



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN JEREZ DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Autor: Carlos Higuera Higuera
Director: Miguel Ángel Jimeno Hidalgo

Madrid, Junio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño y optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

HIGUERA
HIGUERA
CARLOS -
31027381J

Firmado
digitalmente por
HIGUERA HIGUERA
CARLOS - 31027381J
Fecha: 2025.06.23
10:21:28 +02'00'

Fdo.: Carlos Higuera Higuera

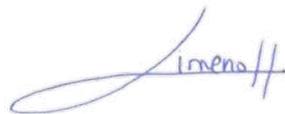
Fecha: .23./ .06./ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Miguel Ángel Jimeno Hidalgo

Fecha: 23./ .06./ .2025





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN JEREZ DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Autor: Carlos Higuera Higuera
Director: Miguel Ángel Jimeno Hidalgo

Madrid

Agradecimientos

Este documento refleja el trabajo de una persona, pero el apoyo y las enseñanzas de mucha gente. Es de bien nacidos ser agradecidos, por eso es momento de agradecer.

En primer lugar, a mi familia; mis padres y mi hermano que siempre han estado apoyándome en estos seis largos años. También a los que ya no están pero que siento cerca apoyándome silenciosamente y a los que también les debo mucho.

A mis compañeros de clase y amigos que estos seis años me han ayudado tanto y nos hemos apoyado mutuamente.

Finalmente, a mis compañeros de Iberdrola donde a través de mis prácticas he podido obtener conocimientos y actitud crítica, plasmándolo en este proyecto.

DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN JEREZ DE LA FRONTERA (CÁDIZ)

Autor: Higuera Higuera, Carlos.

Director: Jimeno Hidalgo, Miguel Ángel.

Entidad Colaboradora: Iberdrola

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño y optimización de una planta fotovoltaica reduciendo costes y aumentando la competitividad de esta. El proceso de diseño y optimización se basa en muchos casos en cargas cíclicas que permita dicha optimización.

Palabras clave: Módulo, Transformador, LCOE, Optimización, Planta fotovoltaica

1. Introducción

España es un país con gran cantidad recurso solar, por eso es una gran oportunidad de negocio la instalación de plantas fotovoltaicas. Aunque sea una gran oportunidad, este sector es altamente competitivo, de manera que se han de dimensionar todos los equipos con el objetivo de reducir CapEx, que deriva en una reducción del LCOE (Levelized Cost Of Energy).

2. Definición del proyecto

El proyecto se basa en el diseño detallado y optimización de una planta fotovoltaica partiendo de un terreno situado en la provincia de Cádiz. Se plantearán varios diseños en paralelo teniendo en cuenta las condiciones de contorno como el emplazamiento, el código de red y la propia seguridad de planta. Tras la selección del mejor diseño en base al LCOE, se realizarán algunas optimizaciones en determinados equipos con el objetivo de reducir aún más el LCOE.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El sistema que se va a diseñar y optimizar es el propio de una planta fotovoltaica en el que se ha de convertir la energía solar en energía eléctrica de conexión a la red. Se transforma a través del módulo a corriente continua en 1.500 V, posteriormente se eleva la tensión a 30 kV junto con un paso a corriente alterna a través de inversores. Finalmente se inyecta a la red elevando la tensión a 220 kV con un transformador de 110 MVA a través de una línea subterránea de 2,84 km. La Ilustración 1 describe gráficamente todo el sistema objeto de diseño y optimización.



Ilustración 1: Esquema de la planta fotovoltaica (Fuente: Elaboración Propia)

A partir de este esquema y estos equipos se plantean distintas alternativas de diseño, variando distintos parámetros. Teniendo planteados los diseños se obtiene la inversión inicial (CapEx), los gastos operativos (OpEx) y la producción de electricidad.

4. Resultados

Tras haber analizado los distintos diseños con los tres parámetros, se calcula el coste normalizado de la energía (LCOE). Este indicador muestra el coste de producir una unidad de energía, siendo el mejor diseño el que tenga menor LCOE.

Pese a un aumento de coste principalmente en coste de inversión de los diseños con estructura de seguidor, el aumento de producción de estos conlleva una reducción de LCOE.

Datos						
Estructura	Estructura fija			Estructura seguidor		
Ratio DC/AC POI	1,25	1,30	1,35	1,25	1,30	1,35
Potencia instalada	125.194 kWp	130.313 kWp	135.497 kWp	125.150 kWp	130.313 kWp	135.475 kWp
Producción y CapEx						
Producción anual media	203.696,40 MWh	210.962,58 MWh	217.529,10 MWh	255.537,16 MWh	263.795,06 MWh	271.211,13 MWh
CapEx	81.571.789,04 €	83.865.434,06 €	86.082.477,14 €	94.157.002,84 €	96.657.405,16 €	99.375.573,32 €
OpEx	651,563 €/kWp	643,569 €/kWp	635,309 €/kWp	752,353 €/kWp	741,733 €/kWp	733,534 €/kWp
	1.998.470,00 €	2.079.875,00 €	2.162.255,00 €	2.212.830,00 €	2.303.248,00 €	2.394.310,00 €
	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	17,68 €/kWp-año	17,67 €/kWp-año	17,67 €/kWp-año
LCOE						
Coste Normalizado (CN)	8.200.894,6038 €	8.463.642,8055 €	8.722.326,7636 €	9.346.311,3523 €	9.634.880,6904 €	9.939.360,3276 €
LCOE	40,26 €/MWh	40,12 €/MWh	40,10 €/MWh	36,58 €/MWh	36,52 €/MWh	36,65 €/MWh

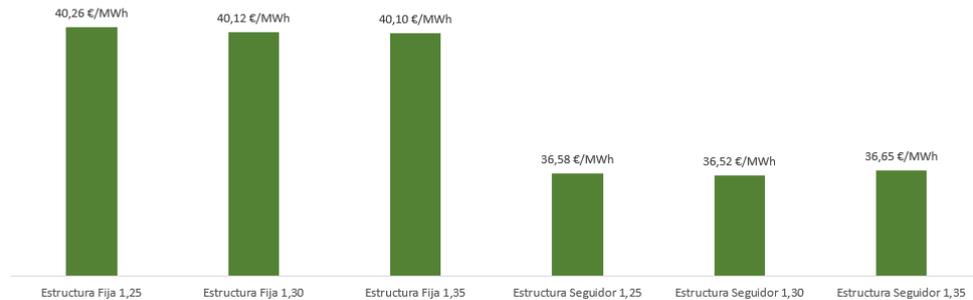


Ilustración 2: Resultados económicos del estudio de diseños (Fuente: Elaboración propia)

5. Conclusiones

La conclusión que se desprende es este análisis es que el diseño más rentable en función del LCOE es el de estructura seguidor con un ratio DC/AC POI de 1,30. Las optimizaciones posteriores que se realicen a partir del diseño general permitirán reducir aún más el coste normalizado de dicha unidad de energía vertida a la red.

El diseño escogido supone, con respecto al peor diseño, un ahorro de 3,74 € por cada MWh de energía producido. Suponiendo que la producción media de los diseños es de 237.453,77 MWh, resulta en 888.077,08€ anuales de ahorro en cuanto a coste.

DESIGN AND PERFORMANCE OPTIMIZATION OF A PHOTOVOLTAIC PLANT IN JEREZ DE LA FORNTERA (CÁDIZ)

Author: Higuera Higuera, Carlos.

Supervisor: Jimeno Hidalgo, Miguel Ángel

Collaborating Entity: Iberdrola

ABSTRACT

The project consists of the design and optimization of a photovoltaic plant, aiming to reduce the costs and increase its competitiveness. The design and optimization process is often based on cyclic loads that enable such optimization.

Keywords: Module, Transformer, LCOE, Optimization, Photovoltaic Plant

1. Introduction

Spain is a country with abundant solar resources, which makes the installation of photovoltaic plants a great business opportunity. However, despite its potential, the sector is highly competitive, meaning that all equipment must be properly sized with the aim of reducing CapEx, which in turn lead to a reduction in the LCOE (Levelized Cost Of Energy).

2. Project definition

The project is based on the detailed design and optimization of a photovoltaic plant located in the province of Cádiz. Several designs will be proposed in parallel, taking into account boundary conditions such as site characteristics, grid code, and plant safety. After selecting the best design based on LCOE, further optimizations will be carried out on specific components in order to reduce the LCOE even further.

3. System/Model/Tool description

The system to be designed and optimized is a photovoltaic plant that converts solar energy into grid-connected electrical energy. The energy is first converted into 1,500V direct current through the modules. Then, the voltage is stepped up to 20 kV and converted into alternating current using inverters. Finally, the energy is injected into the grid by increasing the voltage to 220 kV with a 110 MVA transformer through a 2.84 km underground transmission line. Ilustración 3 shows the graphical system description.



Ilustración 3 – System description (Source: Own elaboration)

Based on this layout and selected equipment, various design alternatives are proposed by varying different parameters. Once the design are defined, the initial investment (CapEx), operating expenses (OpEx), and electricity production are calculated.

4. Results

After analyzing the different designs using these three parameters, the Levelized Cost of Energy is calculated. This indicator reflects the the cost of producing one unit of energy, with the best design being the one with the lowest LCOE. Despite an increase in costs - mainly due to higher investment costs- in the tracker structure designs, the resulting increase in energy production leads to a reduction in the LCOE.

Datos						
Estructura	Estructura fija			Estructura seguidor		
Ratio DC/AC POI	1,25	1,30	1,35	1,25	1,30	1,35
Potencia instalada	125.194 kWp	130.313 kWp	135.497 kWp	125.150 kWp	130.313 kWp	135.475 kWp
Producción y CapEx						
Producción anual media	203.696,40 MWh	210.962,58 MWh	217.529,10 MWh	255.537,16 MWh	263.795,06 MWh	271.211,13 MWh
CapEx	81.571.789,04 €	83.865.434,06 €	86.082.477,14 €	94.157.002,84 €	96.657.405,16 €	99.375.573,32 €
OpEx	651,563 €/kWp	643,569 €/kWp	635,309 €/kWp	752,353 €/kWp	741,733 €/kWp	733,534 €/kWp
	1.998.470,00 €	2.079.875,00 €	2.162.255,00 €	2.212.830,00 €	2.303.248,00 €	2.394.310,00 €
	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	17,68 €/kWp-año	17,67 €/kWp-año	17,67 €/kWp-año
LCOE						
Coste Normalizado (CN)	8.200.894,6038 €	8.463.642,8055 €	8.722.326,7636 €	9.346.311,3523 €	9.634.880,6904 €	9.939.360,3276 €
LCOE	40,26 €/MWh	40,12 €/MWh	40,10 €/MWh	36,58 €/MWh	36,52 €/MWh	36,65 €/MWh

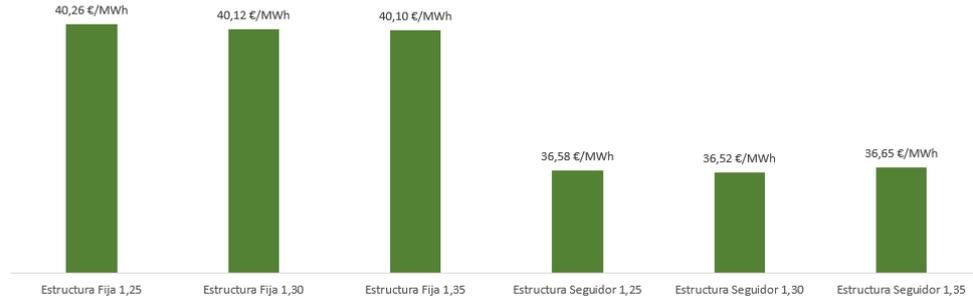


Ilustración 4 – Economical results after designs study (Source: Own elaboration)

5. Conclusions

The conclusion drawn from this analysis is that the most cost-effective design in terms of LCOE is the tracker structure with a DC/AC POI ratio of 1.30. Further optimizations based on the selected design will enable an even greater reduction in the levelized cost of the energy injected into the grid.

Compared to the least efficient design, the selected configuration results in savings of €3.74 per MWh of energy produced. Assuming an average production of 237,453.777 MWh, this translates into annual cost saving of €888,077.08.

Índice

Índice I

Índice de figuras	6
Índice de tablas 10	
Documento I Fundamentos teóricos y tecnológicos	12
Capítulo 1. Evolución histórica.....	13
Capítulo 2. Estado del arte	16
1. La energía solar en el mundo	16
2. El caso de España	17
3. Objetivo y motivación del proyecto	19
4. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)	20
5. Tecnología de planta	21
5.1 Módulos fotovoltaicos	22
5.2 Estructuras de soporte.....	29
5.3 Inversores	32
5.4 Línea de Media Tensión	36
5.5 Subestación elevadora.....	37
5.6 Línea de alta tensión	40
5.7 Protecciones	41
Capítulo 3. Radiación solar y pérdidas	43
1. Radiación solar	43
1.1 Tipos de radiación solar.....	43
2. Pérdidas	44
2.1 Pérdidas previas al panel.....	44
2.2 Pérdidas tras el panel.....	46
Capítulo 4. Aspectos legales y normativos.....	51
1. Permisos y Licencias	51

1.1 Licencia de obra.....	51
1.2 Licencia ambiental	51
2. Normativa Técnica	52
Capítulo 5. Modelo económico.....	53
1. Definiciones básicas	53
2. Formulación.....	53
2.1 Coeficientes utilizados.....	55
Capítulo 6. Puntos de optimización	57
1. Optimización de transformadores.....	57
1.1 Vida útil de un transformador	57
1.2 Variación de carga en el transformador	58
1.3 Herramienta de optimización.....	59
Documento II Memoria Técnica.....	61
Capítulo 1. Estudio del emplazamiento	62
1. Terreno	62
1.1 Información geográfica y catastral	62
1.2 Estudio Geotécnico.....	64
1.3 Estudio Hidrológico	65
1.4 Estudio Topográfico	65
1.5 Características climatológicas.....	66
2. Estudio del recurso solar	67
2.1 Fuente de datos utilizada.....	67
2.2 Parámetros Meteorológicos	68
2.3 Modelos meteorológicos.....	71
3. Punto de conexión a red (POI)	72
Capítulo 2. Equipos principales de planta.....	74
1. Módulo Fotovoltaico	74
2. Estructura	74
3. Inversor.....	75
Capítulo 3. Infraestructura de evacuación.....	76

1. Equipos.....	77
1.1 Subestación.....	77
1.2 Transformador.....	77
1.3 Línea de Alta Tensión (LAT)	77
Capítulo 4. Planteamiento de los diseños	79
1. Proceso de diseño	79
2. Parámetros de diseño.....	80
2.1 Cálculo del número de inversores	81
2.2 Cálculo de la longitud de string	89
2.3 Optimización del par Pitch-Tilt.....	94
2.4 Ratio DC/AC en el POI	96
2.5 Otros criterios de diseño	96
2.6 Resumen de casos a tratar.....	96
3. Diseño de la planta	97
3.1 Definición de la ubicación.....	97
3.2 Definición de los equipos	98
3.3 Definición del Layout	99
3.4 Simulación y obtención de mediciones.....	100
4. Cálculos de producción	104
4.1 Definición general del proyecto	104
4.2 Modelización de las variantes	104
4.3 Simulación y obtención de datos	120
Capítulo 5. Análisis de costes.....	122
1. Capital Expenditure (CapEx)	122
1.1 Coste Equipos Principales	122
1.2 EPC/BOP.....	123
1.3 Otros.....	127
1.4 Redes	127
1.5 Desarrollo	128
1.6 Contingencia.....	128
2. Operational Expenditure (OpEx).....	128
Capítulo 6. Modelo económico.....	130

1.	Estimación de coeficientes	130
1.1	Coste promediado del capital ($wacc$).....	130
1.2	Encarecimiento de los costes operativos (r_x)	131
2.	Estudio de los diseños	131
3.	Conclusiones	133
Capítulo 7. Diseño detallado del caso final y puntos de optimización		134
1.	Cálculo de secciones de cableado.....	134
1.1	Cableado de baja tensión	134
1.2	Cableado de media tensión	138
2.	Protecciones.....	143
2.1	Criterios de diseño	143
2.2	Protecciones cajas de strings.....	145
2.3	Protecciones inversores.....	147
2.4	Protecciones en los centros de transformación.....	148
2.5	Sistema de Puesta A Tierra (PAT).....	150
3.	Optimizaciones.....	153
3.1	Optimización del transformador	154
Capítulo 8. Bibliografía.....		160
Anexo A. Fichas SIGPAC.....		163
Anexo B. Año Meteorológico Tipo.....		170
Anexo C. Hoja de características. Módulo fotovoltaico.....		185
Anexo D. Hoja de características. Estructura seguidor.....		188
Anexo E. Hoja de características. Centro de Transformación (CT)		191
Anexo F. Placa de características. Transformador Faramax		194
Anexo G. Hoja de Características. Cable Alta Tensión		195
Anexo H. Cálculo del número de inversores		201

<i>Anexo I. Estudios económicos de los casos.....</i>	<i>202</i>
<i>Anexo J. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....</i>	<i>251</i>
<i>Documento III Planos.....</i>	<i>254</i>

Índice de figuras

Ilustración 1: Esquema de la planta fotovoltaica (Fuente: Elaboración Propia)	10
Ilustración 2: Resultados económicos del estudio de diseños (Fuente: Elaboración propia)	11
Ilustración 3 – System description (Source: Own elaboration).....	13
Ilustración 4 – Economical results after designs study (Source: Own elaboration).....	14
Ilustración 5: Potencia fotovoltaica instalada en España peninsular (Fuente: El Periódico de la Energía).....	15
Ilustración 6: Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo en 2023 (Fuente: Statista)	16
Ilustración 7: Potencias instaladas según tecnología (Fuente: REE).....	17
Ilustración 8: Estructura de generación por tecnologías (Fuente: REE)	18
Ilustración 9: Distribución porcentual del Mix energético en España (2014-2023) (Fuente: Zigor).....	19
Ilustración 10: Proyección de potencias instaladas en España (2019-2030) (Fuente: MITECO)	21
Ilustración 11: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos (Fuente: Carbonell, 2024).	22
Ilustración 12: Tipos de módulos solares convencionales (Fuente: Energías Renovables) 23	
Ilustración 13: Célula fotovoltaica tipo P (Fuente: Universidad de Buenos Aires).	24
Ilustración 14: Célula fotovoltaica tipo N (Fuente: Universidad de Buenos Aires).....	24
Ilustración 15: Panel solar con tecnología Half-Cell (Fuente: Iberdrola)	26
Ilustración 16: Módulos solares bifaciales instalados en 2V (Fuente: Univergy Solar)	27
Ilustración 17: Diferencia entre módulos monofaciales y bifaciales (Fuente: New Energy Equity)	27
Ilustración 18: Célula solar tipo PERC en comparación con la convencional (Fuente: OnaTermia).....	28
Ilustración 19: Diferencia de aumento de Bus bars en módulos (Fuente: MySunSolar)	29

Ilustración 20: Comparativa de producción de convencional vs doble-tilt (Fuente: Monosolar)	30
Ilustración 21: Recorridos del sol en el horizonte a lo largo del año (Fuente: PVSyst).....	31
Ilustración 22: Estructura de seguidor 1 eje 2V (Fuente: AlphaTracker).....	32
Ilustración 23: Funcionamiento de inversor (Fuente: Sundfields Europe).....	33
Ilustración 24: Sistema MPPT inversores (Fuente: Aliaga Ríos, Jorge).....	34
Ilustración 25: Centro de transformación (Fuente: Solar Builder).....	36
Ilustración 26: Transformador de potencia (Fuente: GE).....	39
Ilustración 27: Radiación solar (Fuente: REVE).....	43
Ilustración 28: Pérdida por sombreado parcial entre panel estándar y panel half-cell (Fuente: Plusenergy)	47
Ilustración 29: Clipping solar (Fuente: SunSol comunicación).....	48
Ilustración 30: Ubicación del papel aislante y diferencia entre nuevo y desgastado.	58
Ilustración 31: Producción media de una planta solar fija (Fuente: Elaboración Propia) ...	59
Ilustración 32: Parcelas para la construcción de la planta fotovoltaica (Fuente: Elaboración propia).....	63
Ilustración 33: Recorte del Mapa Geológico de España (Fuente: Instituto Geológico y Minero)	64
Ilustración 34: Mapa del riesgo de inundación (Fuente: Instituto Geográfico Nacional) ...	65
Ilustración 35: Precipitaciones y pérdidas por ensuciamiento (Fuente: Elaboración propia)	67
Ilustración 36: Irradiación Horizontal Global (Fuente: SolarGis®).....	69
Ilustración 37: Irradiación Directa Normal (Fuente: SolarGis®).....	70
Ilustración 38: Irradiación horizontal difusa (Fuente: SolarGis®).....	70
Ilustración 39: Temperatura media diaria medida a 2m (Fuente: SolarGis®)	71
Ilustración 40: POI La Cartuja (Fuente: Enel distribución)	72
Ilustración 41: Infraestructura de evacuación (Fuente: Elaboración propia)	76
Ilustración 42: Proceso de diseño (Fuente: Elaboración propia).....	80
Ilustración 43: Proceso de evaluación económica (Fuente: Elaboración propia).....	80
Ilustración 44: Esquema de caso de estudio (Fuente: REE).....	82

