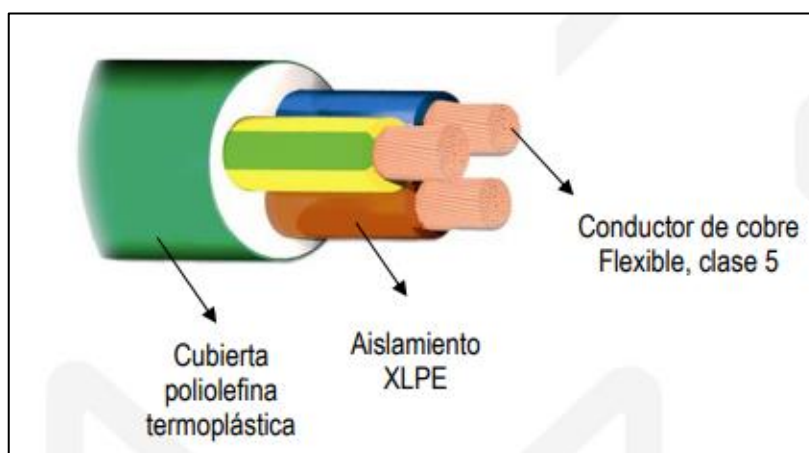


Figura 6.14: Cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

Tabla 6.15: Características del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

CABLE DE BT – TRAMO 2 (DC)	
Denominación	AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV
Tensión asignada	0,6-1 kV
Conductor	Cobre recocido
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta	Poliolefina termoplástica Z1
Temperatura Máxima	90 °C

Tabla 6.16: Resumen del cable AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV. Fuente [60]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE AFIRENAS-X RZ1-K(AS) 0,6/1 kV	
N.º de metros (Sección 185 mm²)	10.270 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el asilamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N$$

Ic – Intensidad del conductor (A).
I_N – Máxima intensidad de cortocircuito (A) (6.16)
del generador en condiciones estándar. (A)

Para ello escogeremos la intensidad de cálculo como la intensidad máxima a de cortocircuito que se puede dar en un ramal por el número de ramales:

$$I_N = 12,28 * 15 = 184,2 \text{ A} \quad (6.17)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 184,2 = 230,25 \text{ A} \quad (6.18)$$

Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07, pero son meramente indicaciones y debemos cumplir con la norma UNE-HD 60364-5-52 pues es la que está en vigor.

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 6.17: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
Temperatura del Terreno	25° C	1
Agrupamiento de Circuitos	7-8 por zanja	0,74

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{230,25}{1,0 * 0,74} = 311,15 \text{ A} < I_{adm} = 348 \text{ A} \quad (6.19)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t _a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,00	1,00	0,97	0,93	0,89	0,83	0,79	0,74	0,68	0,63	0,55	0,48	0,40




Figura 6.15: Factor de corrección para temperatura ambiente. Fuente [47]

NÚMERO DE CABLES MULTICOLORES O DE GRUPOS DE 2 O 3 CABLES UNIPOLARES (UN CIRCUITO POR CONDUCTO)	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)			
	Nada (tubos en contacto)	0,25m	0,50m	1,0m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,75	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82




Figura 6.16: Factor de corrección para cables enterrados bajo tubo. Fuente [47]

* Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261

Figura 6.17: Intensidades admisible según método de instalación enterrado. Fuente [47]

Se recurre ahora al criterio de caída de tensión para verificar que la sección seleccionada con el anterior criterio es válida.

- **Caída de tensión:**

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente continua (DC):

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} \quad (6.20)$$

Pc – Potencia de cálculo (W).
 L – Longitud del circuito (m).
 σ - Conductividad del material a emplear.
 e - Caída de tensión máxima del tramo (V).
 Upm – Tensión máxima potencia módulos en serie (V).

Luego:

$$e = \frac{2 * L * P_C}{U_{pm} * \sigma * S_{ct}} = \frac{2 * 280 * 180.000}{1.207,12 * 45,5 * 185} = 9,92 \text{ V} \quad (6.21)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{9,92}{1.207,12} = 0,82 \% \quad (6.22)$$

Se cumple por tanto con ambos criterios tanto el de intensidad admisible como el de caída de tensión para la línea más desfavorable en el primer tramo definido.

6.11.4 TRAMO 3: AC-BT: INVERSOR → TRANSFORMADOR (4-5)

El cableado del tramo 3 conectará el inversor con el transformador en el interior de la estación transformadora, por lo que no será objeto del presente proyecto.

6.11.5 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN (MT)

El cableado de corriente alterna se considera el tramo que discurre desde la salida de la estación de potencia de MT hasta la estación de salida y control, el cual discurrirá entrado bajo tubo en zanja. Recordar que cada estación integra celdas de protección, control y medida, un inversor SMA y un transformador elevador a 20 kV.

Nuestra configuración de las estaciones centrales de MT es radial y se conectarán en serie hasta alcanzar el centro de seccionamiento dispuesto en la estación de salida y control. Dentro de nuestra central fotovoltaica tendremos la misma configuración de estaciones de MT que será la englobada por dos estaciones de MT conectadas en serie.

Se ha decidido utilizar el cable NA2XSEH 12/20 kV [61], este tipo de cable será flexible unipolar y de tensión asignada 12/20 kV en corriente alterna.



Figura 6.18: Cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

Tabla 6.18: Características del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

CABLE DE MT	
Denominación	NA2XSEH 12/20 kV
Tensión asignada	12/20 kV
Conductor	Aluminio trenzado Clase 2
Aislamiento	XLPE (Polietileno reticulado)
Cubierta	LSZH
Temperatura Máxima	90 °C

Tabla 6.19: Resumen del cable NA2XSEH 12/20 kV. Fuente [61]

RESUMEN DE METROS DEL CABLE NA2XSEH 12/20 kV	
N.º de metros (Sección 240 mm²)	8.670 m

Procederemos a demostrar los cálculos para las secciones seleccionadas para el tramo más desfavorable:

- **Criterio térmico:**

La sección seleccionada debe permitir el paso de la intensidad eléctrica a lo largo del conductor sin deteriorar el aislamiento debido a su alta temperatura.

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N \quad \begin{array}{l} I_c - \text{Intensidad del conductor (A).} \\ I_N - \text{Máxima intensidad de cortocircuito (A) del generador en condiciones estándar. (A)} \end{array} \quad (6.23)$$

Debemos tener en cuenta que todas las estaciones están dimensionadas para la misma potencia por lo que la intensidad de cada estación se calcula como:

$$I_N = \frac{\text{Potencia Transformador}}{\sqrt{3} * \cos \varphi * \text{Tensión Nominal}} = \frac{2.200.000}{\sqrt{3} * 0,8 * 20.000} = 79,30 \text{ A} \quad (6.24)$$

Luego para dos transformadores:

$$I_{\text{Calculo}} = 2 * I_N = 158,6 \text{ A} \quad (6.25)$$

Luego:

$$I_{Ct} = 1,25 * I_N = 1,25 * 158,6 = 198,25 \text{ A} \quad (6.26)$$

Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07, pero son meramente indicaciones y debemos cumplir con la norma UNE-HD 60364-5-52 pues es la que está en vigor.

Una vez obtenida la intensidad de cálculo, es necesario considerar los coeficientes de corrección propios como agrupamiento de circuitos, temperatura ambiente, tipo de instalación, etc. que aparecen en la norma UNE-HD 60364.

Tabla 6.20: Factores de corrección. Fuente [Elaboración Propia]

FACTORES DE CORRECCIÓN		
Agrupamiento de Circuitos	Zanja 4 ternas y separación 0,4 m	0,77

Intensidad de cálculo corregida:

$$I_{Ct\text{corregida}} = \frac{198,25}{0,77} = 257,47A < I_{adm} = 320 A \quad (6.27)$$

A continuación, se expone la demostración de los factores de corrección seleccionados:

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

Figura 6.19: Factor de corrección por agrupamiento en cables enterrados. Fuente [47]

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
12/20 kV					
1x 95/16 (1)	190	205	255	8930	3130
1x 150/16 (1)	245	260	335	14100	3130
1x 240/16 (1)	320	345	455	22560	3130
1x 400/16 (1)	415	445	610	37600	3130

Figura 6.20: Intensidad máxima admisible para cable de MT Voltalene. Fuente [47]

Necesitaremos, por tanto, una sección mínima de 240 mm² del cable AL Voltalene H para soportar los 257,47 A por fase para la línea más desfavorable.

En ningún caso pueden no deben superarse los límites establecidos para las caídas de máximas asignadas a cada tramo de la instalación.

Corriente alterna (AC):

$$S_{ct} = \frac{L * P_c}{3 * U * \sigma * e} \quad (6.28)$$

P_c – Potencia de cálculo (W).
 L – Longitud del circuito (m).
 σ - Conductividad del material a emplear.
 e - Caída de tensión máxima del tramo (V).
 U – Tensión nominal de salida del inversor (V).

$$e = \frac{L * P_c}{3 * U * \sigma * S_{ct}} = \frac{10 * 4.400.000}{3 * 550 * 45,5 * 240} = 2,44 \text{ V} \quad (6.29)$$

Calcularemos a continuación la caída de tensión en porcentaje:

$$e = \frac{2,44}{550} = 0,44 \% \quad (6.30)$$

6.11.6 CABLEADO DE ALTA TENSION (AT)

El cableado de media tensión (AT) conectará la estación transformadora con la red de transporte, se utilizará un cable de aluminio desnudo con alma de acero ACSR [62].

Cabe destacar que el cálculo de este cable no entra dentro de este estudio de viabilidad.

A continuación, se realizará una breve descripción de las protecciones a utilizar en la instalación solar fotovoltaica, el número de ellas se mencionará más adelante en el apartado correspondiente a cada una de las instalaciones a estudiar.