Ilustración 45: Condiciones del código de red (Fuente: REE)	83
Ilustración 46: Características de la línea de Alta Tensión (Fuente: Elaboración propia) ..	84
Ilustración 47: Datos del transformador de la subestación (Fuente: Elaboración propia)...	85
Ilustración 48: Pérdidas estimadas línea de Media Tensión (Fuente: Elaboración propia).	87
Ilustración 49: Relación de potencias en el cálculo del número de inversores (Fuente: Elaboración propia)	89
Ilustración 50: Escena para la simulación del cálculo de longitud de string (Fuente: PVSyst)	93
Ilustración 51: Herramienta de optimización pich-tilt para solar fija (Fuente: PVSyst®)..	95
Ilustración 52: Definición del emplazamiento en Rated Power®	98
Ilustración 53: Definición de la estructura fija (Fuente: Rated Power®).....	99
Ilustración 54: Requisitos de potencia (Fuente: Rated Power®)	100
Ilustración 55: Implementación del caso de seguidor con ratio DC/AC POI de 1,35 (Fuente: Rated Power®)	101
Ilustración 56: Comparativa visual de los BoP de los casos (Fuente: Elaboración Propia)	103
Ilustración 57: Parámetros de cada una de las variantes (Fuente: PVSyst ®).....	104
Ilustración 58: Parámetros de orientación en estructura fija (Fuente: PVSyst ®).....	105
Ilustración 59: Parámetros del sistema (Fuente: PVSyst ®)	106
Ilustración 60: Parámetros de pérdidas detalladas (Fuente: PVSyst®).....	107
Ilustración 61: Parametrización del parámetro térmico (Fuente: PVSyst®).....	108
Ilustración 62: Parametrización de las pérdidas en CC (Fuente: PVSyst®)	109
Ilustración 63: Parametrización de las pérdidas cable CA al transformador (Fuente: PVSyst®).....	110
Ilustración 64: Parametrización de pérdidas en el transformador MT (Fuente: PVSyst®)	111
Ilustración 65: Parametrización de pérdidas en el transformador de AT (Fuente: PVSyst®)	111
Ilustración 66: Parametrización de pérdidas del módulo (Fuente: PVSyst®).....	112
Ilustración 67: Parametrización de pérdidas de ensuciamiento (Fuente: PVSyst®).....	113

Ilustración 68: Parametrización de pérdidas IAM del módulo (Fuente: PVSyst®)	114
Ilustración 69: Degradación del módulo (Fuente: Vertex)	115
Ilustración 70: Parametrización del envejecimiento (Fuente: PVSyst®)	116
Ilustración 71: Horizonte y trayectorias solares (Fuente: PVSyst®)	117
Ilustración 72: Disposición de módulos para el estudio de casos (Fuente: PVSyst®).....	118
Ilustración 73: Definición de los diseños en estructura fija (Fuente: PVSyst®).....	119
Ilustración 74: Definición de particiones para estructura fija (Fuente: PVSyst®).....	120
Ilustración 75: Parametrización de gestión de la energía (Fuente:PVsyst®)	120
Ilustración 76: Evolución de las producciones de energía (Fuente: Elaboración propia) .	121
Ilustración 77: Métodos de instalación de cables en BT (Fuente: El libro blanco de la instalación)	135
Ilustración 78: Caja de string de 12 entradas (Fuente: Gave Electro).....	146
Ilustración 79: Celda de interruptor seccionador (Fuente: MESA).....	148
Ilustración 80: Celda de Protección de Transformador (Fuente: MESA)	149
Ilustración 81: Celda de unión/seccionador (Fuente: MESA).....	149
Ilustración 82: Carga del transformador de 100 MVA (Fuente: Elaboración Propia)	155
Ilustración 83: Grado de polimerización del transformador de 100 MVA (Fuente: Elaboración Propia)	156
Ilustración 84: Carga del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración Propia)	157
Ilustración 85: Temperaturas del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración Propia)	158
Ilustración 86: Grado de polimerización del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración propia)	159
Ilustración 87: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Fuente: ONU)	252

Índice de tablas

Tabla 1: Factores para la ecuación de Arrhenius (Fuente: IEC 60076-7)	60
Tabla 2: Resumen de parcelas	63
Tabla 3: Parámetros horarios (Fuente: SolarGis®)	68
Tabla 4: Relación de parámetros de diseño (Fuente: Elaboración Propia).....	81
Tabla 5: Puntos de operación del panel fotovoltaico (Fuente: Elaboración propia)	91
Tabla 6: Casos base objeto de estudio (Fuente: Elaboración propia).....	97
Tabla 7: Coste BoP de planta estructura fija (Fuente: Elaboración propia)	102
Tabla 8: Coste BoP de planta estructura seguidor (Fuente: Elaboración propia).....	102
Tabla 9: Elementos BoQ Obra Civil (Fuente: Elaboración propia)	124
Tabla 10: Elementos BoQ Sistema Eléctrico (Fuente: Elaboración propia)	125
Tabla 11: Elementos BoQ Montaje Mecánico (Fuente: Elaboración propia)	127
Tabla 12: OpEx (Fuente: Bloomberg®).....	129
Tabla 13: Datos para el cálculo del wacc (Fuente: Elaboración propia).....	130
Tabla 14: Parámetros y factores del modelo económico (Fuente: Elaboración propia)....	131
Tabla 15: Cálculos de LCOEs (Fuente: Elaboración Propia).....	132
Tabla 16: Intensidades máximas admisibles para conductores en BT (Fuente: El libro blanco de la instalación).....	135
Tabla 17: Coeficientes para cables enterrados con temperatura ambiente distinta de 25 °C (Fuente: El libro blanco de la instalación).....	139
Tabla 18: Coeficientes para cables enterrados con resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W (Fuente: Elaboración propia).....	140
Tabla 19: Fusibles normalizados (Fuente: Normas Iberdrola)	144
Tabla 20: Seccionadores normalizados (Fuente: Normas Iberdrola)	144
Tabla 21: Conductores de puesta a tierra (Fuente: REBT).....	150
Tabla 22: Estudio de la malla de tierra (Fuente: Elaboración Propia).....	153

Glosario de términos

TMY	Typical Meteorological Year (Año Meteorológico Tipo).
GHI	Global Horizontal Irradiation
DNI	Direct Normal Irradiation
DIF	Diffuse Horizontal Irradiation
SE	Sun Elevation
SA	Sun Aspect Angle
TEMP	Air Temperature at 2m
AP	Atmospheric Pressure
CapEx	Capital Expenditure
OpEx	Operation Expenditure
POI	Point of Interconexión
SET	Subestación Elevadora de Tensión

Documento I FUNDAMENTOS

TEÓRICOS Y TECNOLÓGICOS

Capítulo 1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Es un hecho que el mundo ha avanzado más en los últimos 40 años que en los dos últimos siglos. Los avances tecnológicos como Internet, los satélites y nuevas tecnologías de extracción de energía han dado al mundo un impulso a nivel de vida que ha provocado cambios de paradigmas como puede ser en el plano energético.

La tecnología objeto de estudio en este proyecto es la energía solar, concretamente la fotovoltaica. El primer panel solar de la historia se materializó a finales del siglo XIX, aunque el aprovechamiento solar se remonta a los orígenes de la humanidad ya que es una fuente de energía que proporciona luz y calor.

El ingeniero eléctrico Willoughby Smith, que utilizaba barras de selenio para detectar fallos en el cableado submarino, descubrió que la conductividad de las barras aumentaba de forma exponencial al ser expuestas a la energía solar. Smith publicó sus conclusiones; más tarde William Grylls Adams y Richard Evans Day, basándose en la publicación de Smith, concluyeron que la corriente se producía en el selenio por la acción de la luz (Wikipedia, 2024).

La continua investigación en el área permitió que en 1883 el inventor estadounidense Charles Fritts construyera la primera célula solar, que contaba con una eficiencia del 1%. El prototipo generaba una intensidad de corriente continua debida a la exposición directa y difusa (Wikipedia, 2025).

Los posteriores avances dieron lugar a un uso de la energía solar fotovoltaica principalmente en aplicaciones aeroespaciales en los años 50 ya que su precio era muy elevado. En el ámbito doméstico y comercial, el alto precio de estos módulos sumado al bajo coste de los combustibles fósiles convertía a los combustibles fósiles en la principal fuente de energía (Wikipedia, 2025).

Todo cambió en las décadas de 1970 y 1980 con la crisis del petróleo cuando el precio de los combustibles fósiles propició que el público mostrara interés en el sector renovable. Este

interés e inversiones produjeron mejoras en las eficiencias y redujeron costes de producción convirtiendo la energía solar en una alternativa accesible (El Periódico de la Energía, 2020).

En España, la primera planta de este tipo data del año 1984 cuando Iberdrola la construyó en San Agustín de Guadalix. La potencia instalada en este caso era de 100 kWp y fue la única de la península durante una década (El Periódico de la Energía, 2020)

El avance normativo se dio en 1998 con el Real Decreto 2818/1998 en el que se establecía una prima de 60 y 30 pesetas por cada kWh inyectado en la red para sistemas con potencia nominal inferior y superior a 5 kWp respectivamente. Más tarde, en el RD 1663/2000 se establecían las condiciones técnicas y administrativas para una apertura al sistema eléctrico español (El Periódico de la Energía, 2020).

El cambio regulatorio que pasó del sistema de primas al abono en función de la Tarifa Media de Referencia (TMR) a tarifas reguladas fijas supuso un beneficio a las grandes empresas generadoras. Este cambio se ve reflejado en el aumento de potencia fotovoltaica instalada en el año 2006 representado en la Ilustración 5. En solo dos años, la fotovoltaica pasó a superar la energía hidráulica por bombeo puro en España (El Periódico de la Energía, 2020).

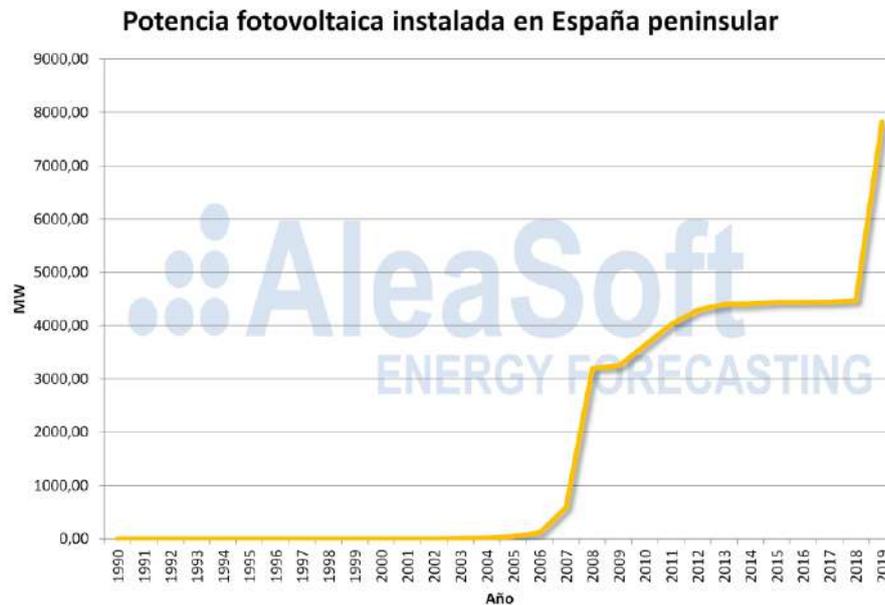


Ilustración 5: Potencia fotovoltaica instalada en España peninsular (Fuente: El Periódico de la Energía)

La Ilustración 5 muestra cómo ese cambio regulatorio afectó positivamente al incremento de la potencia instalada y como a partir del 2018 se constata otro gran aumento.

La llegada de internet y otros avances ha permitido una reducción de costes, además ha incrementado la demanda energética. El interés e inversión han actuado como catalizador del avance llegando a módulos con un 23% de eficiencia. En febrero del 2025, la solar fotovoltaica se ha alzado como la tecnología energética con más potencia instalada en España, superando a la eólica por primera vez en la historia del país.

En conclusión, puede afirmarse que cada uno de los avances tecnológicos acontecidos ha transformado significativamente los hábitos de vida de la sociedad. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se perfila como una de las tecnologías energéticas más prometedoras para liderar el desarrollo sostenible en un futuro cercano. Todo esto con un aumento de tecnologías que complementen esta tecnología fotovoltaica con el objetivo de dotar de robustez y estabilidad a la red. Si bien es cierto que estas tecnologías con las más respetuosas con el medio ambiente también deben ser estables en cuanto a la frecuencia evitando un posible apagón, de ahí también la necesidad de tecnologías síncronas en la red.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

Este capítulo tiene como objetivo presentar los avances más relevantes y establecer el punto de partida desde el cual se desarrolla este proyecto. Estos avances sientan las bases para el análisis posterior y contextualizan la tecnología en su estado actual.

1. LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO

Las plantas fotovoltaicas están instaladas en numerosos países del mundo. La Ilustración 6 muestra la potencia instalada por país en el año 2023.

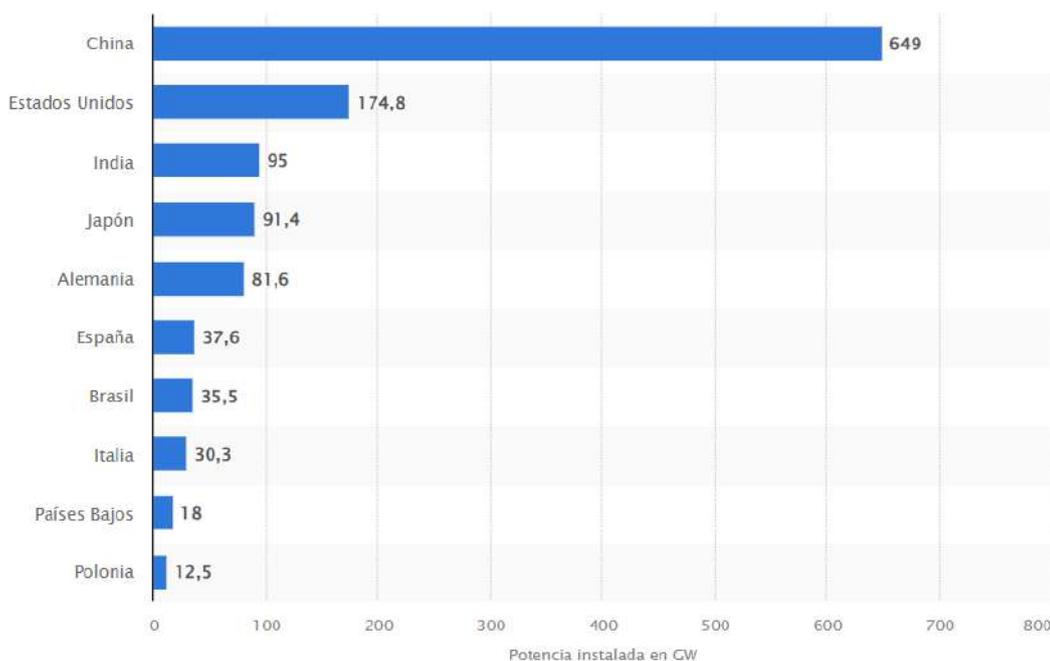


Ilustración 6: Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo en 2023 (Fuente: Statista)

Se observa una clara dominancia de China en cuanto a potencia instalada en esta tecnología, seguida de Estados Unidos e India. Desde una perspectiva macroeconómica e industrial, este liderazgo resulta lógico, ya que estos países son grandes productores de bienes y servicios y requieren enormes cantidades de energía para transformar las materias primas en productos

finales. Cabe destacar que la facilidad de inversión en China convierte a este país en un destino especialmente atractivo para los inversores.

2. EL CASO DE ESPAÑA

Hasta la fecha, el sistema eléctrico nacional cuenta con 32.265 MW de potencia solar fotovoltaica instalada. Se trata de la tecnología con mayor potencia instalada, seguida de la eólica y los ciclos combinados, tal y como se observa en la Ilustración 7.



Ilustración 7: Potencias instaladas según tecnología (Fuente: REE)

La energía solar fotovoltaica supone, según datos de Red Eléctrica Española, el 25,3% de la potencia total instalada. Otro indicador clave del desarrollo de las tecnologías energéticas es la producción efectiva. En el año 2024, como muestra la Ilustración 8, la energía solar fotovoltaica representó un porcentaje significativo de la matriz de generación eléctrica en España, especialmente durante los meses de verano.

Estructura de la generación por tecnologías (GWh) | Sistema eléctrico: Nacional

Del 01/2024 al 12/2024

[Copiar URL](#)

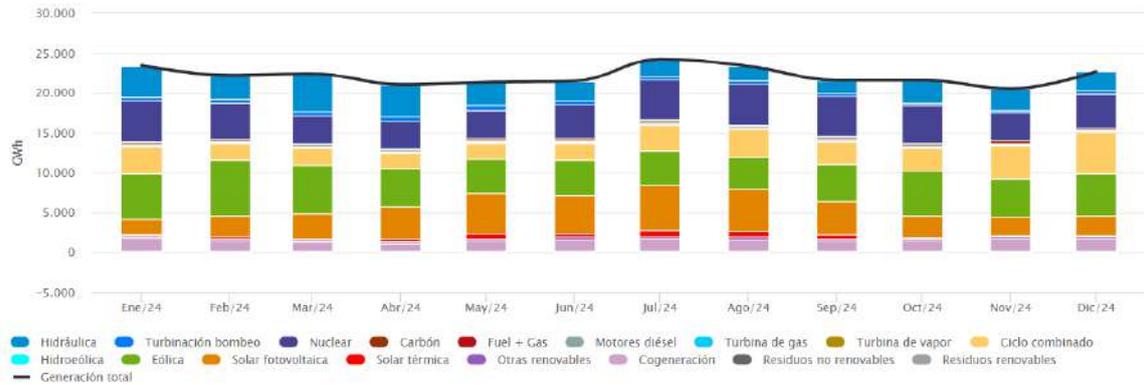


Ilustración 8: Estructura de generación por tecnologías (Fuente: REE)

En comparación con las tecnologías no renovables, las energías renovables han mostrado una clara tendencia dominante en los últimos años. Se observa en la Ilustración 9, el peso de las energías renovables en la matriz energética ha ido en aumento en los últimos años, alcanzando el 61,82% en 2023. Este elevado, pero en el mix energético se explica, en parte, por la facilidad con la que las renovables entran al mercado mayorista, dado que este opera bajo un sistema marginalista: los generadores presentan sus ofertas al precio de operación, que en el caso de las tecnologías renovables es muy bajo o prácticamente nulo.

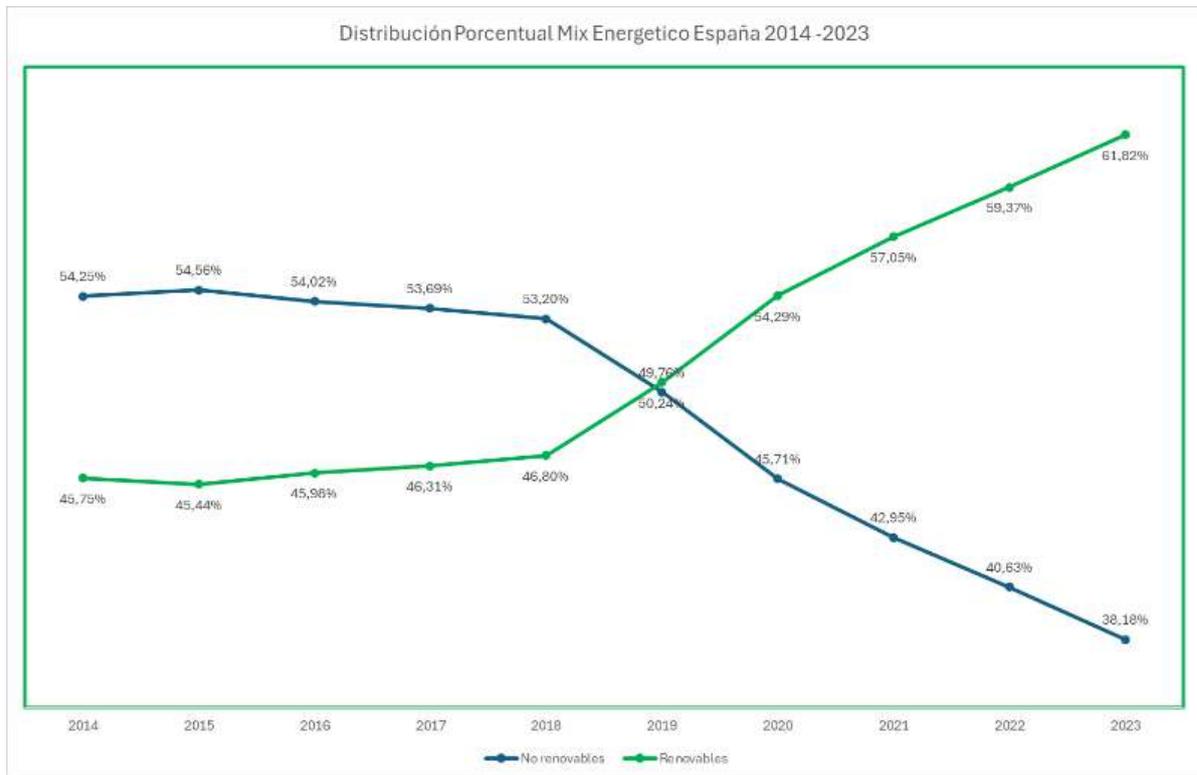


Ilustración 9: Distribución porcentual del Mix energético en España (2014-2023) (Fuente: Zigor)

En España, la generación de energía eléctrica es un negocio liberalizado a diferencia de la distribución (regulado). Esta liberalización del negocio hace que sea altamente competitivo y que las grandes empresas de generación tengan que ajustar sus cifras obteniendo su mayor rentabilidad. Esta competencia impulsa a las empresas a optimizar sus procesos, equipos y tiempos de operación con el objetivo de reducir al máximo el LCOE (Levelized Cost of Energy).

3. OBJETIVO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo el diseño y la optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz). El ámbito de actuación de este proyecto se limita hasta la puesta en marcha. Para los distintos escenarios a tratar se considerará un coste operativo similar (OpEx) que irá incrementado su coste con los años.

El aumento de inversiones y la limitación de recurso, especialmente en lo referente a la disponibilidad de terreno hace que el entorno resulte altamente competitivo. Esta competencia se ve reflejada en las reducciones de LCOE, que puede lograrse optimizando al máximo cada equipo; por eso se hará hincapié en esta tarea de optimización de manera que aporte valor añadido y asegure el mayor retorno posible para el inversor.

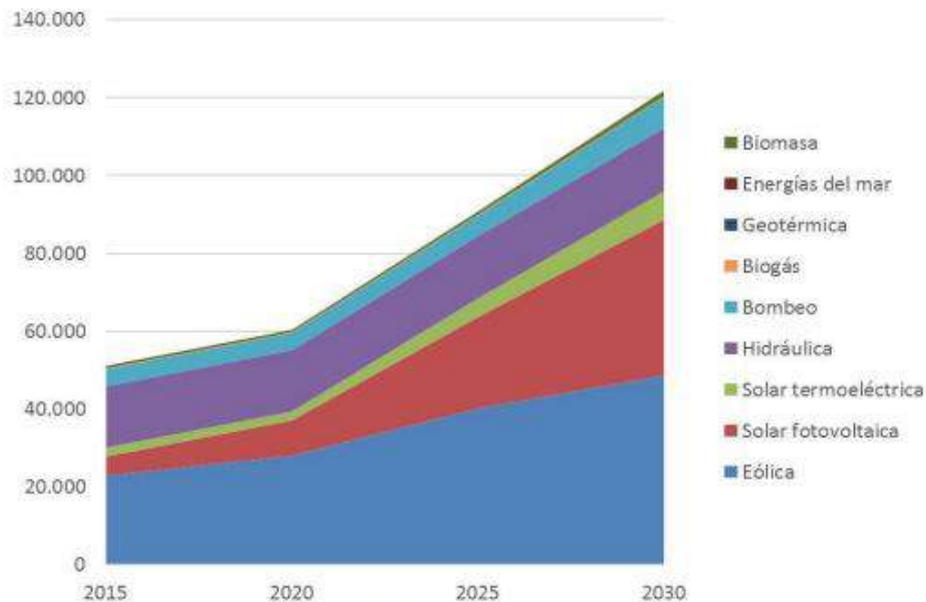
4. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC)

En marzo del 2021 se aprobó el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** que abarca los años 2021-2030. El principal objetivo del plan es ser una herramienta estratégica que articula la política energética y climática, de acuerdo con la normativa nacional y europea. En línea con el artículo 14.2 del Reglamento (UE) 2018/1999, de 11 de diciembre, el PNIEC establece unos objetivos para 2030:

- Reducción del 32% en emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- Alcanzar un 48% de renovables en el consumo final de la energía.
- Mejorar en un 43% la eficiencia energética en términos de energía final.
- Lograr un 81% de energía renovable en la generación eléctrica.
- Reducir la dependencia energética hasta un 50%.

Además de establecer 145 medidas, el plan analiza su impacto en los objetivos definidos, sirviendo de hoja de ruta para las grandes empresas del sector eléctrico. Presenta además la evolución prevista de las distintas tecnologías energéticas hasta 2030 (MITECO, 2020).

Figura 2.7. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Ilustración 10: Proyección de potencias instaladas en España (2019-2030) (Fuente: MITECO)

La Ilustración 10 recoge la potencia instalada hasta 2019, así como las previsiones hasta 2030. Se observa un claro crecimiento en las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, impulsando principalmente por la abundancia del recurso solar en España. En línea con este plan se encuentran los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS) presentados en el Anexo J.

Aunque la conservación del medio ambiente deba tenerse en cuenta en muchas decisiones, los parámetros técnicos deben tener un papel importante. En este aspecto, la implementación de las tecnologías síncronas como la fotovoltaica deben ir de la mano de avances tecnológicos para conseguir ese sincronismo y dar estabilidad a la red.

5. TECNOLOGÍA DE PLANTA

Este apartado tiene como objetivo presentar, a nivel de ingeniería, los distintos equipos y tecnologías que componen la planta, sin profundizar en el funcionamiento físico de los componentes.

5.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Este es el primer elemento que recibe la luz solar y ha evolucionado considerablemente en los últimos años aumentando su eficiencia y reduciendo su coste.

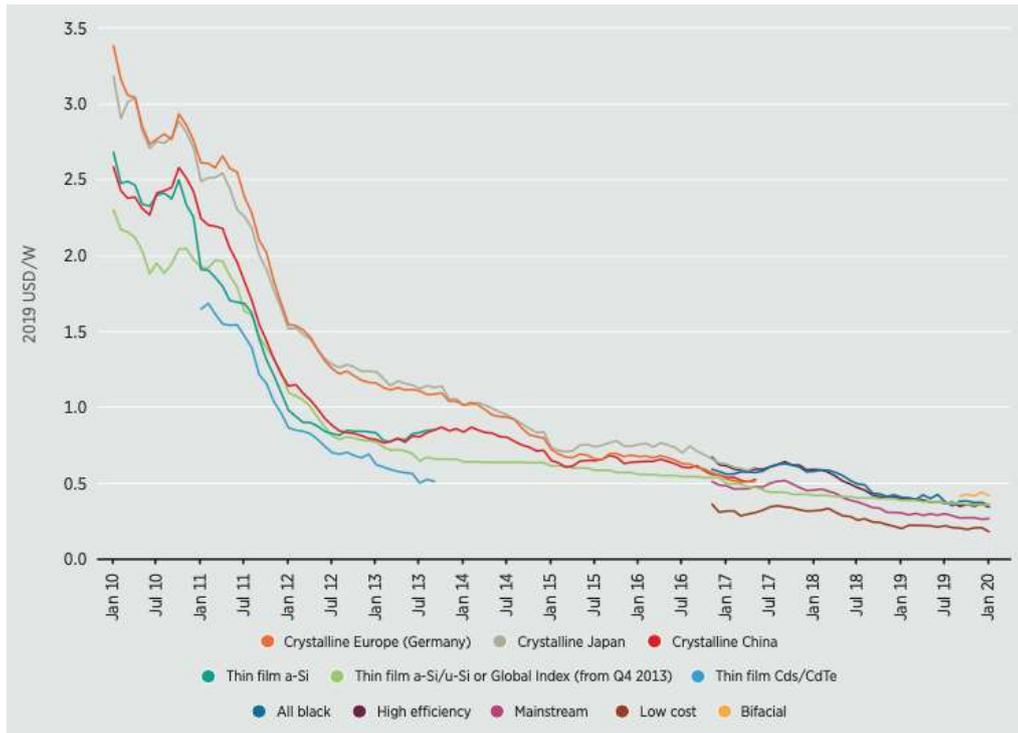


Ilustración 11: Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos (Fuente: Carbonell, 2024).

La Ilustración 11 muestra el descenso generalizado de los precios de las distintas tecnologías en una década. Aunque no se detallan aquí todas las tecnologías, se constata un descenso generalizado de precios.

El principio físico de funcionamiento se basa en que los fotones que provienen de los rayos solares atraviesan el panel golpeando el material base (silicio), estos impactos conllevan la liberación de electrones. Los electrones se mueven en una dirección específica debido a un campo eléctrico que se crea en el interior de la célula fotovoltaica generando una corriente continua (DC).

La Ilustración 12 muestra las diferencias a simple vista de los tipos principales de módulos solares.

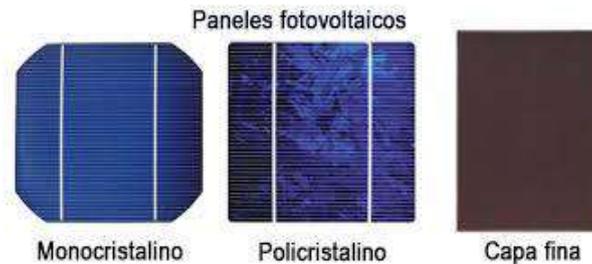


Ilustración 12: Tipos de módulos solares convencionales (Fuente: Energías Renovables)

5.1.1 Clasificación según el material base

Esta clasificación se basa en el material interior que se toma como base de la célula fotovoltaica y pueden ser cristalinos o no cristalinos.

5.1.1.1 Silicio cristalino

Son módulos cuyo principal componente es el Silicio (Si) y a su vez se clasifican en:

- **Monocristalinos:** son los más eficientes del mercado (eficiencia 15% - 20%) al estar fabricados de Silicio de alta pureza. Las principales ventajas son la gran potencia, la larga vida útil (25 años de garantía) y mejor desempeño en condiciones de poca luz, en cambio, su precio es más elevado.
- **Policristalinos:** estos módulos son muy fáciles de identificar por su color azul, se fabrican con silicio en bruto, menos puro. Su precio es más reducido que los monocristalinos y su eficiencia ronda el 15%. Ocupan más espacio y son más sensibles a las altas temperaturas.

Los módulos monocristalinos son los más utilizados hoy en día en las grandes plantas dejando los policristalinos a otras aplicaciones. Además, las células que componen estos módulos cuyo material base es el Silicio cristalino, se **clasifican según su dopaje del material base** en:

- **Célula fotovoltaica tipo P:** Los módulos tipo P son un tipo de silicio que contiene algunas impurezas, por lo que la eficiencia es menor en comparación con los módulos tipo N que se presentan más adelante. Su dopaje habitual se hace con Boro. La configuración se muestra en Ilustración 13.

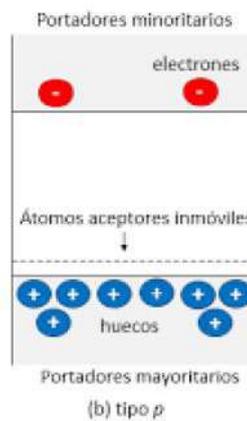


Ilustración 13: Célula fotovoltaica tipo P (Fuente: Universidad de Buenos Aires).

- **Célula fotovoltaica tipo N:** En este tipo, el Silicio es dopado con Arsénico (As) o Fósforo (P) para incrementar la eficiencia del módulo de silicio liberando electrones. La Ilustración 14 a continuación muestra un esquema de los electrones.

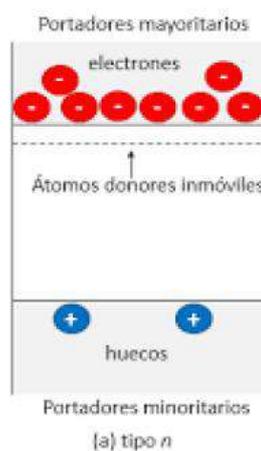


Ilustración 14: Célula fotovoltaica tipo N (Fuente: Universidad de Buenos Aires)

Este tipo son de calidad superior al resto debido al proceso de fabricación y tratamiento del semiconductor, hoy en día son los más utilizados en las plantas fotovoltaicas.

5.1.1.2 Otros materiales base

Estos pueden ser de **Silicio Amorfo**, **Teluro de Cadmio (CdTe)** o **Seleniuro de Cobre Indio Galio (CIGS)**. Estos materiales base se colocan sobre una base de vidrio, metal o plástico.

La tecnología **Thin Film** se basa en colocar capas delgadas del material base sobre un soporte de vidrio, plástico y metal. Se consigue fabricar de esta manera un panel flexible y ligero, aunque su eficiencia es algo menor y ocupa más espacio. En cuanto a coste, este es menor lo que lo hace ideal para grandes instalaciones como industrias o instalaciones públicas (Repsol, 2023).

5.1.2 Últimas mejoras tecnológicas

Las últimas mejoras tecnológicas se aplican a las células anteriores no son excluyentes entre sí y, en muchos casos, se combinan.

5.1.2.1 Módulos solares Half-Cell

Esta tecnología se basa en el uso de células solares divididas eléctricamente en dos, situando la caja de conexiones en el centro del panel. Al dividir las células por la mitad se reduce la resistencia aumentando la eficiencia, el flujo de corriente se divide en dos y se reduce su resistencia interna. Otra ventaja es la producción continua de energía aún si hay un sombreado parcial. La Ilustración 15 muestra el esquema de una célula tipo Half-Cell.

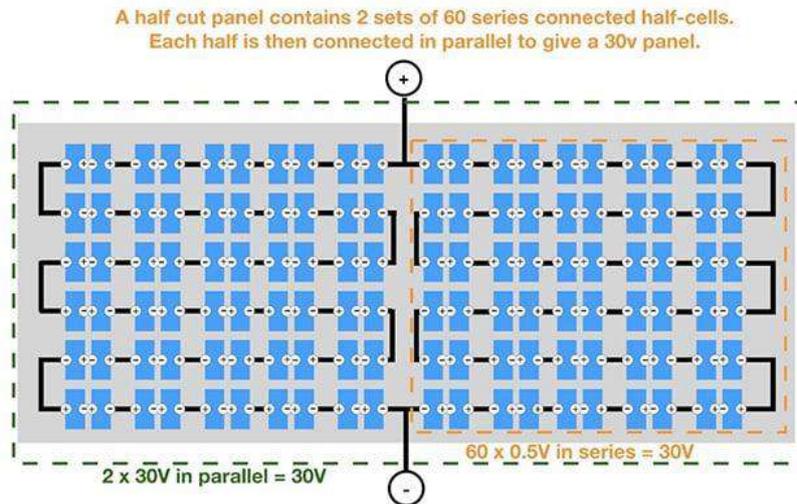


Ilustración 15: Panel solar con tecnología Half-Cell (Fuente: Iberdrola)

En la actualidad esta tecnología es la más utilizada puesto que, en función del emplazamiento, reduce en gran medida las pérdidas sin aumento de precio.

5.1.2.2 Módulos bifaciales

Esta mejora se basa en un aumento de caras del panel capaces de transformar la energía que pasa de ser **monofacial** (una cara) a **bifacial** (dos caras). El incremento de producción de los bifaciales depende en gran medida de la capacidad reflectante del suelo (*albedo*¹). La Ilustración 16 muestra una instalación con módulos bifaciales.

¹ *Albedo*: parámetro físico que cuantifica la fracción de radiación solar que una superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Se trata de un valor adimensional comprendido entre 0 y 1 donde 0 indica absorción total y 1 indica una reflexión total de la radiación incidente.



Ilustración 16: Módulos solares bifaciales instalados en 2V (Fuente: Univergy Solar)

Esta tecnología puede incrementar la producción energética en hasta un 11% en comparación con un panel monofacial (SUNEVO, 2022). La tecnología bifacial no incorpora una segunda cara simétrica, sino que añade a la cara posterior una capa de pasivación como se observa en Ilustración 17. Esta capa de pasivación sirve para incrementar la cantidad de luz solar que puede ser transformada en electricidad (Holmes, s.f.).

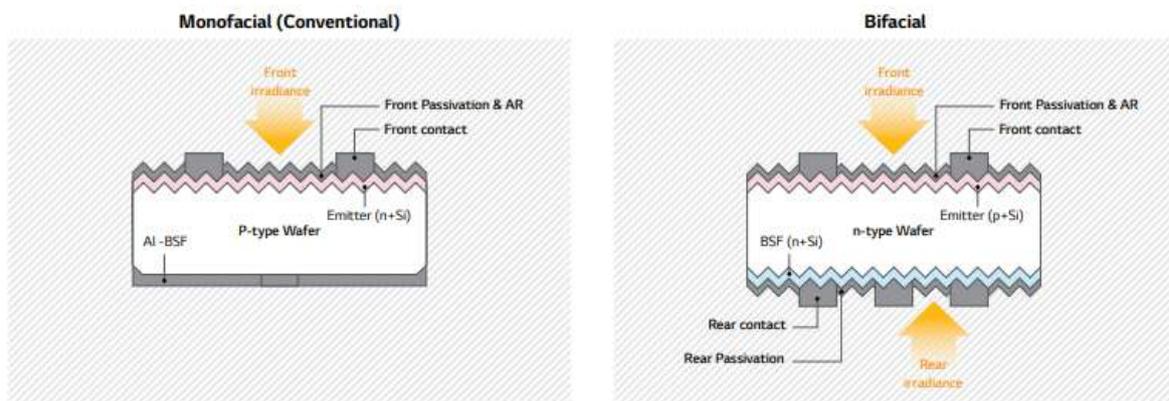


Ilustración 17: Diferencia entre módulos monofaciales y bifaciales (Fuente: New Energy Equity)

5.1.2.3 PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)

Esta tecnología incrementa la eficiencia de la célula al añadir una capa reflectante en la parte trasera de la célula. Estas mejoras son más notables en condiciones de poca luz o a altas temperaturas.

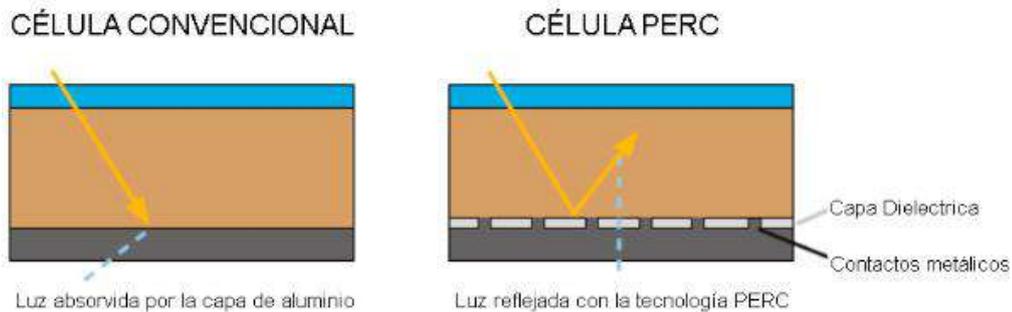


Ilustración 18: Célula solar tipo PERC en comparación con la convencional (Fuente: OnaTermia)

El aumento de eficiencia de este tipo de tecnología se encuentra entre el 1% y el 2% y se aplica tanto a módulos policristalinos como monocristalinos. Uno de los principales desafíos de esta tecnología es el gran aumento de LID (Degradación inducida por la luz).

5.1.2.4 TopCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)

Son células solares tipo N con contactos pasivados con óxido de aluminio (Al_2O_3) ofreciendo mayor eficiencia, llegando al 28%, especialmente a temperaturas más altas. Además, cuenta con una tasa de degradación menor, 1% frente al 2% habitual. Otro aspecto positivo a destacar es el incremento de la producción en condiciones de poca luz, es decir, al amanecer y anochecer.

Si se estudian los aspectos negativos, estos módulos cuentan con un coste por vatio más alto que las PERC debido a su poca madurez. También el aumento de la plata utilizada para la metalización de la célula hace que se aumente el precio y la volatilidad de este provocando una incertidumbre a medio-largo plazo. (Cambio Energético, s.f.).