6.12 PROTECCIONES

6.12.1 PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA (DC)

- Fusibles:

Se utilizarán los fusibles gPV 15 x 38 del fabricante Weidmüller [63], utilizados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas. Esos fusibles deberán estar calibrados teniendo en consideración la intensidad admisible de cada conductor y de cada cortocircuito que se produzca.



Figura 6.21 :Fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

Tabla 6.21: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

FUSIBLES	
Denominación	gPV 15x38
Intensidad Nominal	1-25 A
Poder de Corte	30 kA
Tensión Asignada DC	1.000V

Tabla 6.22: Características de los fusibles gPV 15x38. Fuente [63]

RESUMEN FUSIBLES gPV 15x38	
Número de fusibles	298

Las protecciones han sido diseñadas para cada 24 paneles, de tal manera que por cada una de las ramas de la instalación no pueda circular la corriente de otras ramas.

Los fusibles a utilizar serán determinados mediante la aplicación de la norma UNE 60364-4-43).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_B \leq 1,45 * I_Z$$

I_B – Intensidad de diseño. (A)
 I_N – Intensidad admisible permanente (A)
 I_Z – Intensidad del dispositivo de protección (A) (6.31)
 I_F – Intensidad de funcionamiento. (A)

$$I_F = 1,9 * I_N \text{ si } 4 A < I_N < 16 A$$

Luego:

$$12,28 A \leq 15 A \leq 46 A \quad (6.32)$$

$$I_F = 1,9 * 15 = 28,5 A \leq 1,45 * 46 = 66,7 A \quad (6.33)$$

Por tanto, seleccionaremos fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 15 A, ya que cumple las dos condiciones establecidas

- Interruptor de corte de corriente continua (DC)

Deberá proteger la línea de salida hacia el inversor y tiene funciones de dispositivo de control ya que se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado). Se utilizará el interruptor de corte de corriente continua S5000 del fabricante Telergon.[64]



Figura 6.22: Interruptor de corte de corriente continua S5000. Fuente [64]

Tabla 6.23: Características del interruptor de corte S5000. Fuente [64]

INTERRUPTOR DE CORTE (DC)				
Denominación	S5000			
Intensidad de Empleo	100 A	160 A	250 A	400 A
Poder de Corte	30 kA			
Tensión Asignada DC	1.000V			
N.º de Maniobras con Carga	200	200	200	200

Tabla 6.24: Resumen del interruptor de corte S5000. Fuente [64]

RESUMEN INTERRUPTOR DE CORTE (DC) S5000	
Número de interruptores	13

El interruptor seccionador será de la misma corriente nominal o superior. Además, debemos cerciorarnos de la posibilidad de abrir el circuito en caso de cortocircuito. De este modo, la corriente nominal para la que se dimensiona es:

$$I_{SECCIONADOR} \geq I_{CORTOCIRCUITO} * 16 = 12,28 * 16 = 196,48 \text{ A} \quad (6.34)$$

Por tanto, debemos seleccionar un interruptor seccionador con una intensidad nominal inmediatamente superior, en base a estos criterios se ha seleccionado el dispositivo S5000 con una intensidad nominal de 250 A cumpliendo con las condiciones establecidas anteriormente.

- Protector contra sobretensiones:

Se utilizarán los varistores o descargadores de tensión DG M YPV 1200 FM de electroneu [65], con un poder de corte suficiente (categoría II) como para proteger la instalación solar fotovoltaica frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.



Figura 6.23: Varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

Tabla 6.25: Características del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

VARISTOR	
Denominación	DG M YPV 1200 FM
DPS	Tipo II
Máxima Tensión	1.170 A
Resistencia a Cortocircuitos	10 kA
Corriente Total de Descarga	40 kA
Nivel de Protección	≤ 4kV

Tabla 6.26: Resumen del varistor DG M YPV 1200 FM. Fuente [65]

RESUMEN VARISTOR DG M YPV 1200 FM	
Número de varistores	13

La norma que regula las protecciones contra las sobretensiones es la IEC 61643-11 que establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor que protege los equipos. Para la protección del campo fotovoltaico nos vamos a un dispositivo de Tipo 2, debiendo cumplir:

- Nivel de protección (U_p) $< 2,5$ kV pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA, al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por $8/20\mu s$.

En base a estos criterios como ya se comentó en la memoria descriptiva se eligió el dispositivo DG M YPV 1200 FM del fabricante DEHN, puesto que cumple con todas las condiciones establecidas anteriormente.

6.12.2 PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

Es necesario mencionar que este tipo de protecciones serán dimensionadas por el fabricante de la estación de potencia, cuyas protecciones alojarán un sistema compacto con 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una posición de protección con interruptor combinado con fusibles.

Protecciones de la estación central de media tensión

Las protecciones de Media tensión también las dimensiona SMA y las incluye en una celda de media tensión dentro de la estación de conversión y transformación.

- Poder de corte (PdC) a tener en cuenta. Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión, dependiendo de la estación central de media tensión como vimos en el apartado de cableado, ira desde los 63,5 A hasta los 190,5 A.
- Tensión de diseño de la Media Tensión. 20 kV.

Para las que dimensiona una celda 2LP con un interruptor automático tripolar de corte en vacío ($V_n=20$ kV, $I_n=630$ A, $I_{cc}= 20$ kA), un relé de protección 3F + N (50-51/50N-51N) y varios transformadores de intensidad para tomar medidas.

6.13 RESUMEN DE LA ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES

Finalmente, se concluye que la instalación sobre seguidores solares contará con una potencia instalada total de 3,725 MW.

Cada seguidor contará con 7 filas de 15 paneles cada una de ellas.

Constará con 25 módulos fotovoltaicos por cada ramal y un total de 298 para los 3 inversores previamente seleccionados.

6.14 RESULTADOS DE ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES

Se han introducido los datos anteriormente mencionados en el programa PVSyst en su versión 7.2 con el fin de obtener una simulación de la instalación.

A continuación, se procederá a explicar cada uno de los de los apartados más relevantes del informe de simulación obtenido. *(El informe completo se incluye en los anexos)*

De acuerdo con los datos obtenidos en la simulación la instalación fotovoltaica sobre estructura fija producirá:

Tabla 6.27: Resultados de la simulación. Fuente [Elaboración propia]

RESULTADOS SIMULACIÓN	
Energía producida	8.448 MWh/año
Producción específica	2.268 kWh/kWp/año
Coefficiente de rendimiento (PR)	86.73 %

En la siguiente tabla resumen se pueden apreciar los diferentes valores a lo largo de la totalidad del año de la irradiación global horizontal, de la radiación horizontal difusa, de la temperatura ambiente media, de la incidencia global sobre el plano, de la energía de salida del array fotovoltaico, de la energía inyectada a la red y del coeficiente de rendimiento.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	54.2	25.72	3.21	114.6	113.8	405	400	0.937
February	80.8	31.00	4.65	154.2	153.1	535	528	0.920
March	126.3	49.39	7.96	205.7	204.2	696	687	0.897
April	159.1	54.64	10.40	238.8	237.2	797	787	0.885
May	198.4	73.03	14.38	278.9	277.1	917	906	0.872
June	219.7	66.29	18.83	315.2	313.5	998	986	0.840
July	233.9	58.18	20.94	339.1	337.5	1034	1022	0.809
August	203.9	56.83	20.66	309.6	308.0	966	954	0.828
September	148.1	56.15	17.36	238.6	236.9	767	758	0.853
October	96.3	35.30	12.70	175.8	174.6	585	578	0.882
November	61.0	25.61	6.86	130.4	129.5	450	444	0.914
December	49.7	21.88	3.93	114.0	113.2	402	397	0.936
Year	1631.5	554.01	11.86	2614.9	2598.6	8552	8448	0.867

Legends

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

Figura 6.24: Balance y resultados principales. Fuente [Elaboración propia].

En el siguiente gráfico se puede apreciar la producción normalizada de la instalación y el porcentaje de pérdidas tanto del sistema como del conjunto fotovoltaico.

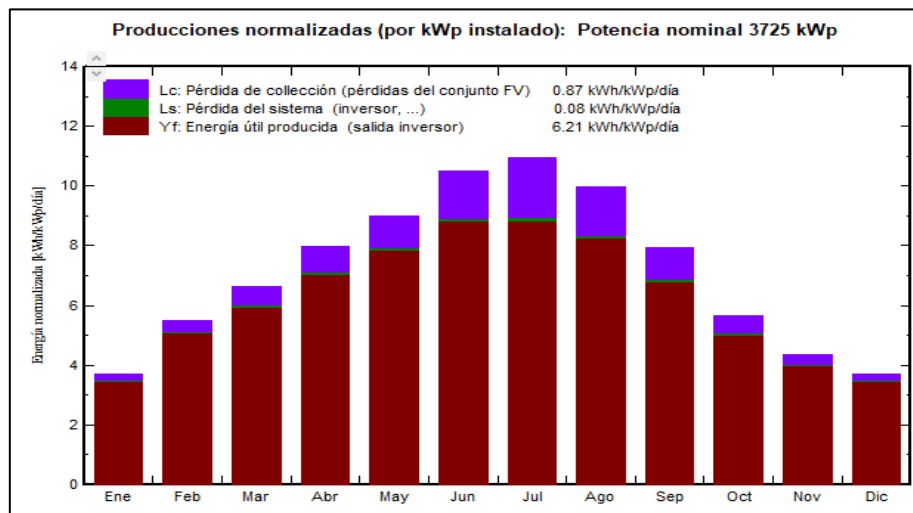


Figura 6.25: Producción normalizada y factores de pérdida. Fuente [Elaboración propia]

En el siguiente gráfico se puede apreciar las producciones normalizadas por kWp instalado de la instalación sobre estructuras fijas.