5.1.2.5 Módulos solares Multi Bus Bar (MBB)

Esta tecnología se basa en el incremento de las conexiones entre células con el objetivo de reducir las pérdidas óhmicas, reducir los puntos calientes y aumentar la potencia de 5 a 10 W por panel. La producción se incrementa entre un 3% y un 5% con respecto a los convencionales. Otra ventaja importante que tiene es

que evita la *baba de caracol*, esto es un proceso de pérdida de color del panel debido a la oxidación. La

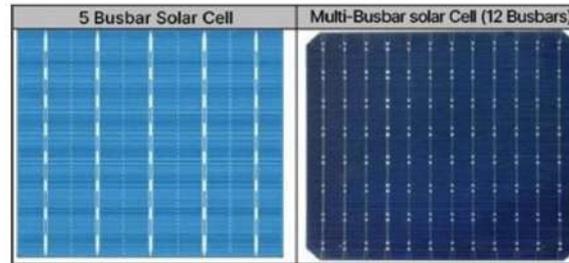


Ilustración 19 muestra la diferencia en la instalación de más bus bar en un panel.

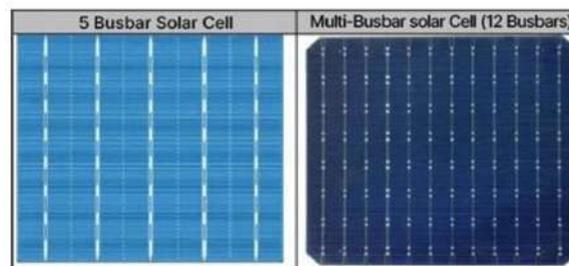


Ilustración 19: Diferencia de aumento de Bus bars en módulos (Fuente: MySunSolar)

Los módulos que se han instalado en las últimas plantas fotovoltaicas construidas han sido tecnologías bifaciales montados sobre una estructura de seguidor. En cuanto a la tecnología interna, se suelen instalar módulos monocristalinos half-cell tipo PERC ya que el aumento de precio sale rentable por el aumento de eficiencia y producción.

5.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte son las que albergan los módulos, les proporcionan altura e inclinación. Hay dos tipos básicos: estructuras fijas y estructuras móviles.

5.2.1 Estructuras fijas

Este tipo de estructuras tienen una orientación fija definida que, en el caso del hemisferio norte es hacia el sur y viceversa.

Existen otro tipo de estructuras fijas con módulos dispuestos con orientación este-oeste (**doble tilt**). Esta disposición permite aumentar un 25% la potencia pico para la misma parcela. En la Ilustración 20 se muestra la diferencia en las curvas de generación entre la

orientación tradicional y la orientación este-oeste. Ambas producciones se equiparán cuanto más cerca se encuentre la planta del ecuador.

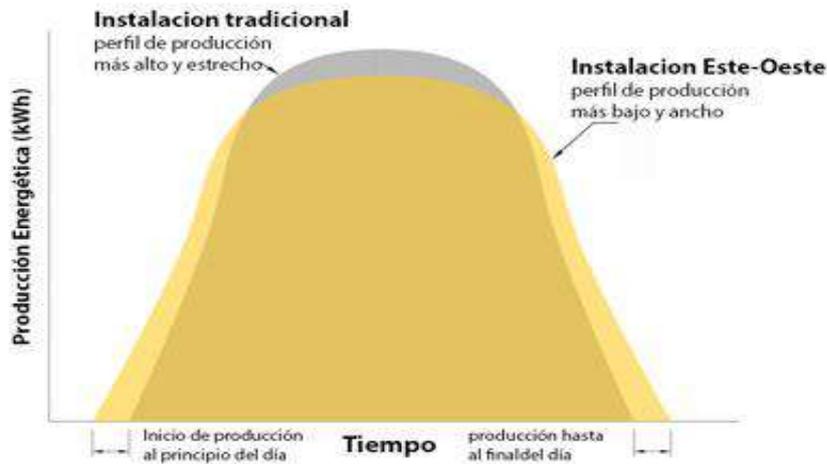


Ilustración 20: Comparativa de producción de convencional vs doble-tilt (Fuente: Monosolar)

Este tipo de disposición este-oeste puede resultar ventajosa en parcelas reducidas, aunque la opción más eficiente en cuanto a producción es la instalación convencional.

5.2.2 Estructuras seguidor

Estas estructuras tienen como objetivo la constante orientación de los módulos hacia el sol de manera que este incida de la manera más perpendicular posible a dicho panel. La Ilustración 21 muestra el recorrido que realiza el sol a lo largo del año para un punto aleatorio, siendo el más alto el día 22 de junio para esta ubicación. Teniendo en cuenta la trayectoria solar Este-Oeste, el eje de giro de la estructura tiene orientación Norte-Sur.

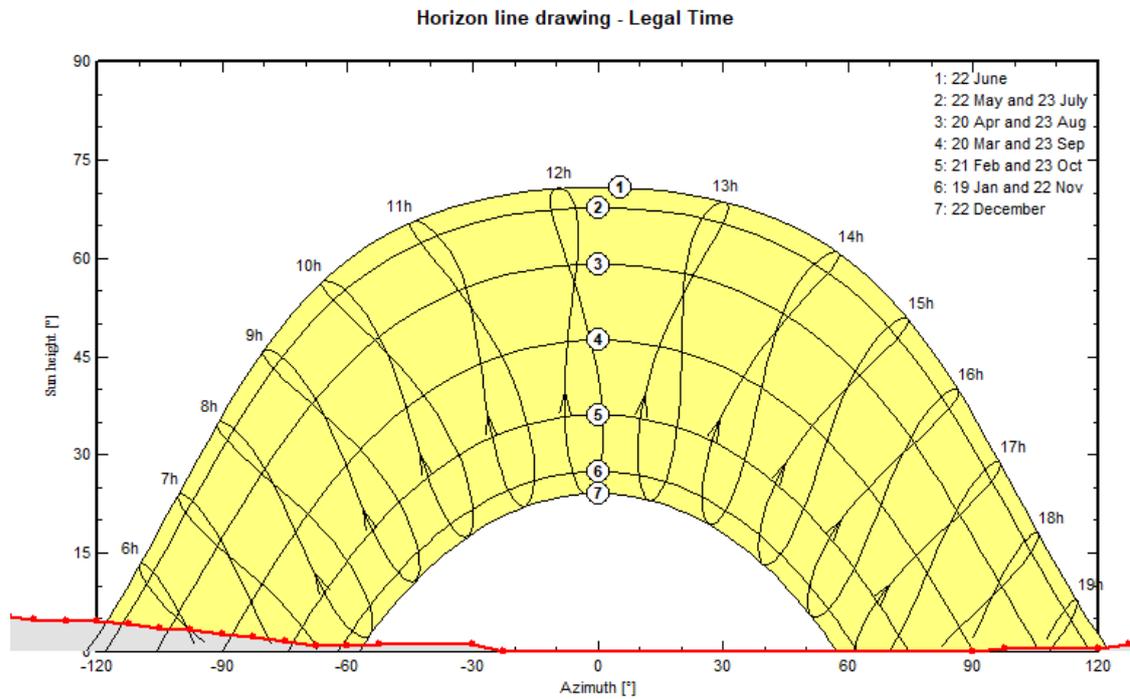


Ilustración 21: Recorridos del sol en el horizonte a lo largo del año (Fuente: PVSyst)

El seguimiento combinado de dos ejes (este-oeste y norte-sur) sería lo más idóneo, pero no se realiza puesto que los costes (de capital y de operación) superan con creces al aumento de producción.



Ilustración 22: Estructura de seguidor 1 eje 2V (Fuente: AlphaTracker)

La estructura más usada consta de un eje horizontal al suelo con orientación norte-sur que gira gracias a un motor alimentado a 400V (Ilustración 22). Los módulos se encuentran situados de manera que su centro de masa coincida con el eje, reduciendo así el consumo eléctrico del motor del seguidor. En comparación con la estructura fija, los aumentos de eficiencia rondan el 30% llegando al 45% en los meses de verano.

5.3 INVERSORES

Los inversores fotovoltaicos son convertidores que transforman la energía de corriente continua proporcionada por el generador (panel fotovoltaico) en corriente alterna que puede ser vertida a la red.

5.3.1 Diseño

El principio de funcionamiento de un inversor es que este actúa como una fuente de corriente como resume la Ilustración 23.



Ilustración 23: Funcionamiento de inversor (Fuente: Sundfields Europe)

El funcionamiento se basa en el uso de transistores para pasar de una corriente continua a una onda sinusoidal de 50 Hz en el caso de Europa. El funcionamiento es totalmente automático, a partir de un valor de entrada suficiente, el inversor supervisa la tensión y frecuencia de red y comienza el proceso de acondicionamiento de potencia.

En los inversores existe una tecnología llamada **Maximum Power Point Tracker (MPPT)** que consiste en un sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador mostrada en la Ilustración 24. El sistema realiza un balance entre intensidad y voltaje para buscar el punto de máxima potencia. Si la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar.

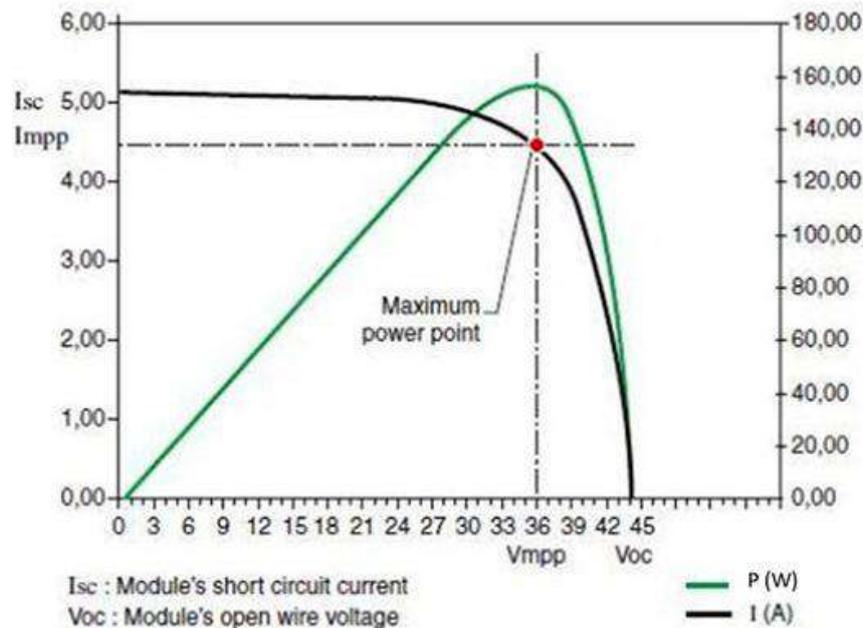


Ilustración 24: Sistema MPPT inversores (Fuente: Aliaga Ríos, Jorge)

El fabricante de los inversores garantiza la fabricación de estos bajo las normativas de seguridad aplicables, de manera que el inversor se desconectará en las siguientes circunstancias:

- **Fallo de red eléctrica:** en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor queda en vacío y se desconecta para evitar operar de forma aislada.
- **Tensión fuera de rango:** si la tensión está por encima o por debajo de la de funcionamiento del inversor.
- **Frecuencia fuera de rango:** si la frecuencia está fuera del rango admisible, en este caso, el inversor se desconectará. Se deduce por tanto que la red está trabajando de forma aislada o es inestable.

5.3.2 Tipos de inversores según la disposición

En función del número de módulos conectados a los inversores, estos se clasifican en:

- **Inversor de string:** agrupa varios strings (cadenas de módulos solares conectados en serie).

- Ventajas: cuenta con más puntos de máxima potencia a nivel general de planta; si este sufre una avería, solo se pierde la producción de estos strings durante la reparación y la eficiencia dinámica es mayor.
- Desventajas: la existencia de muchos inversores aumenta la complejidad de la comunicación y, por tanto, la fiabilidad del sistema y el aumento del cableado
- **Inversor central:** normalmente su potencia es superior a 1 MVA, es decir agrupa mayor cantidad de strings que el inversor anterior y suele contar con uno o dos puntos de máxima potencia.
 - Ventajas: reducción de cableado y comunicación más simple dando lugar a un sistema más robusto. Además, el precio es más competitivo en comparación con los inversores de string.
 - Desventajas: regulación menos precisa que los inversores de string y, en caso de avería, se perdería más producción.

5.3.3 Inversores grid-following vs grid-forming.

En el mercado actual hay dos tipologías de inversores que se presentan a continuación. Los inversores tradicionalmente utilizados son ***inversores grid-following***, lo que significa que no operan de forma aislada, sino que necesitan de una red externa con la que sincronizan voltaje y frecuencia. Su principal aplicación es en plantas de energías renovables conectadas a red.

En los últimos años se ha dado un fuerte desarrollo de ***inversores grid-forming***, estos ofrecen estabilidad a la red regulando su voltaje y frecuencia de forma autónoma. Esta tipología es crucial en microrredes o redes aisladas y se basan en algoritmos de control y sistemas de almacenamiento de energía para regular voltaje y frecuencia.

En la creciente implantación de energías renovables (muchas de generación asíncrona), es necesaria la estabilidad de la red ya que la mayoría de estas plantas cuentan con inversores ***grid-following***. Estos nuevos inversores ***grid-forming*** generan dicha frecuencia contribuyendo a la estabilidad de la red.

5.3.4 Centros de transformación

Los **Centros de Transformación (CT)** o también conocidos como **Power Blocks (PB)** son unidades que agrupan inversores centrales, celdas de seccionamiento y medida y transformadores elevadores, encargados de convertir la baja tensión en media tensión y están ubicados a la salida del inversor. Sus funciones son, por tanto, la conversión a corriente alterna y la elevación de, normalmente, 1.500 V a 30 kV. La Ilustración 25 muestra una configuración típica de un centro de transformación.



Ilustración 25: Centro de transformación (Fuente: Solar Builder)

Actualmente, la mayoría de las instalaciones cuentan con centros de transformación exteriores puesto que son más económicos en cuanto a instalación y no es necesario dimensionar un sistema de refrigeración tan potente.

Otra ventaja que proporciona el Centro de Transformación debido a su transformador es el **aislamiento galvánico**, que consiste en la separación física de dos circuitos eléctricos evitando las transferencias de corrientes no deseadas.

5.4 LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

Esta instalación transporta la energía desde los centros de transformación hasta la subestación elevadora de planta y suelen operar en un rango de 20 kV a 30 kV.

Se debe tener en cuenta la operación y mantenimiento de estas de manera que ambos sean seguros y puedan realizarse de manera rápida y precisa con el fin de reestablecer el suministro eléctrico. En España la mayoría de estas líneas son subterráneas reduciendo el impacto y los gastos en permisos y licencias.

5.5 SUBESTACIÓN ELEVADORA

El objetivo principal de esta subestación es elevar la tensión de media a alta tensión. El porqué de esta instalación se fundamenta en la minimización de pérdidas, a mayor tensión, las pérdidas son menores como se verá en futuros capítulos. Además, para la conexión a red es necesaria una tensión determinada por el operador de red. Los componentes principales de esta subestación son:

5.5.1 Celdas de media tensión

Estas celdas se ubican en el lado de media tensión, tras el transformador y su función es:

- Proteger el parque de generación (inversores, cableado, módulos...)
- Permitir la desconexión segura del transformador.
- Asegurar el cumplimiento normativo en cuanto a protección y selectividad.

Estas células llevan incorporados en su interior los sistemas de control, mando, protección y seguridad, normalmente estos son:

- **Interruptor de potencia (interruptor automático):** es el encargado del corte de la corriente bajo carga y en fallo y el más común es el interruptor en vacío.
- **Seccionadores:**
 - Seccionador de línea: aísla la celda del resto del sistema cuando no hay carga.
 - Seccionador de puesta a tierra: garantiza la descarga a tierra del lado aislado.
- **Transformadores de medida:**
 - Transformadores de corriente (TC): para medida y protección.
 - Transformadores de tensión (TT): para medida y supervisión.

- **Relés de protección:** son dispositivos electrónicos programables que reciben señales de los TT y TC, actúan sobre el interruptor para desconectar el sistema ante fallos.
- **Sistemas de comunicaciones y control (SCADA):** interfaz HMI y comunicación con el centro de control que permite telecontrol.

5.5.2 Transformadores de potencia

Los transformadores son una pieza clave en toda planta de generación de energía eléctrica. Su función principal en este caso es la elevación de la tensión, pero también permite el aislamiento galvánico. Sus características son muy variadas, los utilizados en este tipo de aplicaciones son de transformadores trifásicos con núcleo de hierro. Otras características son:

- **Refrigeración:** la potencia que transforman genera unas pérdidas que se traducen en calor por lo que es necesaria la refrigeración de estos equipos. La refrigeración puede ser:
 - ONAN (Oil Natural Air Natural): utiliza el flujo natural de aceite y aire para enfriarse.
 - ONAF (Oil Natural Air Forced): utiliza ventiladores para una convección forzada. Esta tipología es la más utilizada en los proyectos de renovables debido a su diseño más simple y no requiere grandes infraestructuras facilitando su instalación.
 - OFWF (Oil Forced Water Forced): utiliza bombas para la circulación tanto del aceite como del agua a través de intercambiadores de calor.
- **Cambiador de tomas:** juega un papel importante en la configuración del transformador y permite regular el voltaje de salida y entrada. En el caso de las plantas solares el transformador juega un papel importante en la protección contra sobretensiones de los equipos de planta. El cambiador de tomas puede ser de dos tipos:
 - Cambiador de tomas sin carga (NLTC): permite ajustar el voltaje del transformador únicamente cuando esté desconectado.

- Cambiador de tomas con carga (OLTC): permite el cambio de la configuración del transformador cuando este se encuentra en operación sin interrumpir el suministro.
- **Aislamiento:** el aislamiento es importante debido a las altas potencias que manejan estos equipos y los tres principales aislamientos son:
 - Aceite mineral: es común en transformadores de alta potencia, pero este sufre una pérdida de sus propiedades a lo largo de su vida.
 - Ésteres: ha cobrado gran importancia en los últimos años debido a la duración de sus propiedades a lo largo del tiempo en comparación con el aceite mineral.

La Ilustración 26 muestra un transformador de potencia típico con ventiladores para la circulación de aire forzada.



Ilustración 26: Transformador de potencia (Fuente: GE)

5.5.3 Sistemas de protección y control en Alta Tensión

Estos son elementos que se ubican en alta tensión y que tienen función de proteger a los equipos y a las personas, estos son:

- **Interruptores:** son mecanismos que permiten conectar y desconectar circuitos eléctricos.
- **Seccionadores:** se utilizan para aislar partes del circuito de la subestación durante el mantenimiento. Son usados para controlar la corriente que fluye por los circuitos eléctricos y operan cuando los interruptores están abiertos.
- **Transformadores de medición:** son tanto transformadores de tensión como de intensidad y se utilizan para reducir la tensión e intensidad a valores que puedan medirse con otros dispositivos. Estos transformadores son clave para habilitar las medidas de protección contra corrientes de falta.
- **Sistema de Puesta A Tierra (PAT):** limita las corrientes de falta que podrían fluir por el neutro del transformador de potencia. Este dispositivo está formado por un transformador en zig-zag a modo reactancia seguido por una resistencia de puesta a tierra. El objetivo es proteger al personal contra valores inusuales de sobretensiones, especialmente durante cortocircuitos o descargas de rayos.

5.6 LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

Esta línea es la encargada de la transmisión de la energía de la subestación elevadora de planta al punto de conexión a la red (POI por sus siglas en inglés). Suele ser en España en 220 kV y puede ser tanto aérea como subterránea, aunque se tiende más a hacerla subterránea.

Las normativas vigentes establecen que la ejecución de estas instalaciones debe hacerse de manera que minimice el impacto ambiental y social. El impacto ambiental es el relativo al impacto sobre flujos de aves migratorias u otros tipos de flora y fauna, evitando parques naturales y teniendo la prohibición total de atravesar parques nacionales. En cuanto al impacto social, el trazado de estas líneas no se ha de realizar por zonas con gran densidad de población.

5.7 PROTECCIONES

Las plantas de generación de energía y, en particular las fotovoltaicas, necesitan unas protecciones que garanticen la seguridad tanto en la operación como en el mantenimiento desde la parte de baja tensión hasta la conexión a la red. Este punto tiene como objetivo presentar los principales requisitos de estas protecciones.

5.7.1 Protecciones en la parte de Baja Tensión (BT)

Es la parte que discurre desde el panel hasta el transformador del inversor, incluyen las siguientes:

- **Protección contra sobretensiones:** Son las que superan la tensión máxima de los equipos produciendo un sobrecalentamiento de estos reduciendo su vida útil. Las sobretensiones transitorias pueden originarse por fenómenos atmosféricos, como rayos, o por descompensaciones de fase. La ITC-BT-40 indica que las protecciones han de actuar en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- **Protección contra sobreintensidades:** las sobreintensidades son negativas para los equipos y se suelen evitar con fusibles (se suelen instalar en las cadenas de módulos siguiendo IEC 62548) o interruptores automáticos.
- **Interruptor diferencial:** esta es una protección del personal de operación y mantenimiento puesto que protege contra contactos eléctricos accidentales. El Real Decreto 1663/2000 menciona la necesidad de instalación de interruptores diferenciales en la parte de corriente continua de la instalación.