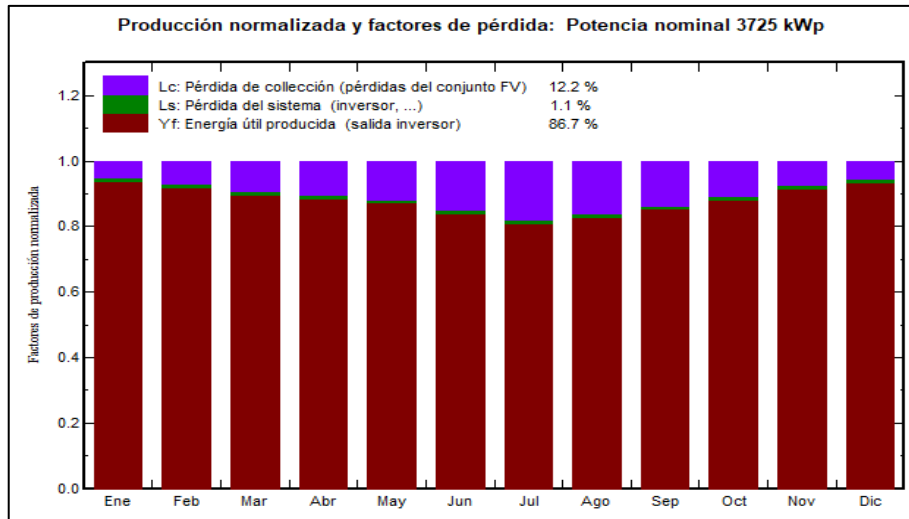


Figura 6.26: Producción normalizada por kWp instalado. Fuente [Elaboración propia]

En la figura siguiente se puede observar el diagrama de pérdidas de la instalación sobre seguidores solares donde se muestran los porcentajes de pérdidas debidas a las distintas variables que influyen y determinan la eficiencia de la instalación.

Se hace necesario mencionar que el programa realiza la simulación teniendo en cuenta el consumo de los propios seguidores solares, de tal manera que la energía generada es la resultante de la diferencia entre la energía absorbida y la energía para mover el sistema.

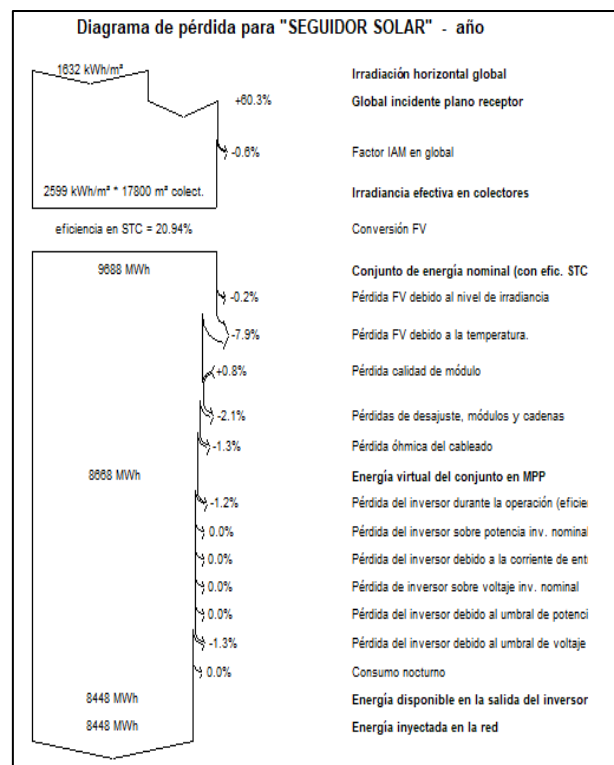


Figura 6.27: Diagrama de pérdidas. Fuente [Elaboración propia]

7 ANALISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

7.1 ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA

7.1.1 PRESUPUESTO

A continuación, se van a realizar los cálculos oportunos para realizar el estudio de viabilidad de la instalación solar fotovoltaica, que, en nuestro caso, como se ha dicho en el objetivo de este proyecto, es una instalación fotovoltaica en suelo, es decir, un huerto solar.

Se presentará el presupuesto de inversión para la instalación, los ingresos por venta de la electricidad generada, los costes en los que se incurre por mantenimiento, vigilancia, etc..., se estudiarán el periodo de inversión (Payback), así como el VAN y el TIR, además del balance de situación y la cuenta de pérdidas y ganancias.

Tabla 7.1: Presupuesto de la instalación. Fuente [Elaboración Propia]

ELEMENTO		N.º	Precio/Ud. (€/Ud.)	Precio (€)
OBRA CIVIL				
Adecuación del Terreno				441.594
TOTAL OBRA CIVIL				441.594
EQUIPOS				
Módulos FV		8.640	219,00	1.890.160
Estación Transformadora de MT	Inversor	1	680.000	680.000
	Transformador	2		
	Protecciones de la ETMT	-		
Estructura		360	1.050	378.032
Mano de obra		8.640	18,00	155.520
TOTAL EQUIPOS				2.423.712
CABLEADO				
Cable 4 mm ²		5.040	1,07	250.000
Cable 185 mm ²		15.360	6,00	92.160
Cable 240 mm ²		10.740	20,74	222.748
Mano de obra		2.250	18,00	40.500
TOTAL CABLEADO				605.408

PROTECCIONES			
Combiner Box	15	1.228,00	18.420,00
Fusibles	360	8,63	3.106,80
Interruptores- seccionadores	15	290,00	4.350,00
Varistores	15	206,13	3.091,95
Mano de obra	1.125	18,00	20.250,00
TOTAL PROTECCIONES		68.256,96	
Proyectos de legalización y dirección	-	166.240	166.240
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN		3.705.211	
Margen industrial	-	7 %	261.987
Gastos generales de gestión y desarrollo	-	15 %	563.674
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		4.530.872	
I.V. A	-	21%	951.483,11
DESEMBOLSO TOTAL		5.482.355	

7.1.2 PRODUCCIÓN ESTIMADA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En la figura 7.1 se observa un gráfico en el que se muestra la energía generada por la instalación solar fotovoltaica en la que los módulos solares fotovoltaicos están dispuestos sobre estructuras fijas en los próximos 25 años.

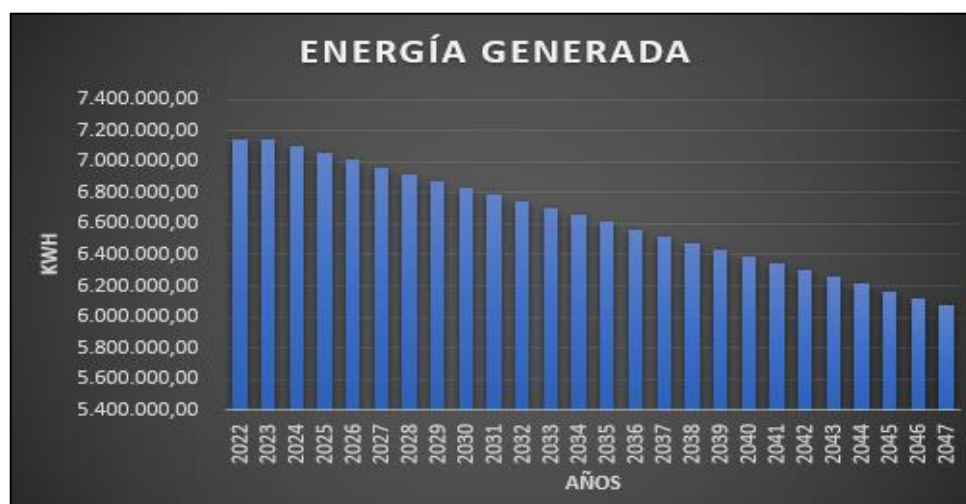


Figura 7.1: Producción en 25 años. Fuente [Elaboración propia]

7.1.3 INGRESOS POR LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder realizar de una manera correcta el estudio de viabilidad se deben de analizar al menos 25 años, que es el tiempo medio de vida optima de los módulos fotovoltaicos, aunque suelen durar hasta 40 años, si se realizan unas buenas labores de mantenimiento.

Para realizar el cálculo de los ingresos resultantes de la venta de energía eléctrica a la red es necesario tener en consideración aspectos tan importantes como:

- La totalidad de energía eléctrica producida por la instalación en un año MWh/año.
- El precio de venta de la energía eléctrica para este tipo de instalaciones.
- Las pérdidas de eficiencia de los módulos a lo largo de su vida útil.

A continuación, se procede a calcular los ingresos anuales durante un periodo de 25 años de la instalación solar sobre estructura fija, resaltar que es muy probable que los ingresos reales sean menores ya que no se han tenido en consideración factores como el IPC ni los posibles daños que se puedan dar durante los 25 años estudiados, es decir, el estudio se realiza bajo unas condiciones ideales.