5.7.2 Protecciones en la parte de Alta Tensión

En este caso se tendrán en cuenta dos tipos de problemas que pueden surgir y las protecciones asociadas:

- **Protección contra cortocircuitos:** esta protección se realiza con interruptores automáticos de alta tensión que detectan y responden a cortocircuitos aislando la parte afectada.

- **Protección contra sobretensiones:** los **pararrayos** son la protección contra sobretensiones por excelencia, su funcionamiento se basa en captar el posible rayo atmosférico desviando esa corriente a tierra por una instalación aislada y evitando que impacte sobre los equipos de planta.

Capítulo 3. RADIACIÓN SOLAR Y PÉRDIDAS

1. RADIACIÓN SOLAR

La **radiación solar** es la energía que el sol expulsa en forma de rayos, fuente de energía primaria de la tecnología solar, tanto fotovoltaica como térmica.

1.1 TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

A la hora de entender las producciones y los datos que ofrecen las principales bases de datos, se ha de tener en cuenta los distintos tipos de radiación:

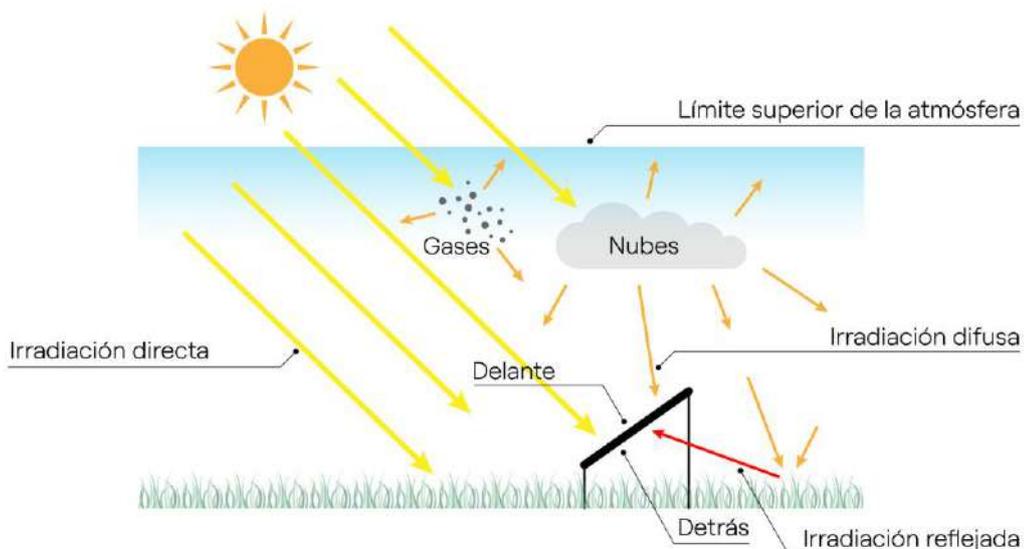


Ilustración 27: Radiación solar (Fuente: REVE)

La Ilustración 27 muestra cómo se divide la radiación solar, que se clasifican en:

- **Radiación directa:** es la que incide directamente sobre la superficie de medición.
- **Radiación difusa:** proviene del reflejo con elementos ambientales como nubes o polvo.

- **Radiación reflejada en el suelo:** cobra especial relevancia cuando se trata de tecnologías bifaciales. Esta dependerá del albedo que es la capacidad de reflexión que tiene el terreno, a mayor albedo, mayor reflexión.

2. PÉRDIDAS

A la hora del diseño y la configuración de la planta hay que tener en cuenta todas las pérdidas de energía que se dan en esta. Las pérdidas engloban desde el momento que los rayos solares atraviesan la atmósfera hasta que la energía eléctrica es inyectada en la red.

2.1 PÉRDIDAS PREVIAS AL PANEL

Estas son las pérdidas energéticas localizadas previas a la llegada de los rayos solares al panel, en este caso se habla de radiación solar. La mayoría son parametrizadas por el software PVSyst® exceptuando la pérdida por ensuciamiento con la que se realiza un cálculo más detallado.

2.1.1 Pérdida por horizonte lejano

Estas son las pérdidas debidas a las sombras de la topografía circundante. Estas cobran gran importancia al alba y el ocaso del sol, cuando este se encuentra más bajo y en zonas con orografía abrupta.

2.1.2 Pérdidas por sombreado cercano

Estas pérdidas se localizan en las sombras debidas a elementos cercanos como pueden ser árboles, torres de líneas eléctricas o los propios módulos.

En el caso de estructura con seguidor con backtracking², las pérdidas por sombreado cercano se deben a la radiación difusa, ya que el backtracking solo evita sombreado debido a la radiación directa.

2.1.3 Incidence Angle Modifier (IAM)

La no ortogonalidad de los rayos solares en la incidencia en el panel que también constituye una pérdida. Estas pérdidas dependen de la localización además de las tecnologías utilizadas y se encuentran en torno al 2% - 3%.

2.1.4 Pérdida por suciedad

Estas son las pérdidas debidas al polvo, polen u otras partículas atmosféricas que se posan sobre la superficie de los módulos constituyendo un obstáculo para la llegada de los rayos solares al interior de estos. Este factor de ensuciamiento depende de muchos parámetros como puede ser el tipo de clima, las precipitaciones, las labores que se realicen alrededor, la presencia de animales, etc. El método de cálculo utilizado para este proyecto es el **Método Kimber** (Solar Anywhere, s.f.) con los siguientes parámetros:

- **Umbral de lluvia:** la cantidad de precipitación diaria (mm/día) necesaria para la limpieza del panel con cierta eficiencia, a más precipitación, mayor limpieza del panel.
- **Tasa de ensuciamiento diario (DSR):** es la ratio de pérdida diario que se acumula día tras día sin llover. Esta tasa depende del clima y se establecen unos valores siguiendo la experiencia.
- **Periodo de gracia:** este es el periodo tras la lluvia en el que no se considera ensuciamiento debido a la limpieza del ambiente.

² **Backtracking:** es una estrategia de control en sistemas de seguimiento solar que ajusta dinámicamente el ángulo de inclinación de los seguidores para evitar el sombreado entre filas. Este algoritmo detiene o modifica temporalmente el movimiento de los seguidores respecto a su trayectoria astronómica ideal, especialmente durante las primeras y últimas horas del día, con el fin de maximizar la irradiancia efectiva sobre los módulos fotovoltaicos.

- **Ensuciamiento permanente:** es un límite inferior de ensuciamiento, esta suciedad no se elimina con las precipitaciones y requiere una limpieza artificial del panel.
- **Número de limpiezas artificiales:** en ciertos emplazamientos desérticos o zonas áridas, puede resultar rentable realizar limpiezas artificiales. En estos casos sería necesario comprobar el incremento de ingresos debido a un aumento en producción frente al coste de dicha limpieza.
- **Meses en los que se realiza las limpiezas artificiales:** según el mes en el que se realicen estas limpiezas, varían las pérdidas.
- **Pérdida máxima por ensuciamiento:** es el límite superior de pérdida impuesto en el modelo.

Teniendo en cuenta todos estos parámetros, el clima y las precipitaciones medias mensuales de un largo plazo de 30 años, se ejecuta en Phyton® un código del modelo propuesto. Este código calcula todos los ensuciamientos diarios y ofrece de salida la pérdida por ensuciamientos medios mensuales para todos los años de operación de la planta.

2.1.5 Pérdidas de la cara trasera en módulos bifaciales

Estas pérdidas específicas de esta tecnología son debidas a:

- **Capacidad de reflexión (albedo):** la ineficacia de reflexión del terreno reduce la irradiación en el panel.
- **Sombras de la estructura en la cara posterior del panel.**

2.2 PÉRDIDAS TRAS EL PANEL

En este caso se habla de las pérdidas que ocurren una vez los rayos solares han llegado al panel. La variación de pérdidas es distinta según el lugar donde se encuentre la planta, por lo que no se ofrecen cifras de dichas pérdidas.

2.2.1 Pérdidas por no estar en condiciones estándar

Las condiciones estándar del panel son $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ y 25 °C de temperatura de célula (0 °C de temperatura ambiente). Cualquier condición meteorológica diferente reduce la producción de electricidad con respecto a la potencia nominal.

2.2.2 Pérdida eléctrica debida a sombreado parcial

Esta pérdida se debe al efecto eléctrico que el sombreado parcial produce en el panel. Esta pérdida se puede minimizar con el uso de módulos con tecnología half-cell, que consiste en dividir eléctricamente el panel en dos mitades conectadas en paralelo.

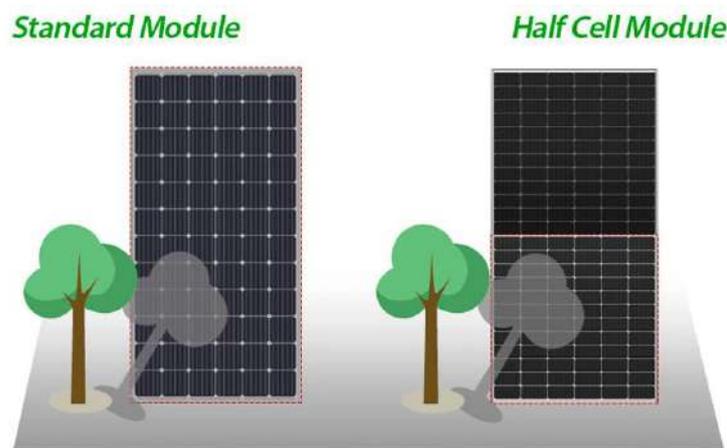


Ilustración 28: Pérdida por sombreado parcial entre panel estándar y panel half-cell (Fuente: Plusenergy)

La Ilustración 28 muestra la pérdida total de energía en módulos fotovoltaicos y la pérdida solo en la mitad del panel en el caso de módulos half-cell debidas a sombras parciales.

2.2.3 Light Induced Degradation (LID)

La llamada LID es una pérdida que se produce en el momento de desembalaje del panel, cuando recibe los primeros rayos solares. Esta pérdida se traduce en una reducción entre el 1% y el 2% de rendimiento. La curva de degradación LID tiene un aspecto logarítmico con una asíntota horizontal. Esa pérdida depende de la tecnología utilizada siendo menor en los módulos tipo N.

2.2.4 Degradación anual

Tras la pérdida LID de los primeros momentos en el desembalaje, se da una pérdida constante a lo largo de los años que depende de la tecnología, llamada **degradación anual**.

2.2.5 Mismatch

Esta pérdida se debe a las pequeñas diferencias en el proceso de fabricación entre módulos modificando la potencia nominal, por lo que la tensión e intensidad producida por cada uno varía.

2.2.6 Clipping

El **clipping** o **recorte del inversor** ocurre cuando la producción de energía solar supera a la que puede ser manejada por los inversores (clipping en inversor) o supera a la permitida para inyectar en el POI (curtailment). Esto conlleva que una cantidad de energía no se pueda aprovechar, incurriendo, a priori, en una pequeña pérdida.

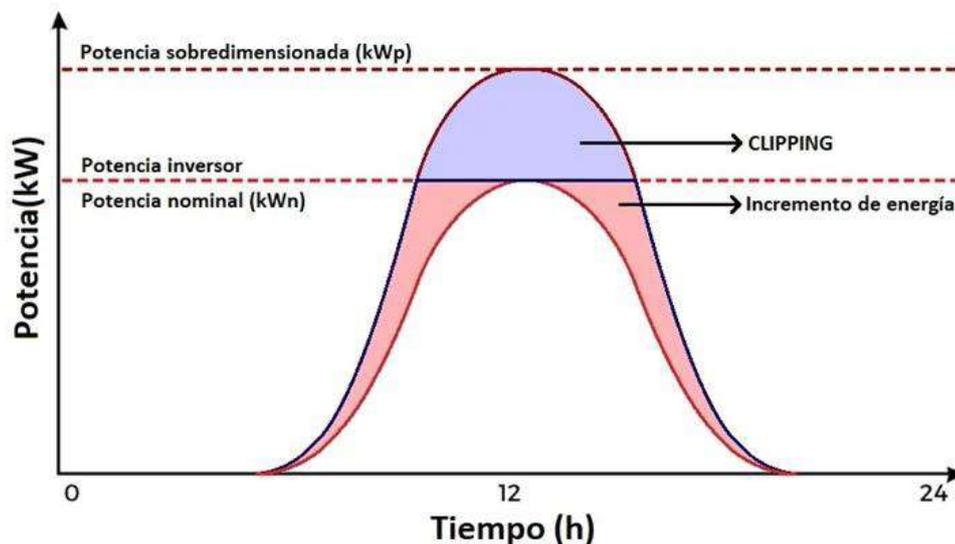


Ilustración 29: Clipping solar (Fuente: SunSol comunicación)

El clipping del inversor depende del ratio DC/AC en inversores, que representa la relación de potencias instaladas en módulos y en inversores. Este clipping se puede observar en la curva de producción de la Ilustración 29.

El ratio DC/AC en el POI es la relación entre la potencia nominal instalada en módulos y la potencia inyectada en el POI. La limitación de potencia activa a entregar en POI implica una reducción de la potencia máxima del inversor, que conlleva un aumento del clipping.

Un ratio DC/AC alto indica la instalación de más potencia en módulos que la disponible en el POI, lo que resulta en un sobredimensionamiento de la parte de corriente continua. Este sobredimensionamiento se realiza porque:

- La potencia nominal de los módulos se da en unas condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions) y no siempre se llegará a esa potencia, quedando por debajo.
- Se han de compensar las pérdidas que se producen en la infraestructura de evacuación.
- Permite asegurar que la producción va a ser alta a pesar de la degradación de los módulos.
- Un aumento de las horas a máxima potencia del inversor. Aquí influye que la eficiencia del inversor aumenta con el factor de carga de este.
- Aumento de producción al amanecer y al anochecer.

2.2.7 Pérdidas óhmicas

Estas pérdidas se deben al efecto Joule, generado por el paso de la corriente eléctrica a través de los conductores que sigue las siguientes dos ecuaciones:

$$Q = I^2 \cdot R$$

Ecuación 1: Ley de Joule

$$P = V \cdot I$$

Ecuación 2: Ley de Watt

Según la Ecuación 2, para transportar por un conductor una potencia dada, al aumentar la tensión disminuye la intensidad, lo que produce una pérdida cuadrática de calor según Ecuación 1. Por este motivo, el transporte se debe realizar a la mayor tensión posible. En la

actualidad, las infraestructuras de evacuación, encargadas de conectar la planta a la red, se realizan en 30 kV con el objetivo de reducir dichas pérdidas.

Capítulo 4. ASPECTOS LEGALES Y NORMATIVOS

1. PERMISOS Y LICENCIAS

En España para la construcción de plantas de este tipo hacen falta varias licencias y permisos que son:

1.1 LICENCIA DE OBRA

Son permisos que expiden los ayuntamientos del término municipal donde se vaya a ejecutar la obra. Para el caso de obra mayor, el procedimiento es:

1. **Presentación del proyecto:** entrega de un proyecto técnico detallado, firmado por un ingeniero incluyendo planos y memoria descriptiva.
2. **Revisión técnica:** revisión por parte de los servicios técnicos municipales para asegurar que cumple con la normativa urbanística y de construcción.
3. **Pago de tasas:** tanto las tasas municipales (4%-6% del Presupuesto de Ejecución Material) como el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (2% - 5% del presupuesto de ejecución material).
4. **Aprobación y Emisión:** el ayuntamiento tiene un plazo de aproximadamente tres meses para conceder o denegar la licencia de obra.

1.2 LICENCIA AMBIENTAL

En el caso de zonas protegidas como: Parques Naturales; Parques Nacionales; Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) o Reservas naturales. También puede ser requerida una licencia ambiental de construcción.

2. NORMATIVA TÉCNICA

Esta aglomera toda la normativa referente a la conexión a red (Código de Red), el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión (RAT).

Capítulo 5. MODELO ECONÓMICO

Tras haber planteado los distintos diseños, se ha de escoger un indicador que evalúe en términos absolutos los distintos diseños. Ante la volatilidad de los precios de la energía a la que se ha sometido el mercado estos últimos tiempos, se ha decidido escoger un parámetro que no tenga en cuenta los ingresos sino solo el coste. El indicador por excelencia en el sector energético es el **LCOE (Levelized Cost Of Energy)**. Este indicador a grandes rasgos evalúa la calidad de la inversión independientemente de los ingresos.

1. DEFINICIONES BÁSICAS

Aquí se exponen las definiciones económicas básicas para comprender el modelo económico general:

- **CapEx:** Capital Expenditure, es la inversión inicial que se ha de realizar en cualquier proyecto. En este caso conllevará la obra civil, los materiales y equipos. Además, en esta partida se incluye la contingencia, los costes de desarrollo como las licencias y el terreno en el caso de que este se compre.
- **OpEx:** Operational Expenditure, es el coste realizado en la operación de la planta incluyendo: operación y mantenimiento (O&M), coste de los terrenos en caso de alquilarlos, seguridad, seguros, tasas y otros.
- **Wacc (weighted average cost of capital):** este es un porcentaje de coste del capital necesario. Es el retorno que desean recibir el inversor, así como el interés de la deuda
- **Producción:** cantidad de energía vertida a la red.

2. FORMULACIÓN

El modelo económico que se sigue en este proyecto sigue la siguiente formulación. La Ecuación 3 muestra cómo se obtiene el LCOE, parámetro decisor del mejor caso cuyas unidades serán €/MWh de manera que se obtenga el coste de generar una unidad de energía.

Esta formulación, como se ha comentado, no tiene en cuenta el precio de venta de la energía, solo el coste de su generación.

Ecuación 3: Levelized Cost of Energy (LCOE)

$$LCOE = \frac{C_N}{E_N}$$

Donde:

$C_N \equiv$ Coste Normalizado Anual [€]

$E_N \equiv$ Producción Media Anual de Energía [MWh]

El **coste normalizado** (C_N) se obtiene de la proyección y descuento de todos los costes del año inicial según la Ecuación 4.

Ecuación 4: Coste normalizado

$$C_N = CapEx \cdot f_a + OpEx_0 \cdot f_{\Sigma} \cdot f_a$$

Donde:

$CapEx \equiv$ Coste de la inversión inicial [€]

$f_a \equiv$ factor de amortización

$OpEx_0 \equiv$ Coste operativos primer año [€]

$f_{\Sigma} \equiv$ factor de acumulación

El **factor de amortización** (f_a) es un parámetro adimensional que se encarga de distribuir la inversión a lo largo de los años operativos de la planta teniendo en cuenta el wacc. La Ecuación 5 muestra el procedimiento de cálculo de dicho parámetro.

Ecuación 5: Factor de amortización

$$f_a = \frac{wacc \cdot (1 + wacc)^N}{(1 + wacc)^N - 1}$$

Donde:

$wacc \equiv$ *Weighted Average Cost of Capital*

$N \equiv$ *Número de años de operación de la planta*

El **factor de acumulación (f_Σ)** es una constante que se encarga de descontar al presente todos los costes futuros teniendo en cuenta tanto el wacc como el aumento de precios. La Ecuación 6 muestra la formulación de dicho parámetro.

Ecuación 6: Factor de acumulación

$$f_\Sigma = \frac{k_x \cdot (1 + k_x^N)}{1 - k_x}$$

La variable k_x refleja el balance entre el wacc y el aumento de precios de los costes de operación siguiendo la fórmula mostrada en la Ecuación 7.

Ecuación 7: Parámetro k_x

$$k_x = \frac{1 + r_x}{1 + wacc}$$

En donde r_x refleja el aumento de precio de los costes de operación.

2.1 COEFICIENTES UTILIZADOS

Los coeficientes utilizados para la formulación del LCOE se han de estimar teniendo en cuenta varios factores.

2.1.1 Weighted Average Cost of Capital (wacc)

El Weighted Average Cost of Capital (wacc) es el coste promedio ponderado de los diferentes componentes de capital de la empresa, incluyendo deuda y capital propio. Se utiliza para evaluar la rentabilidad de las inversiones. La Ecuación 8 representa el cálculo de dicho parámetro:

Ecuación 8: Cálculo del wacc

$$wacc = \left(\frac{E}{D + E} \right) \cdot r_e + \left(\frac{D}{D + E} \right) \cdot (1 - T) \cdot r_d$$

Donde:

$E \equiv$ Equity (Capital Propio)

$D \equiv$ Deuda externa

$r_e \equiv$ Coste del capital propio

$r_d \equiv$ Coste de la deuda

$T \equiv$ Tipo impositivo

2.1.2 Encarecimiento de costes operativos (r_x)

El encarecimiento de los costes operativos viene marcado por el IPC (Índice de Precios al Consumo) y este índice a su vez viene marcado por la inflación.