Tabla 7.2: Ingresos estructura fija. Fuente [Elaboración propia]

Año	kWh	Eficiencia	€/kWh	€
2022	7.142.105,00	100,00%	0,15 €	1.071.315,75 €
2023	7.142.105,00	99,38%	0,15 €	1.071.315,75 €
2024	7.097.823,95	98,76%	0,15 €	1.064.673,59 €
2025	7.053.542,90	98,14%	0,15 €	1.058.031,43 €
2026	7.009.261,85	97,52%	0,15 €	1.051.389,28 €
2027	6.964.980,80	96,90%	0,15 €	1.044.747,12 €
2028	6.920.699,75	96,28%	0,15 €	1.038.104,96 €
2029	6.876.418,69	95,66%	0,15 €	1.031.462,80 €
2030	6.832.137,64	95,04%	0,15 €	1.024.820,65 €
2031	6.787.856,59	94,42%	0,15 €	1.018.178,49 €
2032	6.743.575,54	93,80%	0,15 €	1.011.536,33 €
2033	6.699.294,49	93,18%	0,15 €	1.004.894,17 €
2034	6.655.013,44	92,56%	0,15 €	998.252,02 €
2035	6.610.732,39	91,94%	0,15 €	991.609,86 €
2036	6.566.451,34	91,32%	0,15 €	984.967,70 €
2037	6.522.170,29	90,70%	0,15 €	978.325,54 €
2038	6.477.889,24	90,08%	0,15 €	971.683,39 €
2039	6.433.608,18	89,46%	0,15 €	965.041,23 €
2040	6.389.327,13	88,84%	0,15 €	958.399,07 €
2041	6.345.046,08	88,22%	0,15 €	951.756,91 €
2042	6.300.765,03	87,60%	0,15 €	945.114,75 €
2043	6.256.483,98	86,98%	0,15 €	938.472,60 €
2044	6.212.202,93	86,36%	0,15 €	931.830,44 €
2045	6.167.921,88	85,74%	0,15 €	925.188,28 €
2046	6.123.640,83	85,12%	0,15 €	918.546,12 €
2047	6.079.359,78	84,50%	0,15 €	911.903,97 €
TOTAL	172.410.414,70			25.861.562,21 €

7.1.4 RENTABILIDAD ECONÓMICA

Para realizar la viabilidad de este proyecto los indicadores utilizados son el VAN, el TIR, y el Payback.

En la siguiente tabla se muestran los valores que se utilizarán en los cálculos posteriores.

Tabla 7.3: Valores rentabilidad económica. Fuente: [Elaboración propia]

Descripción		Valor
I₀	Importe inicial de la inversión	5.482.355€
F_n	Flujo de caja del año	Variable
r	Tasa de interés de compra	5%
N	Número de años de la inversión	25

* El flujo de caja al año se obtiene de la tabla 14.2.

Tabla 7.4: VAN, TIR, Payback. Fuente: [Elaboración propia]

VAN	$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+r)^n}$	18.548.318,29 €
TIR	$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+I_0)^n}$	0 %
Payback	$PayBack = \frac{I_0}{F_n}$	4,15 años

Como se puede observar tras los resultados obtenidos, la instalación sería rentable en términos económicos, ya que, el VAR muestra un valor positivo y el valor del TIR no es negativo, en lo respectivo a los años de recuperación de la inversión obtenemos un valor cercano a los 4,15 años.

Teniendo en cuenta que la vida normal media de los paneles solares es de aproximadamente 25 años y que con unos cuidados óptimos pueden llegar a durar hasta 40 años, previa pérdida de eficiencia a partir del vigesimoquinto año se puede concluir que la instalación solar fotovoltaica sería rentable en términos económicos.

7.2 ALTERNATIVA 2: SEGUIDOR SOLAR

7.2.1 PRESUPUESTO

A continuación, se van a realizar los cálculos oportunos para realizar el estudio de viabilidad de la instalación solar fotovoltaica, que, en nuestro caso, como se ha dicho en el objetivo de este proyecto, es una instalación fotovoltaica en suelo, es decir, un huerto solar.

Se presentará el presupuesto de inversión para la instalación, los ingresos por venta de la electricidad generada, los costes en los que se incurre por mantenimiento, vigilancia, etc..., se estudiarán el periodo de inversión (Payback), así como el VAN y el TIR, además del balance de situación y la cuenta de pérdidas y ganancias.

Tabla 7.5: Presupuesto de la instalación. Fuente [Elaboración Propia]

ELEMENTO		N.º	Precio/Ud. (€/Ud.)	Precio (€)
OBRA CIVIL				
Adecuación del Terreno			441.594	
TOTAL OBRA CIVIL			441.594	
EQUIPOS				
Módulos FV		7.455	219,00	1.632.645
Estación Transformadora de MT	Inversor	2	745.944	745.944
	Trasformador	2		
	Protecciones	-		
Estructura		71	63.000	4.473.000
Mano de obra		7.455	18,00	134.190
TOTAL EQUIPOS			7.427.373	
CABLEADO				
Cable 4 mm ²		4.150	1,07	4.440,5
Cable 185 mm ²		10.270	6,00	61.620
Cable 240 mm ²		8.670	20,74	179.815,8
Mano de obra		2.250	18,00	40.500
TOTAL CABLEADO			286.376,30	

PROTECCIONES			
Combiner Box	13	1.228,00	15.964,00
Fusibles	298	8,63	2.571,74
Interruptores- seccionadores	13	290,00	3.770,00
Varistores	13	206,13	2.679,69
Mano de obra	1.750	18,00	31.500,00
TOTAL PROTECCIONES		71.851	
Proyectos de legalización y dirección	-	166.240	166.240
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN		7.951.840,30	
Margen industrial	-	7 %	556.628,82
Gastos generales de gestión y desarrollo	-	15 %	1.192.776,05
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		9.701.245,17	
I.V. A	-	21%	2.037.261,48
DESEMBOLSO TOTAL		11.738.506,65	

7.2.2 PRODUCCIÓN ESTIMADA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En la figura 7.2 se observa un gráfico en el que se muestra la energía generada por la instalación solar fotovoltaica en la que los módulos solares fotovoltaicos están dispuestos sobre seguidores solares en los próximos 25 años.

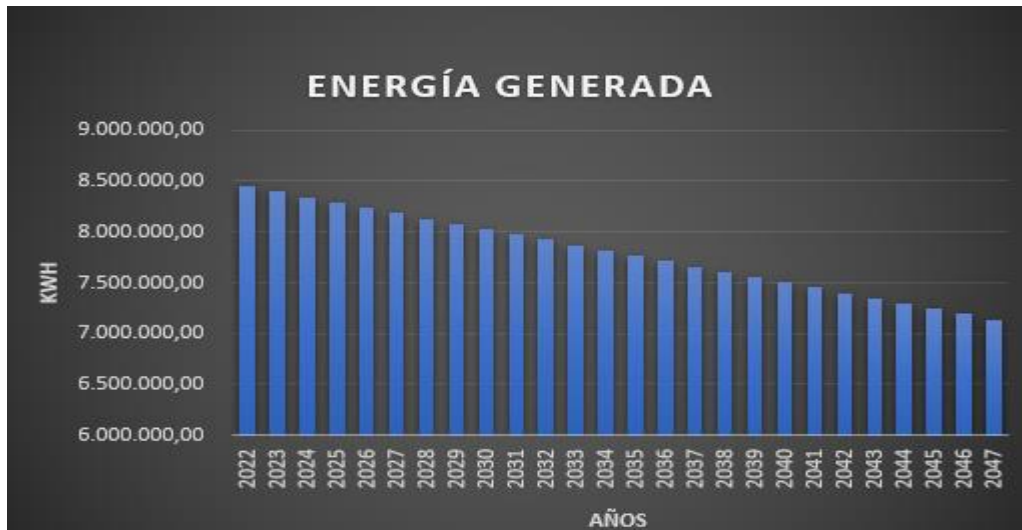


Figura 7.2: Producción en 25 años seguidor solar. Fuente [Elaboración propia]

7.2.3 INGRESOS POR LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para poder realizar de una manera correcta el estudio de viabilidad se deben de analizar al menos 25 años, que es el tiempo medio de vida optima de los módulos fotovoltaicos, aunque suelen durar hasta 40 años, si se realizan unas buenas labores de mantenimiento.

Para realizar el cálculo de los ingresos resultantes de la venta de energía eléctrica a la red es necesario tener en consideración aspectos tan importantes como:

- La totalidad de energía eléctrica producida por la instalación en un año MWh/año.
- El precio de venta de la energía eléctrica para este tipo de instalaciones.
- Las pérdidas de eficiencia de los módulos a lo largo de su vida útil.

A continuación, se procede a calcular los ingresos anuales durante un periodo de 25 años de la instalación solar sobre estructura fija, resaltar que es muy probable que los ingresos reales sean menores ya que no se han tenido en consideración factores como el IPC ni los posibles daños que se puedan dar durante los 25 años estudiados, es decir, el estudio se realiza bajo unas condiciones ideales.

Tabla 7.6: Ingresos Fuente [Elaboración propia]

Año	kWh	Eficiencia	€/kWh	Ganancia (€)
2022	8.448.156,00	100,00%	0,15 €	1.267.223,40 €
2023	8.395.777,43	99,38%	0,15 €	1.259.366,61 €
2024	8.343.398,87	98,76%	0,15 €	1.251.509,83 €
2025	8.291.020,30	98,14%	0,15 €	1.243.653,04 €
2026	8.238.641,73	97,52%	0,15 €	1.235.796,26 €
2027	8.186.263,16	96,90%	0,15 €	1.227.939,47 €
2028	8.133.884,60	96,28%	0,15 €	1.220.082,69 €
2029	8.081.506,03	95,66%	0,15 €	1.212.225,90 €
2030	8.029.127,46	95,04%	0,15 €	1.204.369,12 €
2031	7.976.748,90	94,42%	0,15 €	1.196.512,33 €
2032	7.924.370,33	93,80%	0,15 €	1.188.655,55 €
2033	7.871.991,76	93,18%	0,15 €	1.180.798,76 €
2034	7.819.613,19	92,56%	0,15 €	1.172.941,98 €
2035	7.767.234,63	91,94%	0,15 €	1.165.085,19 €
2036	7.714.856,06	91,32%	0,15 €	1.157.228,41 €
2037	7.662.477,49	90,70%	0,15 €	1.149.371,62 €
2038	7.610.098,92	90,08%	0,15 €	1.141.514,84 €
2039	7.557.720,36	89,46%	0,15 €	1.133.658,05 €
2040	7.505.341,79	88,84%	0,15 €	1.125.801,27 €
2041	7.452.963,22	88,22%	0,15 €	1.117.944,48 €
2042	7.400.584,66	87,60%	0,15 €	1.110.087,70 €
2043	7.348.206,09	86,98%	0,15 €	1.102.230,91 €
2044	7.295.827,52	86,36%	0,15 €	1.094.374,13 €
2045	7.243.448,95	85,74%	0,15 €	1.086.517,34 €
2046	7.191.070,39	85,12%	0,15 €	1.078.660,56 €
2047	7.138.691,82	84,50%	0,15 €	1.070.803,77 €
TOTAL	202.629.021,66		30.394.353,25 €	

7.2.4 RENTABILIDAD ECONÓMICA

Para realizar la viabilidad de este proyecto los indicadores utilizados son el VAN, el TIR, y el Payback.