Capítulo 6. PUNTOS DE OPTIMIZACIÓN

El diseño de la planta ha implicado un proceso de optimización integral de los distintos parámetros. En este capítulo se presenta algún punto susceptible de ser optimizado por su gran peso en el CapEx con el objetivo de mejorar la competitividad del proyecto.

1. OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

El transformador de la subestación elevadora es un equipo que se selecciona en base a un dimensionado. Este equipo es el que tiene mayor peso en el CapEx de la subestación y, por tanto, un potencial punto de optimización.

El dimensionado de estos transformadores normalmente realiza en base a la potencia instalada en inversores de manera que: $S_{transformador} \geq S_{inversores}$. Con este dimensionado se asegura que la vida útil del transformador sea, al menos, la de la planta.

1.1 VIDA ÚTIL DE UN TRANSFORMADOR

La expectativa de vida de un transformador está directamente relacionada con el estado del papel del aislamiento. El estado del papel se define por el **grado de polimerización (DP)** del mismo el cual se irá reduciendo al degradarse con el paso de los años. Un transformador nuevo tiene un DP de 1.000 a 1.200 (para este estudio se considera DP=1.000), llegando a 200 al final de su vida útil. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra donde se ubica el papel aislante, así como la diferencia física en el inicio y fin de su vida útil.

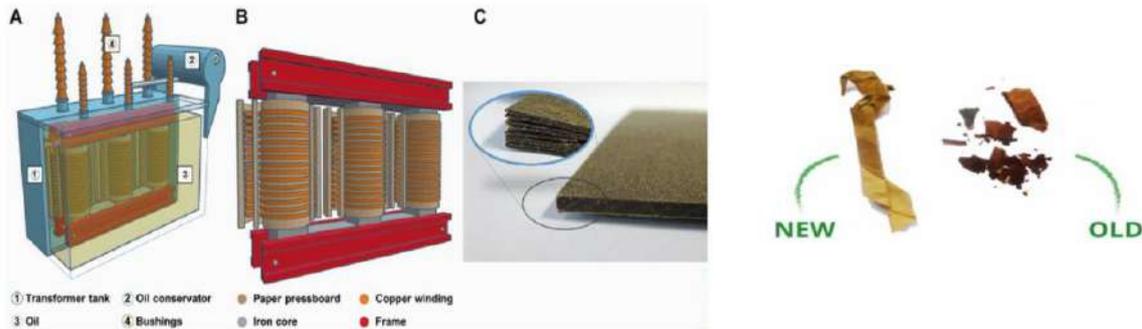


Ilustración 30: Ubicación del papel aislante y diferencia entre nuevo y desgastado.

Los factores que más influyen en dicha polimerización son la temperatura, el grado de carga y la humedad.

1.2 VARIACIÓN DE CARGA EN EL TRANSFORMADOR

Como bien se ha expuesto antes, el transformador se dimensiona para potencia específica suponiendo que va a trabajar a dicha potencia la mayor parte de su vida útil. En el caso de una planta solar, la potencia a la que trabaja el transformador dependerá de la producción de esta. La Ilustración 31 muestra la curva de producción de una planta solar fotovoltaica.

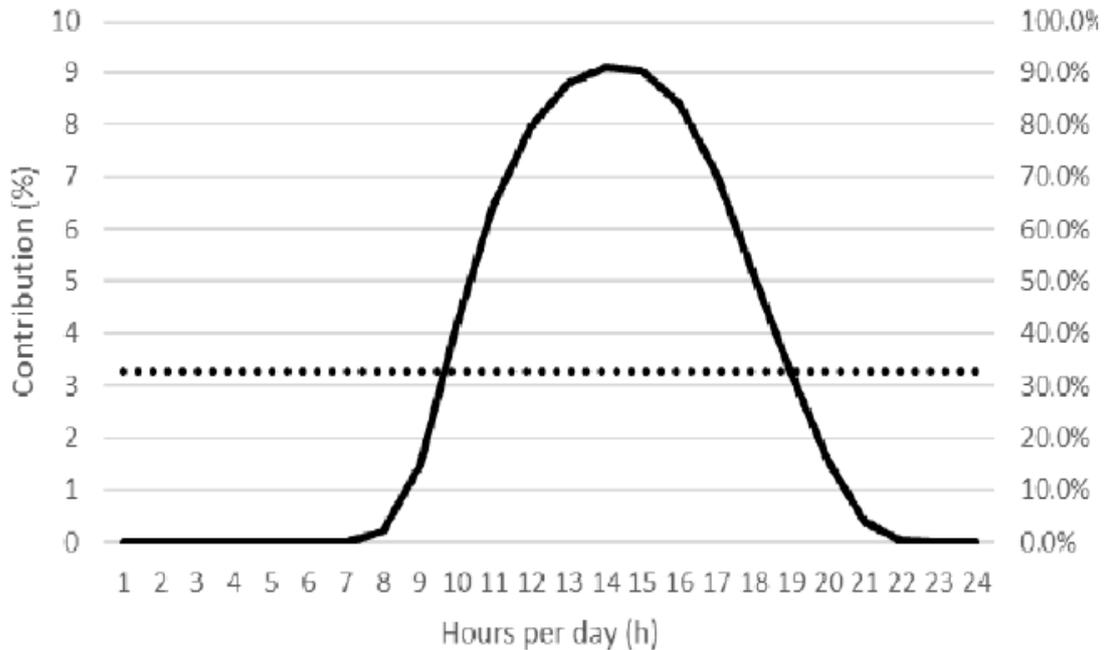


Ilustración 31: Producción media de una planta solar fija (Fuente: Elaboración Propia)

Este dato arroja que la carga media del transformador estará al 30% lo que supone un aumento de su vida útil por encima de las especificaciones ya que estas están referidas a trabajo en condiciones nominales.

1.3 HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN

La herramienta para la optimización del transformador se basa en el cálculo de la vida útil de un transformador teniendo en cuenta las curvas de producción. La Ecuación 9 conocida como la **ecuación de Arrhenius** determina el **factor pre-exponencial de la humedad (A)**

Ecuación 9: Ecuación de Arrhenius

$$\frac{1}{DP_{end}} - \frac{1}{DP_{start}} = A \cdot t \cdot e^{-\frac{E_A}{R \cdot (\theta_h + 273)}}$$

Donde:

$DP_{end} \equiv$ Grado de polimerización al final de la vida útil

$DP_{start} \equiv$ Grado de polimerización inicial

$A \equiv$ Factor pre – exponencial de la humedad

$t \equiv$ Intervalo de tiempo (1 hora si el dato de producción es horario)

$E_A \equiv$ Energía de activación

$R \equiv$ Constante de los gases ideales ($8,314 \text{ J/kmol}$)

$\theta_h \equiv$ Temperatura en el punto caliente

La Tabla 1 muestra los factores a utilizar según la normativa IEC 60076-7 utilizados en la ecuación de Arrhenius:

Tabla 1: Factores para la ecuación de Arrhenius (Fuente: IEC 60076-7)

Paper type/ageing parameters		Free from air and 0,5 % moisture	Free from air and 1,5 % moisture	Free from air and 3,5 % moisture	With air and 0,5 % moisture
Non-thermally upgraded paper	$A \text{ (h}^{-1}\text{)}$	$4,1 \times 10^{10}$	$1,5 \times 10^{11}$	$4,5 \times 10^{11}$	$4,6 \times 10^5$
	$E_A \text{ (kJ/mol)}$	128	128	128	89
Thermally upgraded paper	$A \text{ (h}^{-1}\text{)}$	$1,6 \times 10^4$	$3,0 \times 10^4$	$6,1 \times 10^4$	$3,2 \times 10^4$
	$E_A \text{ (kJ/mol)}$	86	86	86	82

Esta ecuación se aplica para cada punto de producción (una hora en la mayoría de los casos) y se obtiene el grado de polimerización para cada intervalo de manera que cuando este es menor de 200 se considera que el transformador ha llegado al final de su vida útil.

Documento II MEMORIA

TÉCNICA

Capítulo 1. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

En este capítulo se va a tratar el emplazamiento de partida analizando los diferentes aspectos y restricciones para la construcción de la planta fotovoltaica.

1. TERRENO

Se describe el terreno sobre el que se va a situar la planta fotovoltaica con sus pertinentes estudios físicos y características.

1.1 INFORMACIÓN GEOGRÁFICA Y CATASTRAL

El terreno elegido se encuentra en la parte sur de España, concretamente en el término municipal de Jerez de la Frontera (Cádiz). La Ilustración 32 muestra un ortofoto de dicho terreno delimitado.



Ilustración 32: Parcelas para la construcción de la planta fotovoltaica (Fuente: Elaboración propia).

Se trata de un terreno cuyo uso mayoritario es Tierras Arables (TA) y Olivar (OV), según lo declarado en el SIGPAC. A continuación, se muestra la Tabla 2 con la extensión de cada una de las parcelas.

Polígono	Parcela	Extensión
79	236	56,5315 has
79	214	91,3590 has
79	183	129,7700 has
TOTAL		277,6605 has

Tabla 2: Resumen de parcelas

El Anexo A contiene las fichas del SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas) de cada una de las parcelas. La extensión total de las parcelas, sin contar las áreas restringidas es de 277,6605 has.

1.2 ESTUDIO GEOTÉCNICO

Según el Instituto Geológico y Minero de España (IGN), se obtienen datos clave para el diseño de cimentaciones y evaluación de riesgos geotécnicos.

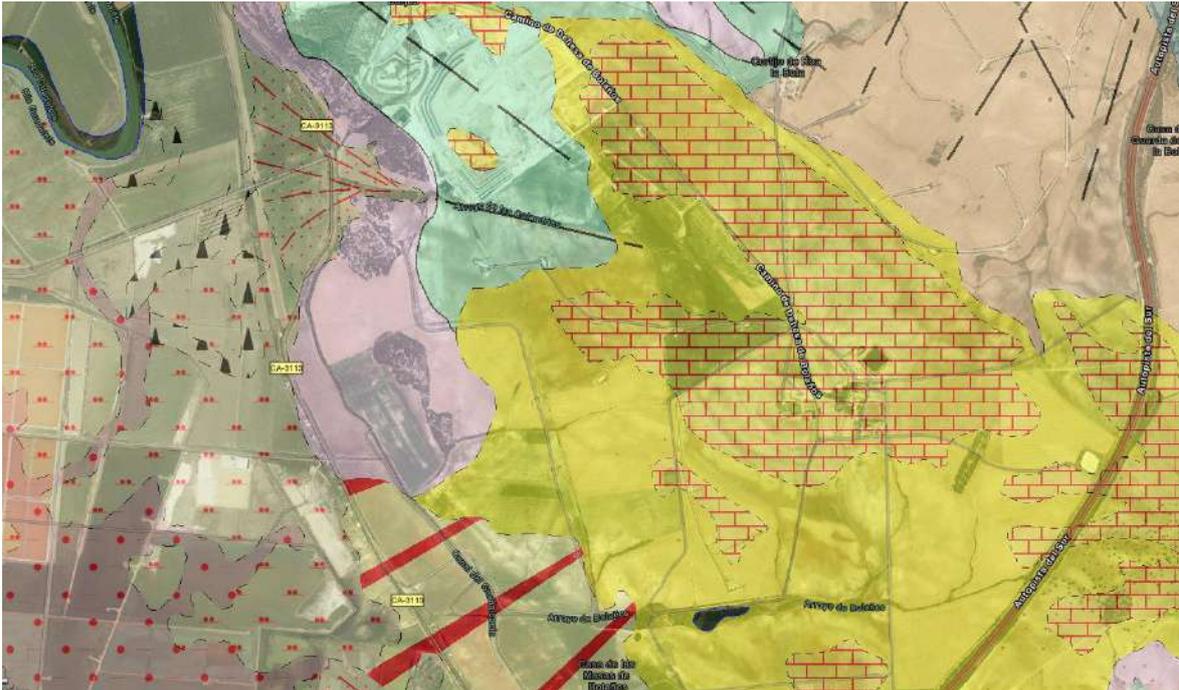


Ilustración 33: Recorte del Mapa Geológico de España (Fuente: Instituto Geológico y Minero)

Las zonas de emplazamiento de la planta fotovoltaica comprenden:

- Zona 10: Margas y margo-calizas. “Capas rojas”.
- Zona 22: Cantos de cuarcitas y cuarzo (Glacis antiguo).
- Zona 15: Limos arenosos ricos em Macrofauna. Arenas amarillas.
- Zona 17: Calizas polvorulentas lacustres.
- Zona 4: Arcillas abigarradas, areniscas, dolomías, yesos.

Como conclusión, las arcillas y calizas dan estabilidad al terreno y las arenas y limos permiten un buen drenaje. Por otro lado, el terreno cuarcítico puede complicar las labores de construcción debido a su dureza.

1.3 ESTUDIO HIDROLÓGICO

La presencia de humedad y el riesgo de inundación pueden comprometer la integridad de los equipos fotovoltaicos, por lo que es importante evaluar dicho riesgo teniendo en cuenta que el cauce del río Guadalete se encuentra a unos dos kilómetros.

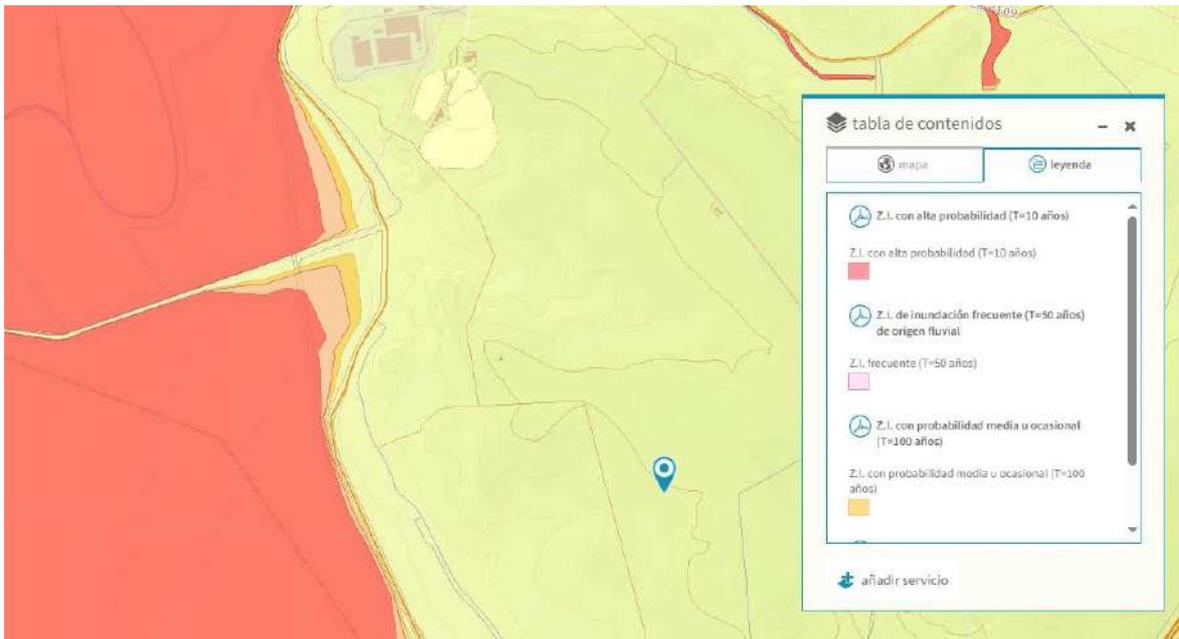


Ilustración 34: Mapa del riesgo de inundación (Fuente: Instituto Geográfico Nacional)

Tras analizar este riesgo, se puede comprobar en la Ilustración 34 que la zona elegida para la construcción de la planta fotovoltaica no presenta riesgo alguno de inundación.

1.4 ESTUDIO TOPOGRÁFICO

Como se verá más adelante, el relieve del terreno tanto cercano como lejano influye en la producción. Además, define los movimientos de tierra necesarios, teniendo un gran impacto en el presupuesto.

Como conclusión de este estudio, se desprende una ligera pendiente que no influye en el sombreado. Además los movimientos de tierra para la creación de caminos e instalación de las estructuras es mínimo reduciendo así el coste.

1.5 CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS

Los datos climatológicos son fundamentales para aplicar el modelo Kimber para cálculo de ensuciamiento.:

- Clima mediterráneo típico (Csa), basándose en la **clasificación Köppen de climas**. A este clima le corresponde un ratio de pérdida por ensuciamiento del 0,1%.
- Límites de limpieza: son -30% de ensuciamiento cuando llueve 3,5mm, -50% cuando llueve 4 mm; -85% cuando llueve 5 mm y -100% cuando llueve 6mm o más.
- El llamado periodo de gracia, son 3 días tras la lluvia en los que no se ensucia el panel debido a la limpieza del ambiente.
- Pérdidas debidas a ensuciamiento residual del 0,5%.
- La máxima pérdida por ensuciamiento es del 30%.
- No se realiza ninguna limpieza artificial.

El modelo establece una curva de pérdidas por ensuciamiento que se utiliza en todos los años de operación de la planta. La decisión de la no limpieza artificial se basa en la experiencia puesto que el coste de esta es superior al ingreso obtenido por el aumento de producción que esta supone.

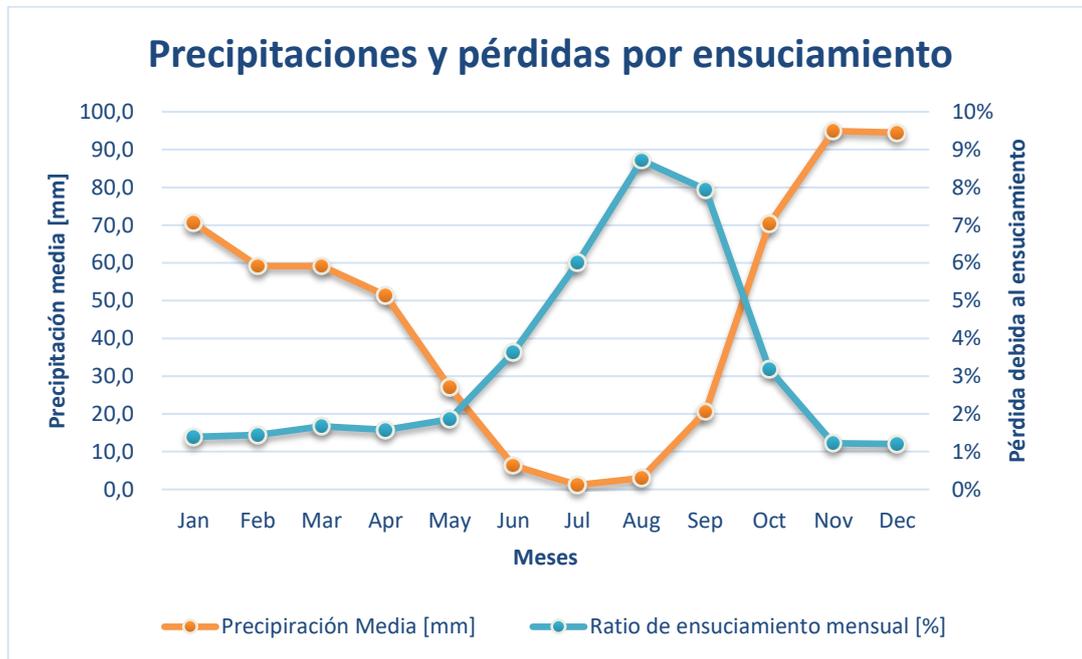


Ilustración 35: Precipitaciones y pérdidas por ensuciamiento (Fuente: Elaboración propia)

Como se desprende del gráfico (Ilustración 35), los meses de verano son los de menos precipitación y, por tanto, los de mayor ensuciamiento del panel. Este modelo ofrece valores mensuales que serán utilizados en el software PVSyst[®] para realizar un dimensionamiento más acorde a las condiciones de contorno.

2. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

Este capítulo trata la energía solar como fuente primaria de energía del sistema. El recurso solar, al igual que el emplazamiento, condiciona la producción energética de la planta.

2.1 FUENTE DE DATOS UTILIZADA

Para la evaluación del recurso solar se ha utilizado una base de datos horaria, es decir, con resolución de una hora. Hay varios parámetros que proporciona SolarGis[®] como base de datos expuestos en Tabla 3.

Code	Description
GHI	Global horizontal irradiation [Wh/m ²]
DNI	Direct normal irradiation [Wh/m ²]
DIF	Diffuse horizontal irradiation [Wh/m ²]
flagR	Cloud identification quality flag: 0: sun below horizon, 1: model value, 2: interpolated 1hour, 5: long term monthly median or persistence, 6: synthetic data, 10: nowcast, 11:NWP forecast
SE	Sun altitude (elevation) angle [deg]
SA	Sun aspect angle [deg]
TEMP	Air temperature at 2 m [deg_C]
AP	Atmospheric pressure [hPa]
RH	Relative humidity [%]
WS	Wind speed at 10 m [m/s]
WG	Wind gust at 10 m [m/s]
WD	Wind direction at 10 m [deg]
PREC	Precipitation total [mm]
PWAT	Precipitable water [kg/m ²]

Tabla 3: Parámetros horarios (Fuente: SolarGis®)

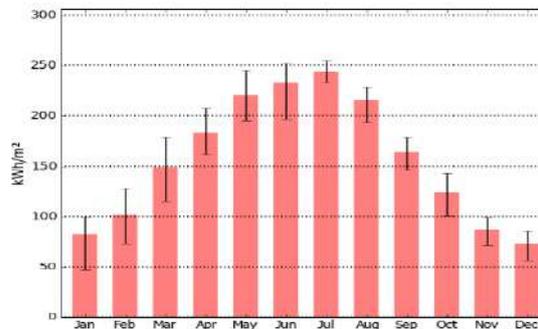
Todos los parámetros son calculados a partir de un conjunto de modelos solares y los datos de satélites meteorológicos geoestacionarios. En proyectos reales de ingeniería, estos parámetros son validados por equipos de medición in situ de gran resolución.

2.2 PARÁMETROS METEOROLÓGICOS

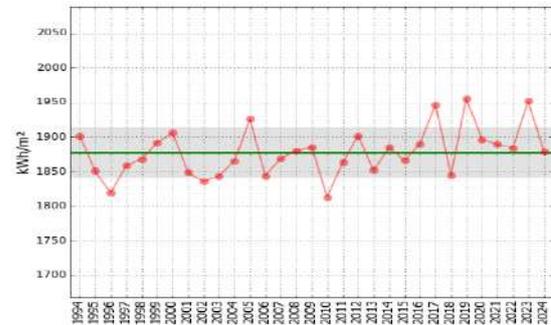
La información meteorológica, estudiada horariamente, se corresponde a un conjunto de 30 años de información. Los datos en bruto se almacenan en un archivo .csv pero el software realiza un informe en donde se exponen de manera mensual las medias y desviaciones estándar de algunos parámetros.

2.2.1 Irradiación horizontal global

Esta es la potencia radiante del sol que recibe una superficie paralela al plano horizontal de la tierra. La Ilustración 36 muestra el apartado del informe correspondiente a dicho parámetro.



Monthly long-term average (with min. and max.)



Variability of yearly values (with avg. and STDEV)

Ilustración 36: Irradiación Horizontal Global (Fuente: SolarGis®)

Se observan en este caso fluctuaciones importantes en los últimos 8 años en los que han predominado los valores fuera de la primera desviación estándar con radiaciones del orden de $1950 \text{ kWh}/\text{m}^2$ al año. Estos valores reflejan un escenario favorable para la generación fotovoltaica.

2.2.2 Irradiación directa normal

En relación la irradiación global, se tiene la radiación directa normal que es medida de forma que los rayos solares inciden de forma ortogonal a la superficie de medida. La Ilustración 37 muestra dicho parámetro constatando valores fuera de la primera desviación estándar en los últimos años.

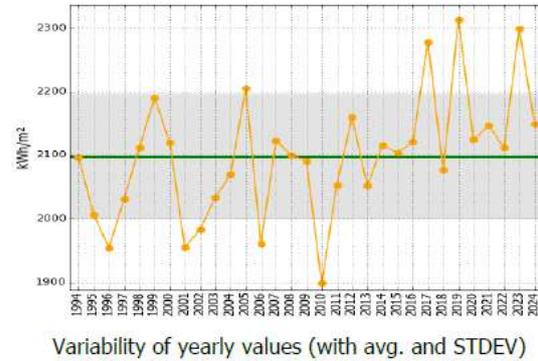
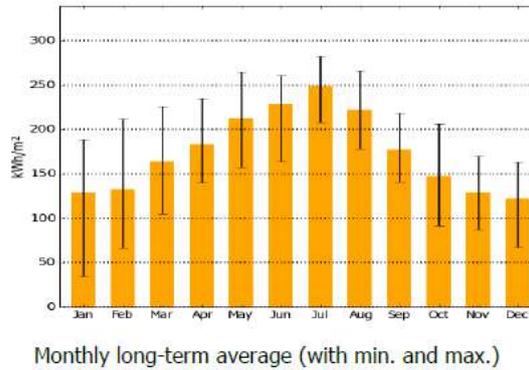


Ilustración 37: Irradiación Directa Normal (Fuente: SolarGis®)

Se observa una clara relación con la radiación global horizontal, pero con valores más altos debido a la ortogonalidad de los rayos a la superficie de medida.

2.2.3 Irradiación horizontal difusa

Esta es la irradiación que se obtiene en un plano horizontal a la superficie terrestre llegando de forma irregularmente dispersa. La Ilustración 38 muestra los valores en los que no hay una clara predominancia de valores fuera de la primera desviación estándar lo que conlleva una estabilidad de dicho parámetro.

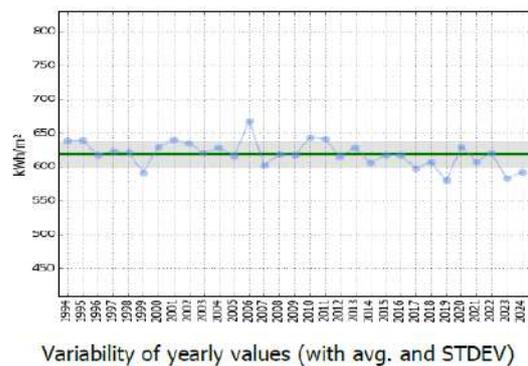
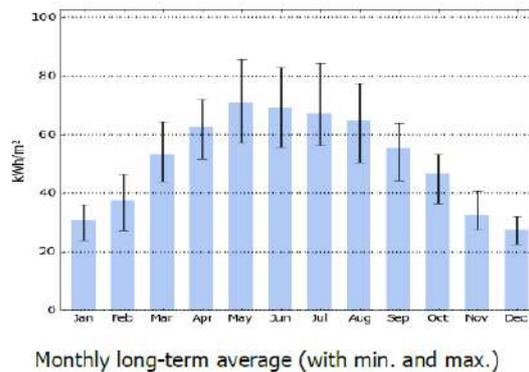
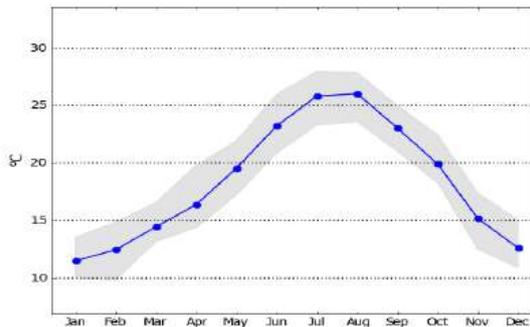


Ilustración 38: Irradiación horizontal difusa (Fuente: SolarGis®)

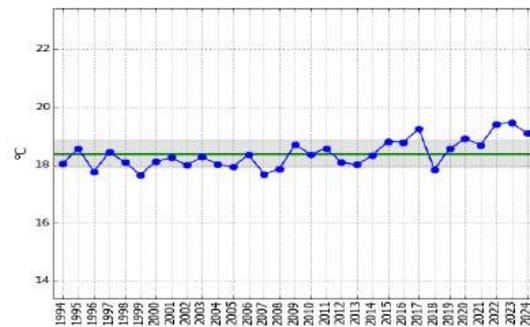
La decadencia de la radiación horizontal difusa en contraposición con la directa se puede explicar debido a la mayor claridad del cielo y una menor contaminación atmosférica que permite la llegada directa de los rayos.

2.2.4 Temperatura ambiente media diaria a 2 m

Esta temperatura influirá en gran medida en el desempeño de las células solares, la eficiencia de estas desciende a medida que la temperatura aumenta.



Monthly long-term average (with min. and max.)



Variability of yearly values (with avg. and STDEV)

Ilustración 39: Temperatura media diaria medida a 2m (Fuente: SolarGis®)

La Ilustración 39 muestra un claro aumento de la temperatura media diaria en los últimos años fuera de la primera desviación estándar.

2.3 MODELOS METEOROLÓGICOS

Para poder tratar la información meteorológica se utilizan parámetros estadísticos que permiten obtener modelos representativos de la meteorología de dicho lugar.

2.3.1 Año meteorológico tipo

El **año meteorológico tipo** es una serie anual de datos meteorológicos (radiación global, radiación difusa y temperatura ambiente) que se construye mes a mes a partir de la muestra de 30 años. Con esta información se calculará la producción de energía de la planta. En el Anexo B se muestra el informe que genera la base de datos meteorológica acerca de dicho modelo.

2.3.2 Año frío

El **año frío** es un conjunto de datos basados en una selección del dato horario con la temperatura mínima de toda la muestra de 30 años. Este modelo será utilizado en algunos cálculos como el número de paneles por string.

3. PUNTO DE CONEXIÓN A RED (POI)

El **Punto de Interconexión**, o **POI** por sus siglas en inglés, es el lugar donde la planta se conecta al sistema eléctrico español con el objetivo de poder operar en el mercado energético. El POI escogido en este caso es la Subestación La Cartuja, que está a unos tres kilómetros del centro del terreno por lo que será necesario construir una línea aérea o subterránea para salvar dicha distancia.



Ilustración 40: POI La Cartuja (Fuente: Enel distribución)

Como muestra la Ilustración 40 el nudo de conexión de La Cartuja no tiene capacidad de conexión al igual que los colindantes y como pasa en muchos sitios de la geografía española.

Para este caso, se parte de la hipótesis de que hay capacidad suficiente para dicha conexión a red de la planta. Apoyando esta suposición, hay varias noticias relacionadas con el futuro aumento de capacidad debido a la necesidad en ese punto.

Capítulo 2. EQUIPOS PRINCIPALES DE PLANTA

Los equipos principales son los elementos esenciales que forman la planta fotovoltaica, y son el módulo fotovoltaico, la estructura (fija o seguidor) y el inversor.

A la hora de plantear el diseño de la planta, el primer paso es seleccionar estos equipos principales. Normalmente estos vienen predefinidos por el departamento de compras de la compañía basándose en acuerdos marco y otras relaciones comerciales. Siguiendo el procedimiento habitual y teniendo en cuenta las últimas tecnologías disponibles, se realiza la siguiente elección:

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico elegido es el **Trina Solar TSM-720NEG21C.20**, de la marca Trina. Es un panel bifacial de 720 W de potencia nominal (tolerancia positiva de 5W), con una eficiencia del 23,2%. En cuanto a la fabricación de este es monocristalino con dopaje tipo N, con tecnología TOPCon, y Half-Cell. El incluye la hoja de características del mismo con más parámetros que se tendrán en cuenta a lo largo del proyecto. En el Anexo C se incluye la hoja de características del módulo escogido.

2. ESTRUCTURA

Como estructura fija se selecciona una biposte para garantizar mayor sostén y resistencia al viento con la instalación 3V (3 módulos en vertical). En el caso de la tecnología seguidor, se elige la estructura **Axone duo** de **PV Hardware bifila** que permite la instalación de módulos 1V (un módulo en vertical). En el Anexo D se incluye la hoja de características de la estructura de seguidor.

3. INVERSOR

Como inversor se ha escogido está implementado en un Centro de Transformación (CT), **SG6600UD-MV** de la marca Sungrow. El PB es exterior y cuenta con 6 inversores de 1,1 MVA cada uno con una entrada máxima de 1.500 V con 1 punto de máxima potencia por inversor. También cuenta con un transformador 10/35 kV Dy11y11 (dos devanados en el lado de baja) que se refigera ONAN (Oil Natural Air Natural). En el Anexo E se incluye la hoja de características del centro de transformación completo con todos los datos utilizados para el diseño y optimización.

Capítulo 3. INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN

Con el objetivo de la conexión a red de la planta, se ha definir una infraestructura de evacuación de energía. Esta infraestructura comprende los equipos desde el Centro de Transformación (CT) que es el conjunto de Inversor y transformador hasta la conexión a la red en el POI.

Con el objetivo de reducir las pérdidas óhmicas, se ha de elevar la tensión en un punto lo más cercano a la planta, de manera que las grandes distancias sean salvadas por una línea de alta tensión. La Ilustración 41 muestra el inversor + transformador (equipo principal), la red de media tensión, el transformador elevador a Alta Tensión (AT) y la línea de Alta Tensión a la red.

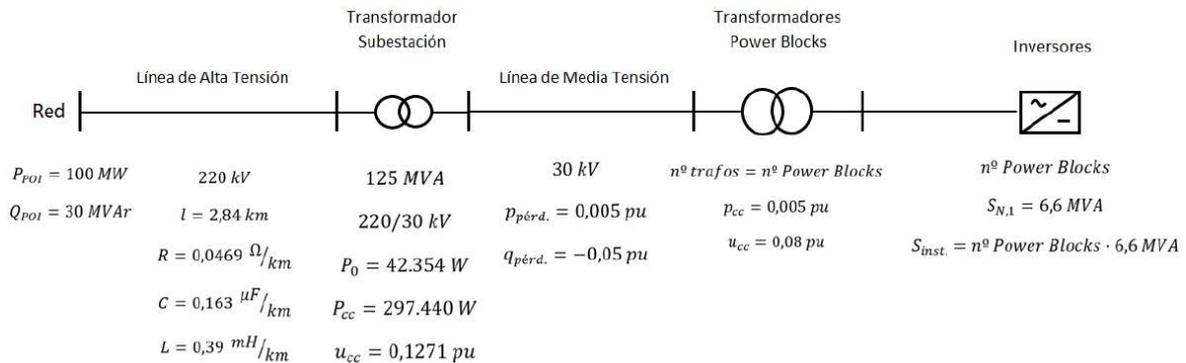


Ilustración 41: Infraestructura de evacuación (Fuente: Elaboración propia)

La tensión de entrada a los inversores es de 1.500 V máximo, estos convierten a corriente alterna y el transformador del CT la eleva a 30 kV. Estas canalizaciones de Media Tensión (30 kV) llegan a la subestación de la central donde se eleva a 220 kV que será la tensión de conexión en el POI.

1. EQUIPOS

1.1 SUBESTACIÓN

La **Subestación Elevadora de Tensión (SET)** es la encargada de albergar el transformador elevador y los equipos de protección como celdas y seccionadores y se divide en sistema de alta y de media tensión.

1.2 TRANSFORMADOR

El transformador es un equipo clave en esta infraestructura, se encarga de elevar la tensión de 30 kV a 220 kV. Como la potencia del punto de conexión es de 100 MVA, se ha seleccionado un transformador de 125 MVA, en concreto el **FARAMAX Trifásico TVC - 125000/220/30 (TPIII 125-ONAF-220/30)**. La hoja de características de este equipo se presenta en el Anexo F.

En este caso se el grupo de conexión es YNd11 que indica un devanado en el lado de alta tensión en de conexión en estrella con punto de conexión de neutro (N) y un solo devanado de baja tensión de conexión en triángulo. El desfase entre ambos devanados es de 330° ($11 \cdot 30^\circ$) según el índice horario de 11.

En cuanto a la refrigeración de este, la placa de características indica ONAF (Oil Natural Air Forced) para una potencia de 125 MVA. Además de estas características básicas, el Anexo F incluye el resto de las características necesarias para el diseño de la planta como las pérdidas en el hierro y en el cobre.

Este transformador se selecciona previo al cálculo de la producción y la selección del caso óptimo. Tras la selección de este caso de diseño optimo y con los datos de la producción se optimizará dicho transformador.

1.3 LÍNEA DE ALTA TENSIÓN (LAT)

Esta línea es la que conecta la subestación de planta con el POI a una tensión de 220 kV. La solución elegida para salvar esta distancia es la línea subterránea por la reducción del

impacto medioambiental y la distancia es relativamente corta (2,84 km). El cable utilizado es **Nexans 1x630 127/220 kV** con conductor de aluminio y aislamiento XLPE. El Anexo G incluye la hoja de características de dicho cable con el resto de las características utilizadas en los cálculos.

Capítulo 4. PLANTEAMIENTO DE LOS DISEÑOS

En este capítulo, partiendo de unos equipos principales se va a diseñar y obtener los datos necesarios de cada alternativa con el objetivo de seleccionar el mejor diseño. Tras este diseño se aplicarán algunas optimizaciones.

1. PROCESO DE DISEÑO

En este punto se presenta el proceso general diseño de los casos para la obtención de la lista de materiales (BoQ) y las producciones de energía:

1. **Elección de los equipos principales:** equipos críticos para el funcionamiento de la planta ya definidos.
2. **Definición de los parámetros generales de diseño:** estos son los inherentes a todos los casos a tratar como el número de inversores (siguiendo el código de red) y la longitud de string (según limitaciones físicas de los equipos).
3. **Definición de los parámetros variables:** estos definen los distintos casos de estudio e influirán en el diseño óptimo, son: ratio DC/AC, el pitch y el tilt.
4. **Diseño de casos para la obtención del BOQ:** con el software Rated Power® se genera el esquema de implementación (layout) en base a distintos parámetros y se obtiene la lista de materiales (BoQ) de cada diseño, así como la potencia instalada.
5. **Obtención de las producciones:** a partir del esquema de Rated Power, se parametriza el sistema en PVSyst® y se obtienen las producciones de energía inyectada en la red para cada caso.
6. **Evaluación económica de cada diseño:** en base a los costes de CapEx, OpEx y las producciones, se estima el Levelized Cost of Energy (LCOE) con el objetivo de decidir el mejor caso.

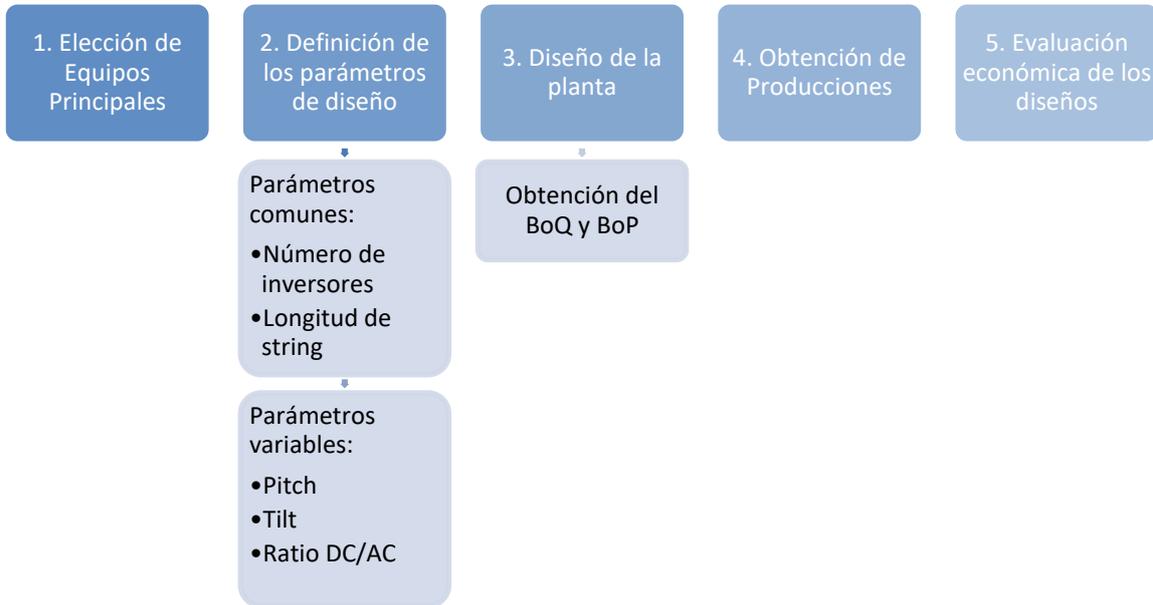


Ilustración 42: Proceso de diseño (Fuente: Elaboración propia)



Ilustración 43: Proceso de evaluación económica (Fuente: Elaboración propia)

La Ilustración 42 muestra cómo se realiza el proceso de diseño y el proceso de evaluación económica de cada diseño según el esquema de la Ilustración 43, ambos se realizan en paralelo.

2. PARÁMETROS DE DISEÑO

En este apartado se establecen tanto los **parámetros de diseño comunes** a todos los casos para cumplir con las condiciones de contorno como pueden ser el código de red, especificaciones técnicas del inversor y condiciones físicas del sistema. Además, determina

parámetros variables que darán lugar a cada uno de los casos. La Tabla 4 muestra un resumen de dichos parámetros.