En la siguiente tabla se muestran los valores que se utilizarán en los cálculos posteriores.

Tabla 7.7: Valores rentabilidad económica. Fuente: [Elaboración propia]

Descripción		Valor
I₀	Importe inicial de la inversión	11.738.506,65 €
F_n	Flujo de caja del año	Variable
r	Tasa de interés de compra	5%
N	Número de años de la inversión	25

* El flujo de caja al año se obtiene de la tabla 14.6.

Tabla 7.8: VAN, TIR, Payback. Fuente: [Elaboración propia]

VAN	$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+r)^n}$	17.967.839 €
TIR	$TIR = \sum_{n=0}^n \frac{F_n}{(1+I_0)^n}$	0 %
Payback	$PayBack = \frac{I_0}{F_n}$	8,8 años

Como se puede observar tras los resultados obtenidos, la instalación sería rentable en términos económicos, ya que, el VAR muestra un valor positivo y el valor del TIR no es negativo, en lo respectivo a los años de recuperación de la inversión obtenemos un valor cercano a los 8,8 años.

Teniendo en cuenta que la vida normal media de los paneles solares es de aproximadamente 25 años y que con unos cuidados óptimos pueden llegar a durar hasta 40 años, previa pérdida de eficiencia a partir del vigesimoquinto año se puede concluir que la instalación solar fotovoltaica sería rentable en términos económicos.

8 SELECCIÓN FINAL DE LA ALTERNATIVA

Una vez desarrollados los aspectos más relevantes a la hora de diseñar cada una de las dos alternativas de este proyecto, como han sido su producción energética, rendimiento y la rentabilidad se procede a escoger aquella que resulte más ventajosa mediante el método del análisis multicriterio.

Tabla 8.1: Resumen de las alternativas. Fuente: [Elaboración propia]

RESUMEN DE LAS ALTERNATIVAS		
ALTERNATIVA	N.º MODULOS	POTENCIA INSTALADA
Estructura fija	8.640	4,32 MW
Seguidores solares	7.455	3,725 MW

Observando la tabla anterior se puede observar como la instalación sobre estructuras fijas contará con un mayor número de módulos, lo que se traduce en una mayor potencia instalada.

8.1 COMPARATIVA ENERGÉTICA

Se procederá a realizar una evaluación final donde se expondrán las comparativas entre la energía generada por cada una de las instalaciones.

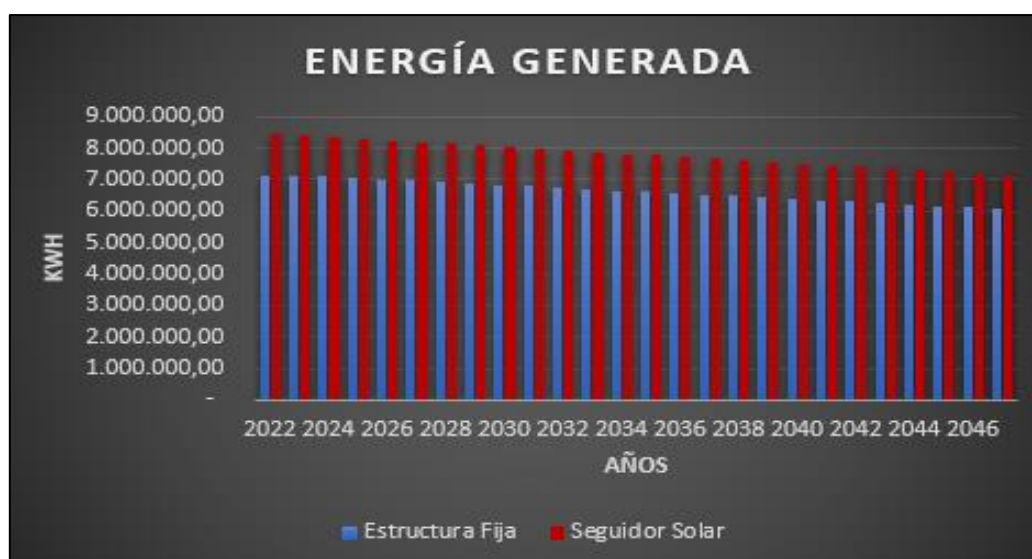


Figura 8.1: Comparativa energía generada 25 años. Fuente [Elaboración propia]

Según se puede observar en el gráfico anterior la energía generada es mucho mayor por parte de la alternativa 2, correspondiente a los seguidores solares, donde pese a que la potencia instalada es bastante inferior a la alternativa 1, la energía generada es mayor, esto se debe fundamentalmente a que los seguidores solares de dos ejes aprovechan una mayor cantidad de la radiación solar a lo largo de cada año.

Por lo que, en términos de energía, la mejor alternativa sería utilizar seguidores solares, pese a ello, no es el único criterio a evaluar dentro de un estudio de viabilidad, sino que es necesario conocer si la energía generada es suficiente como para hacer frente al considerable aumento de precio de una instalación de este tipo con respecto a las instalaciones sobre estructuras fijas.

8.2 COMPARATIVA ECONÓMICA

Se procederá a realizar un análisis económico basado en el VAN, el TIR, y el Payback obtenidos anteriormente para cada una de las alternativas estudiadas.

Tabla 8.2: Resumen de las alternativas. Fuente: [Elaboración propia]

RESUMEN ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS			
ALTERNATIVA	VAN	TIR	Payback
Estructura fija	18.548.318,29 €	0	4,15
Seguidores solares	17.967.839 €	0	8,8

Observando la tabla anterior, se puede deducir que ambas alternativas son rentables al mostrar valores de VAN elevados y positivos, el TIR es idéntico para ambas alternativas, y el elemento diferencial en este caso es el Payback o tiempo de retorno de la inversión siendo considerablemente inferior para la alternativa 1 correspondiente la instalación sobre estructura fija, debido a esto y a sabiendas que en 25 años la ganancia va a ser idéntica entre ambas alternativas, se procederá a realizar el proyecto utilizando la alternativa 1, instalación sobre estructuras fijas.

9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente Trabajo Fin de Master se ha estudiado la viabilidad energética y económica de una instalación solar fotovoltaica en el término municipal de Santovenia de la Valduncina, más concretamente en el pueblo de Quintana de Raneros, en la provincia de León.

Se han analizado dos alternativas diferentes para la construcción de dicha instalación fotovoltaica con el objetivo de determinar cuál de ellas representa la mejor solución para el terreno disponible. reducir en la medida de lo posible.

Las alternativas estudiadas han sido:

En primer lugar, la disposición de los módulos solares fotovoltaicos sobre estructura fija, donde además se realizó otro breve análisis de la mejor de las alternativas para la disposición de los módulos sobre ellas, de donde fue posible extraer que la mejor de las opciones para las parcelas seleccionadas era la disposición 3H.

En segundo lugar, se estudió la posibilidad de realizar la instalación de los módulos solares fotovoltaicos sobre seguidores solares de dos ejes, que funcionan siguiendo la trayectoria del sol, es gracias a esto que se obtiene una ganancia de aproximadamente el 40 % por encima de la generada con estructuras fijas.

A partir del cálculo de las diferentes alternativas se han extraído las siguientes conclusiones:

- La producción energética a lo largo de un año es mayor en la instalación sobre seguidores solares que en la instalación solar fotovoltaica sobre estructura fija, como era previsible desde un primer momento, ya que la cantidad de radiación solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos es superior gracias a los dispositivos de seguimiento solar.
- El precio de la instalación sobre seguidores solares es considerablemente más elevado que el de las instalaciones solares fotovoltaicas sobre estructura fija, aproximadamente un 38 % superior.
- Los seguidores solares permiten aprovechar mejor la geometría de las diferentes parcelas, sin embargo, las parcelas seleccionadas para su estudio disponen de una geometría óptima para el aprovechamiento del terreno por medio de estructuras fijas.
- Ambas alternativas presentan un VAN similar, en cambio el Payback time o periodo de retorno de la inversión es considerablemente inferior en la instalación sobre estructuras fijas.
- La rentabilidad de la instalación sobre estructuras fijas es considerablemente mayor a la obtenida por los seguidores solares.

Se concluye por tanto que la solución para realizar el proyecto debe de ser la alternativa 1 correspondiente la instalación sobre estructura fija, ya que, pese a que a que en 25 años la ganancia va a ser idéntica entre ambas alternativas, el tiempo de recuperación de la inversión es considerablemente menor.

9.1 TRABAJOS FUTUROS

Se propone para la continuación del presente trabajo, o la elaboración de nuevos, los siguientes puntos:

- Realizar un estudio comparativo en profundidad de las diferentes disposiciones de módulos fotovoltaicos sobre estructuras fijas.
- Realizar un estudio comparativo en profundidad de las diferentes disposiciones de los seguidores solares.
- Realizar el mismo estudio en una parcela o parcelas con otro tipo de geometría, con el fin de determinar que se trata de un factor determinante.
- Cambiar la ubicación de la instalación y observar la diferente cantidad de energía producida en función de la ubicación.
- Evaluar económicamente y estudiar la amortización de las diferentes estructuras para cada tecnología de panel instalado
- Realizar un proyecto detallado de la alternativa más viable.
- Realizar un estudio económico de la alternativa más viable, incluyendo posibles subvenciones, préstamos, amortizaciones...

LISTA DE REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Ignacio del Castillo Campos, “PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL 2020.”
- [2] “La demanda de energía eléctrica de España aumenta un 7,8% en junio | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/07/la-demanda-de-energia-electrica-de-espana-aumenta-7-8-por-ciento-junio> (accessed Jan. 03, 2022).
- [3] “Objetivos y metas de desarrollo sostenible – Desarrollo Sostenible.” <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accessed Oct. 21, 2021).
- [4] Real Decreto 244/2019, “BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,” Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: <http://www.boe.es>.
- [5] comercio y turismo. E. R. de la E. (EREN) Junta de Castilla y León –Consejería de industria, “Manual del proyectista energía solar fotovoltaica.”
- [6] “PVsyst – Logiciel Photovoltaïque.” <https://www.pvsyst.com/> (accessed Jan. 03, 2022).
- [7] “Quintana de Raneros - Google Maps.” <https://www.google.com/maps/place/24391+Quintana+de+Raneros,+León/@42.5466819,-5.6431988,15z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0xd3784976e344b43:0xe5b563eb25725562!8m2!3d42.546667!4d-5.634444> (accessed Jan. 03, 2022).
- [8] “Sede Electrónica del Catastro - Fondo mapa de España.” <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?refcat=24165A01500403&from=OVCBusqueda&pest=rc&final=&RCCompleta=24165A01500403&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=&anyotem=&del=24&mun=165> (accessed Jan. 03, 2022).
- [9] “Obama: ‘El cambio climático es la mayor amenaza para nuestro futuro’ | Internacional | EL PAÍS.” https://elpais.com/internacional/2015/08/03/actualidad/1438626306_883702.html (accessed Oct. 21, 2021).
- [10] “Los científicos advierten que en los próximos 5 años seguirá aumentando la temperatura mundial | Noticias ONU.” <https://news.un.org/es/story/2020/07/1477161> (accessed Oct. 23, 2021).

- [11] U. Nations, “Datos de interés | Naciones Unidas,” Accessed: Oct. 21, 2021. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/science/key-findings>.
- [12] M. Gérard, M. Vanderplanck, T. Wood, and D. Michez, “Global warming and plant–pollinator mismatches,” *Emerg. Top. Life Sci.*, vol. 4, no. 1, pp. 77–86, Jul. 2020, doi: 10.1042/ETLS20190139.
- [13] S. Alfonso, M. Gesto, and B. Sadoul, “Temperature increase and its effects on fish stress physiology in the context of global warming,” *J. Fish Biol.*, vol. 98, no. 6, pp. 1496–1508, Jun. 2021, doi: 10.1111/JFB.14599.
- [14] “PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.”
- [15] “Todavía es posible alcanzar la segunda fase de reducción de emisiones de Kyoto pero es necesaria más ambición | CMNUCC.” <https://unfccc.int/es/news/todavia-es-posible-alcanzar-la-segunda-fase-de-reduccion-de-emisiones-de-kyoto-pero-es-necesaria-mas> (accessed Oct. 25, 2021).
- [16] “International Energy Outlook Electricity - Increases in electricity generation are primarily from renewable generation sources - U.S. Energy Information Administration (EIA).” <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/electricity/sub-topic-01.php> (accessed Oct. 21, 2021).
- [17] K. Saidi and A. Omri, “The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energy-consuming countries,” *Environ. Res.*, vol. 186, p. 109567, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.ENVRES.2020.109567.
- [18] R. Ploetz, “RENEWABLE ENERGY: ADVANTAGES AND DISADVANTAGES.”
- [19] “INEbase / Industria, energía y construcción / Industria y energía / Índices de precios industriales / Últimos datos.” https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736147699&menu=ultiDatos&idp=1254735576715 (accessed Oct. 22, 2021).
- [20] “Índice 0. INTRODUCCIÓN.”
- [21] A. Internacional de Energías Renovables, “Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050, Resumen Ejecutivo,” 2018, Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: www.irena.org.
- [22] “Las prioridades de inversión diferencian a los líderes digitales.” <https://www.bcg.com/en-es/press/20september2019-actuar-para-combatir-el-cambio-climatico-es-mas-rentable-que-la-inaccion> (accessed Oct. 25, 2021).

- [23] U. De, A. España, G. Urrutia, R. ; Madrid Ruiz, and F. Javier, “Investigaciones Geográficas (Esp),” Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=17618748005>.
- [24] Viaintermedia.com, “Panorama - Los muchos beneficios socio-económicos de las energías renovables - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.,” Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: [%3Cbr /%3E %3Cb%3ENotice%3C/b%3E: Undefined in %3Cb%3E/home/energias/public_html/modulos/modulosprincipales/metas.php%3C /b%3E on line %3Cb%3E21%3C/b%3E%3Cbr /%3E](#).
- [25] “energía | Definición | Diccionario de la lengua española | RAE - ASALE.” <https://dle.rae.es/energía#EpHq9Bl> (accessed Oct. 21, 2021).
- [26] wwwreees, “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020.,” 2020, Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/glosario>.
- [27] “Instalaciones de placas solares para grandes clientes | Enaltia Solar.” <https://enaltiasolar.es/plantas-conectadas-a-red/> (accessed Dec. 03, 2021).
- [28] “ASDN - Energy - Solar Cells.” <https://asdn.net/asdn/energy/solar.php> (accessed Dec. 03, 2021).
- [29] “Photovoltaic system - Energy Education.” https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_system (accessed Dec. 04, 2021).
- [30] “Celda fotovoltaica. ¿Qué es y cómo funciona una celda solar?” <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica> (accessed Dec. 04, 2021).
- [31] “Cómo funciona una célula fotovoltaica - ATERSA.” <https://atersa.shop/como-funciona-una-celula-fotovoltaica/> (accessed Dec. 04, 2021).
- [32] “¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?” <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/> (accessed Dec. 04, 2021).
- [33] “Tipos de conexión de los paneles solares y qué tener en cuenta.” <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-de-las-placas-solares-tipos-y-puntos-a-tener-en-cuenta> (accessed Dec. 04, 2021).
- [34] “Estructuras fijas Solares para Sistemas y Plantas Solares.” <https://www.axialstructural.com/estructuras-fijas> (accessed Dec. 04, 2021).

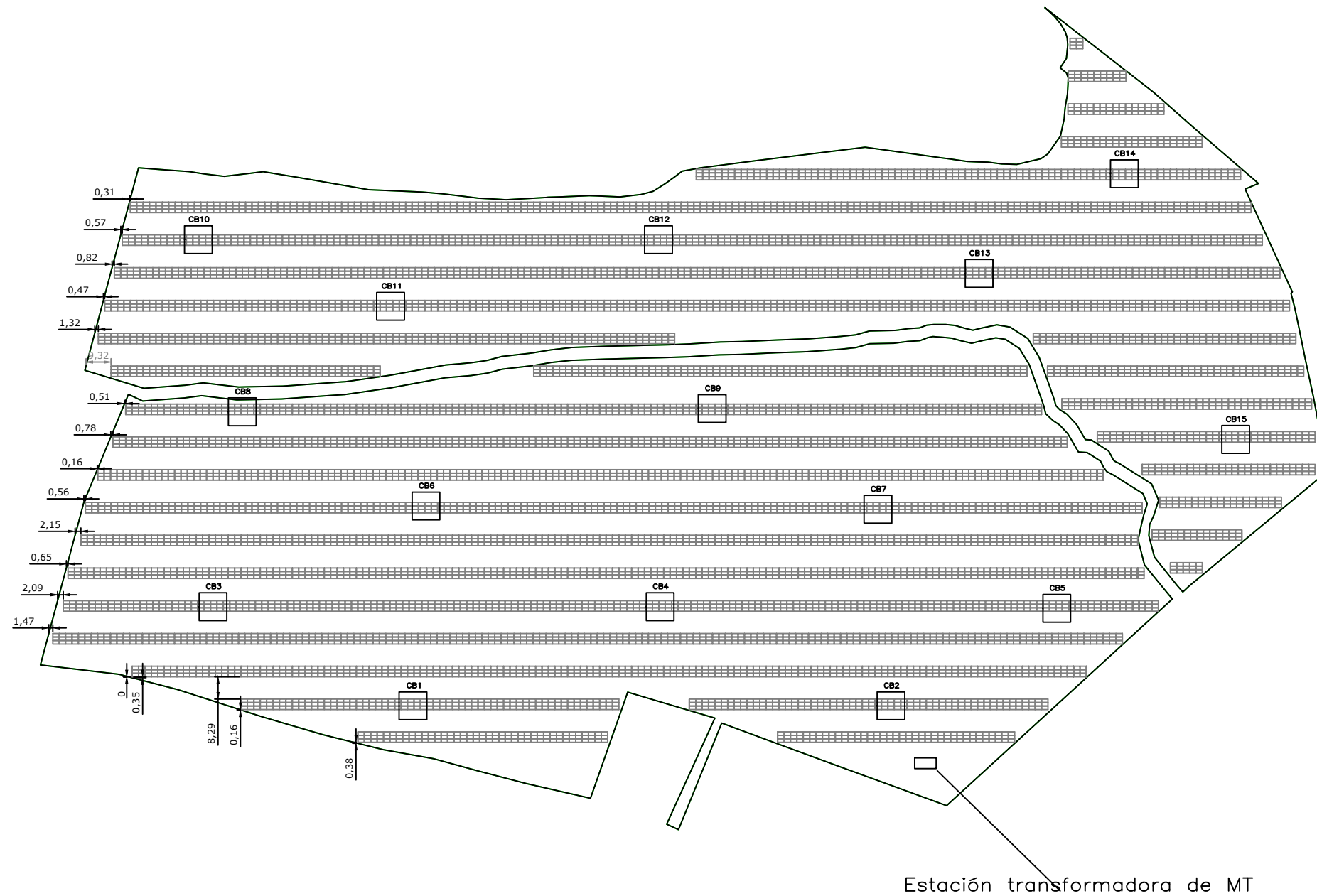
- [35] M. Russo and M. Ceccarelli, “Mechanism Designs for Solar Tracking,” pp. 241–249, 2022, doi: 10.1007/978-3-030-87383-7_26.
- [36] “Seguidor Solar: Te contamos qué es y para qué sirve - La Energía Solar.” <https://www.laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/seguidor-solar/> (accessed Jan. 14, 2022).
- [37] “Seguidor Solar de doble eje simple / Paso 3: Tipos de seguidores - askix.com.” https://www.askix.com/seguidor-solar-de-doble-eje-simple_4.html (accessed Dec. 04, 2021).
- [38] “Qué es un Inversor Solar | Servicios de Autoconsumo Factorenergía.” <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/que-es-un-inversor-solar/> (accessed Dec. 04, 2021).
- [39] “Sistema SCADA Y PPC Planta Fotovoltaica - YouTube.” <https://www.youtube.com/watch?v=2wCGpjglOQM> (accessed Dec. 04, 2021).
- [40] “Instalacion fotovoltaica aislada - HelioEsfera.” <https://www.helioesfera.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/> (accessed Dec. 04, 2021).
- [41] “【 Instalaciones conectadas a red - Energía Solar Fotovoltaica 】.” <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-fotovoltaica/instalaciones-conectadas-a-red-137008> (accessed Dec. 04, 2021).
- [42] C. F. González, J. A. C. De Santayana, and F. M. Gómez, “Photovoltaic Solar Energy in Spain’s Renewable Energy Development Plan,” *Sixt. Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, pp. 2977–2979, Nov. 2020, doi: 10.4324/9781315074405-240.
- [43] “Presente y futuro de la energía fotovoltaica en España | AEQ.” <https://www.aeqenergia.com/blog/presente-y-futuro-de-la-energia-fotovoltaica-en-espana> (accessed Dec. 04, 2021).
- [44] “BOE.es - BOE-A-2015-10927 Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.” <https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/10/09/900> (accessed Jan. 03, 2022).
- [45] “EU Market Outlook for Solar Power 2019-2023 – SolarPower Europe.” <https://www.solarpowereurope.org/eu-market-outlook-for-solar-power-2019-2023/> (accessed Dec. 04, 2021).
- [46] “Medium Voltage Power Station 4000 / 4200 / 4400 / 4600 | SMA Solar.”

- <https://www.sma.de/es/productos/estaciones-de-potencia/medium-voltage-power-station-4600.html> (accessed Feb. 16, 2022).
- [47] “Medidas de Seguridad en el Montaje de Seguidores Solares en Parques Fotovoltaicos - Grupo Labore.” <https://www.grupolabore.com/blog/2021/04/23/medidas-seguridad-montaje-seguidores-solares-parques-fotovoltaicos/> (accessed Feb. 04, 2022).
- [48] “‘REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN’ Comunidad de Madrid.”
- [49] “Custom Combiner Box Distributor | BENY Electric.” https://www.beny.com/combiner-box/?gclid=Cj0KCQiA3rKQBhCNARIsACUEW_b9yx1Df7kaQh4-m8ziyeuVXDK_HYF-zNvFNKfiyRZ_QphuRTcL6L8aAk5PEALw_wcB (accessed Feb. 16, 2022).
- [50] “CGMCOSMOS Aparamenta de MT para Soluciones de redes de distribución,” Accessed: Feb. 16, 2022. [Online]. Available: www.ormazabal.com.
- [51] S. A. Solar Technology, “MV Power Station 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2 - Solución llave en mano para centrales fotovoltaicas.”
- [52] “6.4.- Mejora de la puesta a tierra. Sales electrolíticas. | IDI03.- Operaciones a realizar en los CT.” https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IDI/IDI03/es_IEA_IDI03_Contenidos/website_64_mejora_de_la_puesta_a_tierra_sales_electroliticas.html (accessed Feb. 10, 2022).
- [53] “Plan Solar de Castilla y León | Energía y Minería | Junta de Castilla y León.” <https://energia.jcyl.es/web/es/energias-renovables-ordenacion-energetica/plan-solar-castilla-leon.html> (accessed Jan. 03, 2022).
- [54] “Vertex TSM-DE18M(II) | Trina Solar.” <https://www.trinasolar.com/es/product/VERTEX-DE18MII> (accessed Jan. 03, 2022).
- [55] “SINACON PV Photovoltaic Central Inverter.”
- [56] S. A. Solar Technology, “SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV - El nuevo Sunny Central: más potencia por metro cúbico.”
- [57] “Estructura Fija BRAUX ®,” Accessed: Jan. 03, 2022. [Online]. Available: www.braux.es.
- [58] S. A. Solar Technology, “Accesorios para inversor central SUNNY STRING-


- MONITOR SSM16-11/SSM24-11 Instrucciones de instalación.”
- [59] “Solflex H1Z2Z2-K | Miguelez - Cables Eléctricos.”
<https://www.miguelez.com/es/solflex-h1z2z2-k> (accessed Feb. 04, 2022).
- [60] “Especificación Técnica,” Accessed: Feb. 08, 2022. [Online]. Available:
<https://www.miguelez.com/es/declaracion-de-prestaciones-dop>.
- [61] “Cables NA2XSH / NA2XS(F)H / NA2XS(FL)H 12/20 kV | Eland Cables.”
<https://www.elandcables.com/es/cables/na2xsh-na2xs-f-h-na2xs-fl-h-12-20kv-cable>
(accessed Feb. 08, 2022).
- [62] “Alambres y Cables Desnudos,” 2015, Accessed: Feb. 08, 2022. [Online]. Available:
www.viakon.com.
- [63] “10x38 gPV | Catálogo de productos Weidmüller.”
<https://catalog.weidmueller.com/catalog/Start.do?localeId=es&ObjectID=group3014885097273> (accessed Feb. 09, 2022).
- [64] “Manufacture and design of industrial electrical equipment | Telergon.”
[https://www.telergon.es/en/Telergon/Products/Switch-disconnectors/Switch-disconnectors-0-1-DC/Switch-disconnectors-0-1-DC-S5-S5N-4P-1000-1/S5-DC-Size-1-4P-\(100A-160A-250A-400A\)-1000Vdc.aspx](https://www.telergon.es/en/Telergon/Products/Switch-disconnectors/Switch-disconnectors-0-1-DC/Switch-disconnectors-0-1-DC-S5-S5N-4P-1000-1/S5-DC-Size-1-4P-(100A-160A-250A-400A)-1000Vdc.aspx) (accessed Feb. 09, 2022).
- [65] “Descargador de sobretensión Dehn DEHNguard M YPV 1200 FM Tipo 2 952565.”
<https://www.elettronew.com/es/diferencial-e-interruptores/descargador-de-sobretension-dehn-dehnguard-m-ypv-1200-fm-tipo-2-952565-28224.html> (accessed Feb. 10, 2022).
- [66] S. A. Solar Technology, “MV Power Station 2200-S2 / 2475-S2 / 2900-S2 - Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems.”
- [67] “Fichas técnicas > Seguidores Solares > Productos > Inicio.”
<http://www.adestv.com/energias-renovables/energia-solar/seguidor-solar/fichas-tecnicas/id/251> (accessed Jan. 03, 2022).
- [68] “Panel Solar 650W Monocrystalline 37.4V 132 cells 2384×1303×35 mm | VERTEX Series | TRINA SOLAR | Techno Sun Webportal B2B.”
<https://b2b.technosun.com/shop/product/sol0351-panel-solar-650w-mono-perc-tsm-de21-650w-37-4v-132-cells-2384130335mm-vertex-series-trina-solar-33700?category=2177#attr=5285,5291,5294,5286,5288,5290,5287,5289,5292,5293>
(accessed Feb. 17, 2022).

ANEXO DE PLANOS

- PLANO 1: ALTERNATIVA 1: DISPOSICIÓN ESTRUCTURA FIJA
- PLANO 2: ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA: ESQUEMA UNIFILAR I
- PLANO 3: ALTERNATIVA 1: ESTRUCTURA FIJA: ESQUEMA UNIFILAR II
- PLANO 4: ALTERNATIVA 2: DISPOSICIÓN SEGUIDORES SOLARES
- PLANO 5: ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES: ESQUEMA UNIFILAR I
- PLANO 6: ALTERNATIVA 2: SEGUIDORES SOLARES: ESQUEMA UNIFILAR II

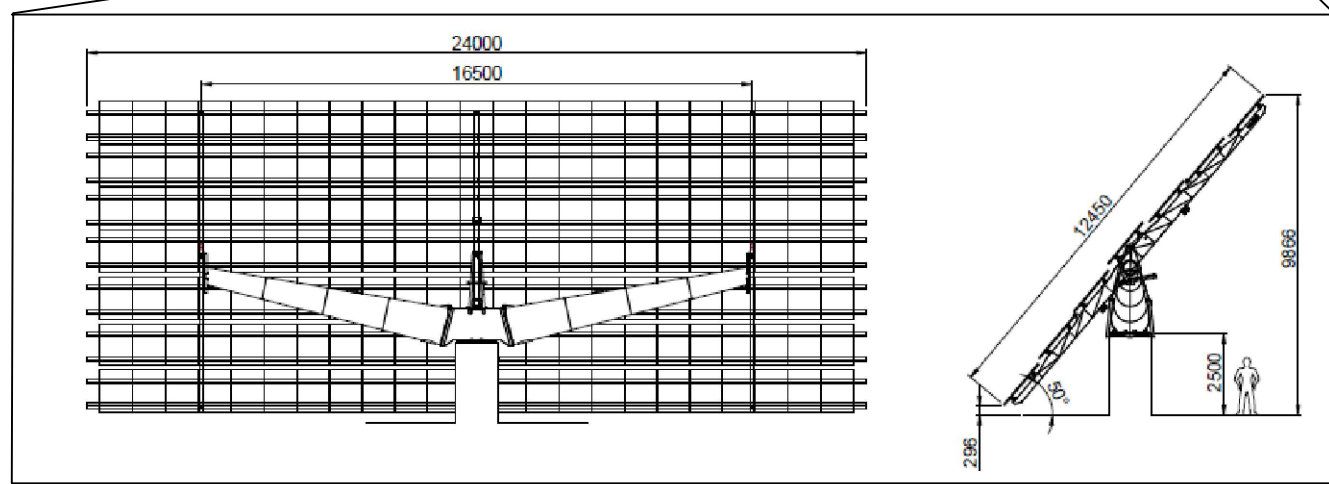


Estación transformadora de MT

	Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial
	TITULACIÓN: MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
FECHA: 18/02/2022	PROYECTO: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 4,21 MW EN SANTO VENIA DE LA VALDUNCINA
FIRMA: E.LORENZANA	
ESCALA: 1:2000	AUTOR: EDUARDO LORENZANA GONZÁLEZ
nº PLANO: 01	TÍTULO: ALTERNATIVA 1 :DISPOSICIÓN ESTRUCTURA FIJA

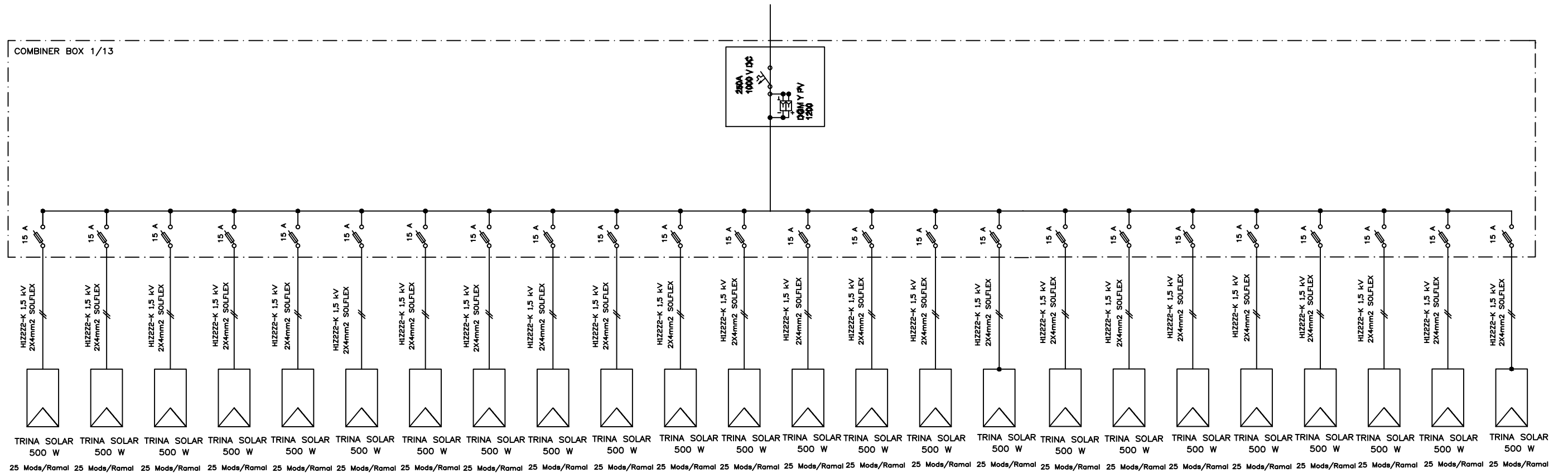



Estación transformadora de MT

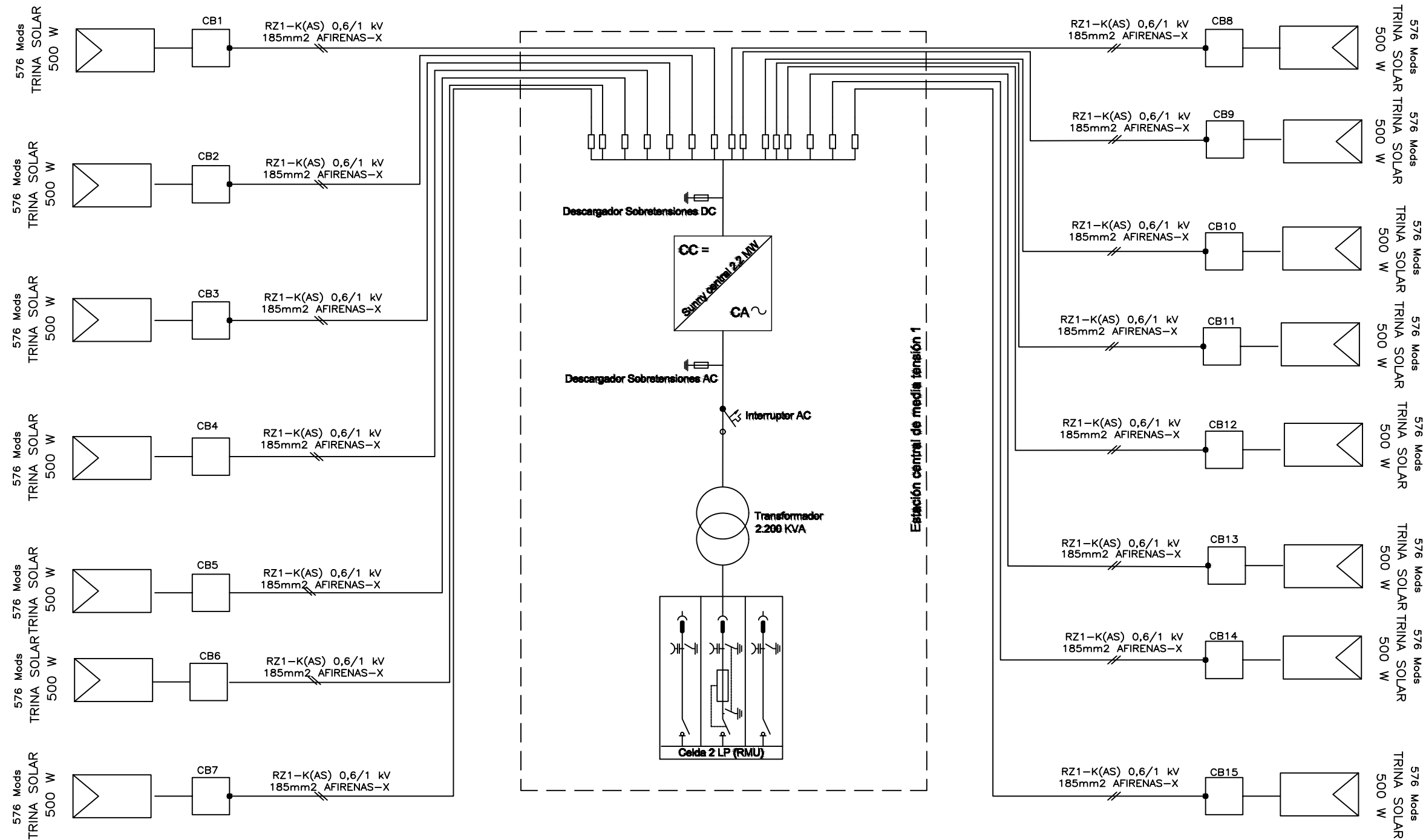



DETALLE SEGUIDOR SOLAR

	Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial
	TITULACIÓN: MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
FECHA: 18/02/2022	PROYECTO: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 4,32 MW EN SANTOVENIA DE LA VALDONCINA
FIRMA: E.LORENZANA	AUTOR: EDUARDO LORENZANA GONZÁLEZ
ESCALA: 1:2000	TÍTULO: ALTERNATIVA 2: DISPOSICIÓN SEGUIDORES SOLARES
nº PLANO: 04	



	Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial
	TITULACIÓN: MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
FECHA: 17/02/2022	PROYECTO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 4,32 MW EN SANTOVENIA DE LA VALDONCINA, LEÓN.
FIRMA: E.LORENZANA	
ESCALA: -	AUTOR: EDUARDO LORENZANA GONZÁLEZ
nº PLANO: 05	TÍTULO: ALTERNATIVA 2:SEGUIDORES SOLARES:ESQUEMA UNIFILAR I



	Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial
	TITULACIÓN: MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
FECHA: 17/02/2022	PROYECTO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 4,32 MW EN SANTOVENIA DE LA VALDONCINA, LEÓN.
FIRMA: E. LORENZANA	
ESCALA: -	AUTOR: EDUARDO LORENZANA GONZÁLEZ
nº PLANO: 06	TÍTULO: ALTERNATIVA 2:SEGUIDORES SOLARES:ESQUEMA UNIFILAR II