Tabla 4: Relación de parámetros de diseño (Fuente: Elaboración Propia)

Parámetros de diseño		
Parámetro	Tipo	Parámetro decisor/limitante
Número de inversores	Fijo	Código de Red
Longitud de string	Fijo	Tensión máxima de entrada del inversor
Pitch	Variable	
Tilt	Variable	
Ratio DC/AC	Variable	

En resumen, el pitch, tilt y el ratio son los parámetros que, correlacionados entre sí, darán lugar al caso óptimo.

2.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE INVERSORES

El sistema eléctrico nacional en España sigue un código de red que establece las condiciones para la seguridad, eficiencia y competitividad de las redes eléctricas. En este documento se exponen las condiciones necesarias para que un generador pueda conectarse a red.

El esquema elegido (Ilustración 44) permite el cálculo con la existencia de otros generadores compartiendo infraestructura de evacuación siendo este el esquema más conservador con respecto al futuro.

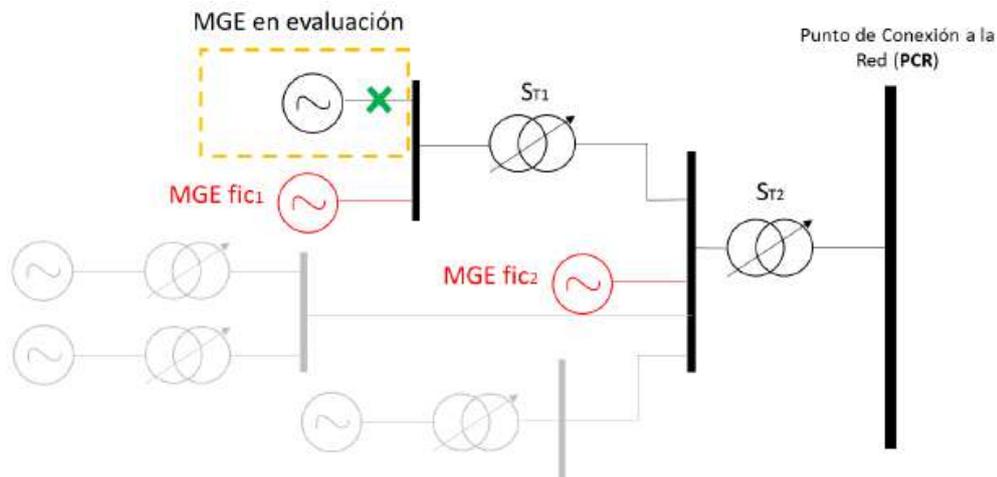


Ilustración 44: Esquema de caso de estudio (Fuente: REE)

Para asegurar la tensión en los nodos de la red y la compensación de potencia reactiva del sistema de evacuación, es necesario mantener en cada uno de estos una inyección de potencia reactiva. Para asegurar esta tensión y la compensación de reactiva para la operación segura de la red, el operador de Red (Red Eléctrica Española, REE) establece una inyección de reactiva de $\pm 0,3 Q/P_{\max}$ como condición más restrictiva, como se observa en la Ilustración 45. Para este caso, la potencia activa (P_{POI}) es de 100 MW, por lo que la potencia reactiva requerida es ± 30 MVar en el punto más desfavorable. El procedimiento de cálculo se basa en calcular todas las pérdidas en base al número de inversores instalados y seleccionar este número para que, con dichas pérdidas, se cumpla el código de red.

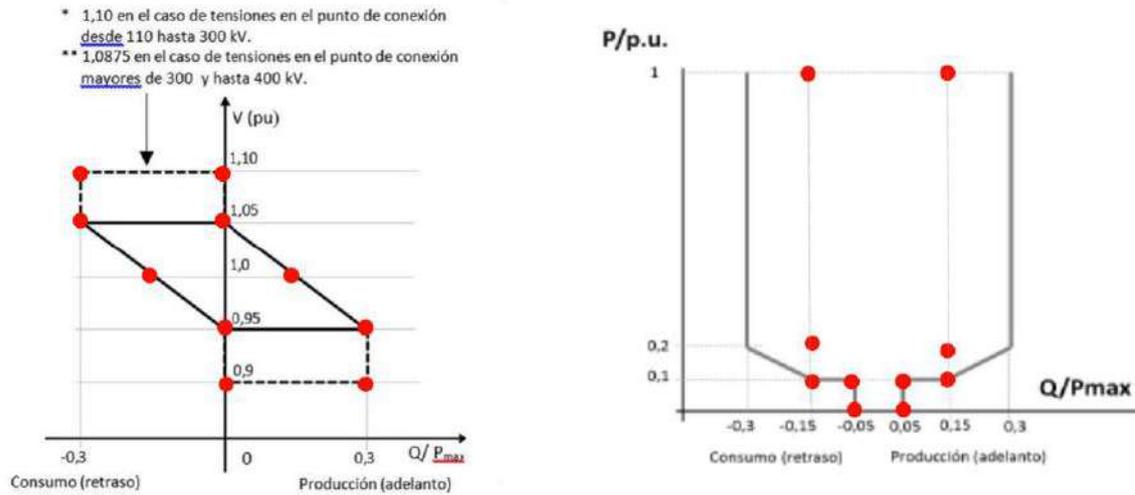


Ilustración 45: Condiciones del código de red (Fuente: REE)

Para la generación o consumo de la potencia reactiva según el código de red, hace falta un número de inversores que se calcula siguiendo el siguiente procedimiento:

1. **Cálculo de la potencia consumida por todos los equipos:** línea AT, transformador ST, línea MT y el transformador del inversor:
 - a. **Línea de Alta Tensión:**

La línea de Alta Tensión tiene unas características incluidas obtenidas de la hoja de características del Anexo G y resumidas en la Ilustración 46:

$$220 \text{ kV}$$

$$l = 2,84 \text{ km}$$

$$R = 0,0469 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$C = 0,163 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$$

$$L = 0,39 \text{ mH}/\text{km}$$

Ilustración 46: Características de la línea de Alta Tensión (Fuente: Elaboración propia)

La inductancia ha sido obtenida por experiencia en base a proyectos similares con líneas enterradas en tresbolillo. Primero se obtiene la admitancia capacitiva y la potencia reactiva generada asociada:

$$B_C = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,163 \cdot 10^{-6} \cdot 2,84; \quad B_C = 0,1454 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega$$

$$U_{\text{línea}} = \frac{220}{\sqrt{3}}; \quad U_{\text{línea}} = 127,017 \text{ kV}$$

$$Q_{\text{generada}} = 3 \cdot B_C \cdot U^2 = 3 \cdot 0,1454 \cdot 10^{-3} \cdot (127,017 \cdot 10^3)^2$$

$$Q_{\text{generada}} = 6,909 \text{ MVar}$$

Ahora, se calcula la potencia reactiva consumida:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,39 \cdot 10^{-3} \cdot 2,84; \quad X_L = 0,3479 \text{ } \Omega$$

$$I = \frac{S_{\text{inst}}}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{S_{\text{inst}}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}}$$

$$Q_{\text{consumida}} = 3 \cdot X_L \cdot I^2 = 3 \cdot 0,3479 \cdot \left(\frac{S_{\text{inst}}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} \right)^2$$

$$Q = Q_{\text{consumida}} - Q_{\text{generada}}$$

$$Q = 1,0437 \cdot \left(\frac{S_{inst}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} \right)^2 - 6,909$$

Quedaría definida en función de la potencia de inversores instalada (S_{inst}). En cuanto a la potencia activa, esta se calcula:

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot (0,0469 \cdot 2,84) \cdot \left(\frac{S_{inst}}{\sqrt{3} \cdot 220} \right)^2$$

Que quedaría definida dependiente también función de la potencia de inversores.

b. Transformador de la subestación:

En este caso se cogen los datos de los ensayos de vacío y de cortocircuito de la hoja de características de dicho transformador, Ilustración 47:

$$\begin{aligned} &125 \text{ MVA} \\ &220/30 \text{ kV} \\ &P_0 = 42.354 \text{ W} \\ &P_{cc} = 297.440 \text{ W} \\ &u_{cc} = 0,1271 \text{ pu} \end{aligned}$$

Ilustración 47: Datos del transformador de la subestación (Fuente: Elaboración propia)

Con estos datos se puede obtener el circuito equivalente en cortocircuito (asociado a las pérdidas en el cobre de los arrollamientos):

$$\left\{ \begin{aligned} &i_{cc} = i_N = 1 \text{ pu} \\ &p_{cc} = r_{cc} \cdot i_{cc}^2 = r_{cc} = \frac{P_{cc}}{S_N} = \frac{297.440 \cdot 10^{-6}}{125}; \quad r_{cc} = 0,00238 \text{ pu} \end{aligned} \right.$$

$$u_{cc} = i_{cc} \cdot z_{cc}; \quad z_{cc} = 0,1271 \text{ pu}$$

$$z_{cc} = \sqrt{r_{cc}^2 + x_{cc}^2}; \quad 0,1271 = \sqrt{0,00238^2 + x_{cc}^2}; \quad x_{cc} = 0,12078 \text{ pu}$$

Se averiguan las pérdidas en el cobre a una potencia dada de inversores ya que estas dependen de la carga del transformador:

$$p_{cu} = r_{cc} \cdot i^2 = 0,00238 \cdot \left(\frac{S_{inst}}{125}\right)^2$$

Las pérdidas en el hierro no varían con la carga y están asociadas al ensayo en vacío del transformador, quedando la pérdida de potencia activa en:

$$P = P_0 + p_{cu} \cdot S_{inst}$$

$$P = 42.354 + 0,00238 \cdot \left(\frac{S_{inst}}{125}\right)^2 \cdot 12510^6$$

La pérdida de potencia reactiva se da únicamente en el hierro, de manera que:

$$Q = x_{cc} \cdot i^2 \cdot S_{inst}$$

$$Q = 0,12078 \cdot \left(\frac{S_{inst}}{125}\right)^2 \cdot S_{inst}$$

c. Línea de Media Tensión:

Las pérdidas en la línea de media tensión se calculan en base a una estimación presentada en la Ilustración 48:

$$30 \text{ kV}$$

$$p_{\text{pérd.}} = 0,005 \text{ pu}$$

$$q_{\text{pérd.}} = -0,05 \text{ pu}$$

Ilustración 48: Pérdidas estimadas línea de Media Tensión (Fuente: Elaboración propia)

De esta manera:

$$P = 0,005 \cdot S_{\text{inst}}$$

$$Q = -0,05 \cdot S_{\text{inst}}$$

d. Transformadores de los Centros de Transformación (CTs):

En base a transformadores parecidos en potencia y tensión, se estiman los siguientes parámetros:

$$\begin{cases} p_{cc} = 0,005 \text{ pu} \rightarrow r_{cc} = 0,005 \text{ pu} \\ u_{cc} = 0,08 \text{ pu} \rightarrow z_{cc} = 0,08 \text{ pu} \\ p_0 = 0,001 \text{ pu} \end{cases}$$

$$z_{cc} = \sqrt{r_{cc}^2 + x_{cc}^2}; \quad 0,08 = \sqrt{0,005^2 + x_{cc}^2}; \quad x_{cc} = 0,0798 \text{ pu}$$

$$P = (p_0 + p_{cc} \cdot i^2) \cdot S_{\text{inst}} = (0,001 + 0,005 \cdot 1^2) \cdot S_{\text{inst}}$$

$$P = 0,06 \cdot S_{\text{inst}}$$

Del mismo modo, la potencia reactiva es:

$$Q = (x_{cc} \cdot i^2) \cdot S_{\text{inst}} = (0,0798 \cdot 1^2) \cdot S_{\text{inst}}$$

$$Q = 0,0798 \cdot S_{\text{inst}}$$

2. Evaluación de los casos límite:

- a. Caso en el que se tengan que inyectar 30 MVA_r (caso generador capacitivo):

$$Q_{generada\ capacitivo} = Q_{requerida\ POI} + Q_{consumida\ inf.\ evacuación}$$

- b. Caso en el que se tengan que absorber 30MVA_r (caso generador inductivo):

$$Q_{generada\ inductivo} = - (Q_{requerida\ POI} - Q_{generada\ inf.\ evacuación})$$

3. **Cálculo de la potencia aparente (S) para ambos casos:** la potencia activa será la que requiera el POI, igual para ambos casos.

$$P_{generada} = P_{requerida\ POI} - P_{consumida\ inf.\ evacuación}$$

$$S_{generada} = \sqrt{P_{generada}^2 + Q_{generada}^2}$$

4. **Selección del número de inversores:** teniendo en cuenta la potencia de un inversor ($S_{inversor}$), se calcula el número de inversores necesarios.

$$N^{\circ}\ de\ inversores \cdot S_{inversor} \geq \max \left\{ S_{generada\ capacitivo}, S_{generada\ inductivo} \right\}$$

Todos los cálculos numéricos se realizan en una hoja de cálculo (Anexo H) introduciendo los datos de las hojas de características de cada elemento adjuntas al final del documento. Se aumenta el número de inversores hasta que se encuentra el número mínimo para cumplir con los requisitos. La Ilustración 49 muestra como con 17 CTs (102 inversores) se cumple con las especificaciones del código de red.

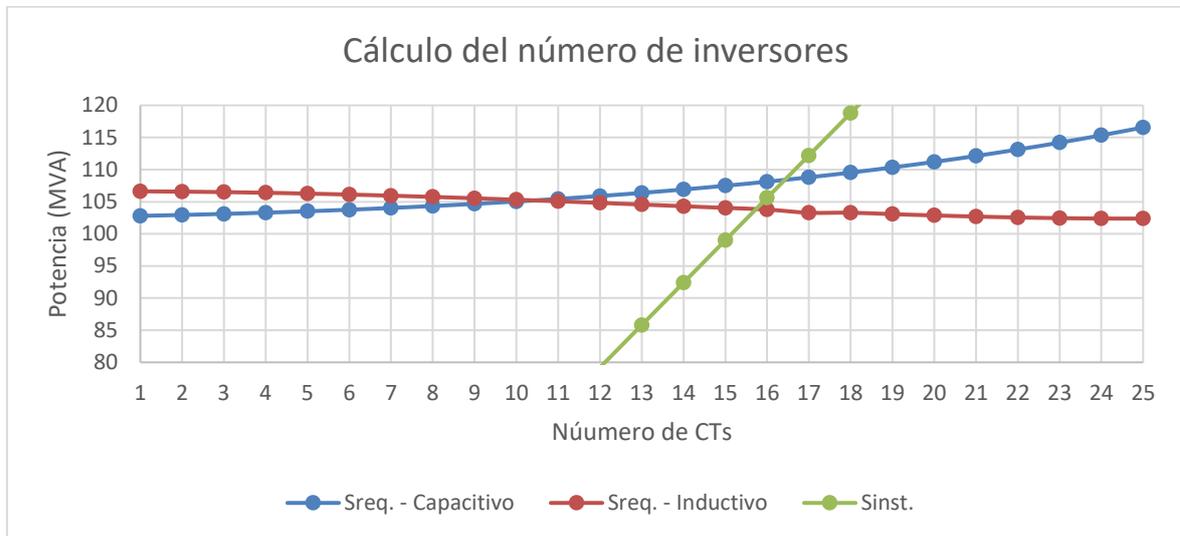


Ilustración 49: Relación de potencias en el cálculo del número de inversores (Fuente: Elaboración propia)

Los inversores se integran en centros de transformación en grupos de 6, ante la necesidad de instalación de centros de transformación completos, se modelan estos como un único inversor de 6,6 MVA resultando en 17 centros de transformación que resulta en 102 inversores de 1,1 MVA.

2.2 CÁLCULO DE LA LONGITUD DE STRING

Los **strings** o **cadenas** son la conexión en serie de varios módulos fotovoltaicos, este es un parámetro no suele variar en función del tipo de estructura, pero sí varía con la radiación solar y con la temperatura de célula.

La **longitud de string** está limitada por los límites de tensiones que soporta el inversor. A medida que la temperatura de la célula aumenta, disminuye el voltaje de salida (tensión de vacío). Al ser este un dimensionamiento estático, se utilizarán los casos más desfavorables, es decir cuando la tensión de salida es mayor que coincide con la temperatura menor de la célula. El modelo meteorológico que se utiliza será el año frío y, el procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Extracción los datos meteorológicos del año frío.
2. Introducción de los datos y simulación en PVSyst® para obtener las producciones.

3. Cálculo de la tensión de vacío para cada hora del año frío en función de los parámetros del módulo.
4. Búsqueda del valor de tensión de vacío más restrictivo.
5. Cálculo del número de módulos por string en función de la tensión máxima de vacío del módulo.

2.2.1 Formulación utilizada

En este apartado se presenta toda la formulación utilizada (Lorenzo). En primer lugar, Ecuación 10 muestra la ecuación para el cálculo de la tensión de vacío (V_{0c}) para cualquier pareja de $G_{inc.}$ (irradiancia global inclinada) y T_C (temperatura de célula):

Ecuación 10: Cálculo de la tensión de vacío

$$V_{0c}(T_C, G_{Inc.}) = V_{0c}^* + (T_C - T_C^*) \cdot \frac{dV_{0c}}{dT_C} + V_t \cdot \ln\left(\frac{G_{Inc.}}{G^*}\right)$$

Donde:

$V_{0c} \equiv$ Voltaje en circuito abierto (V)

$T_C \equiv$ Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$)

$V_{0c}^* \equiv$ Voltaje en circuito abierto y condiciones estándar (V)

$T_C^* \equiv$ Temperatura de la célula en condiciones estándar (25°C)

$G_{Inc.} \equiv$ Irradiancia Global sobre superficie inclinada

$G^* \equiv$ Irradiancia Global en condiciones estándar (100 W/m^2)

La tensión V_t sigue la siguiente formulación:

$$V_t = \frac{m \cdot k \cdot T_C}{e}$$

Donde:

$m \equiv$ Factor de idealidad (específico de cada módulo)

$k \equiv$ Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

$e \equiv$ Carga del electron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C)

Con el objetivo de obtener la tensión de vacío, se han de conocer todos los términos a la derecha del igual, pero el fabricante no suele ofrecer el factor de idealidad (m). Con dos puntos de operación se puede obtener el factor de idealidad, uno suele ser en condiciones estándar (STC) y otro en condiciones de baja irradiancia (200 W/m^2), ambos se muestran en la Tabla 5:

Tabla 5: Puntos de operación del panel fotovoltaico (Fuente: Elaboración propia)

Datos STC (Standard Thermal Conditions)	
Temperatura	25 °C
Irradiancia	1000 W/m ²
V _{oc}	49,70 V

Baja irradiancia	
Temperatura	25 °C
Irradiancia	200 W/m ²
V _{oc}	46,30 V

Con estos dos puntos se pueden despejar estas dos incógnitas de un sistema de dos ecuaciones:

$$\begin{cases} V_{oc}(25,1000) = V_{oc}^* + (25 - 25) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_c} + V_t \cdot \ln\left(\frac{1000}{1000}\right) = 49,70 \\ V_{oc}(20,800) = V_{oc}^* + (20 - 25) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_c} + V_t \cdot \ln\left(\frac{800}{1000}\right) = 46,30 \end{cases}$$

$$V_t = [41,30 - 38,80] \cdot \ln\left(\frac{800}{1000}\right)$$

$$V_t = 2,11 \text{ V}$$

Con la tensión V_t se despeja de la ecuación el factor de idealidad, que solo depende de la temperatura:

$$2,11 = \frac{m \cdot 1,381 \cdot 10^{-23} \cdot (25^{\circ}\text{C} + 273,15)}{1,602 \cdot 10^{-19}}$$

$$m = 82,2146$$

Por último, dV_{oc}/dT_C suele venir expresado en la hoja de características del módulo como un porcentaje de la tensión de vacío en condiciones estándar, de manera que:

$$dV_{oc}/dT_C = -0,24 \% \cdot 49,70V$$

$$dV_{oc}/dT_C = 0,11928 V/K$$

Con estos datos obtenidos y el par $(G_{Inc.}, T_C)$ que se obtienen de la simulación en PVSyst®, se puede llegar a calcular la tensión de vacío para cada caso con la Ecuación 10.

2.2.2 Parametrización del modelo y obtención de datos

El objetivo de este paso es obtener los valores de $(G_{Inc.}, T_C)$, se parametriza una estructura tipo. Para ello se utiliza el software PVSyst® y los parámetros que se han de tener en cuenta son:

- Site específico: archivo que indica la posición geográfica del lugar donde se encuentra la planta.
- El año frío correspondiente a ese site.
- Escena adaptada a la disposición real de los módulos respecto al ángulo de inclinación para estructura fija o ángulo de rotación para estructura de seguidor. La escena debe contar con, como mínimo, cuatro o cinco estructuras con el objetivo de que se aprecie el sombreado que unas provocan en los módulos de otra fila como se muestra en la Ilustración 50.

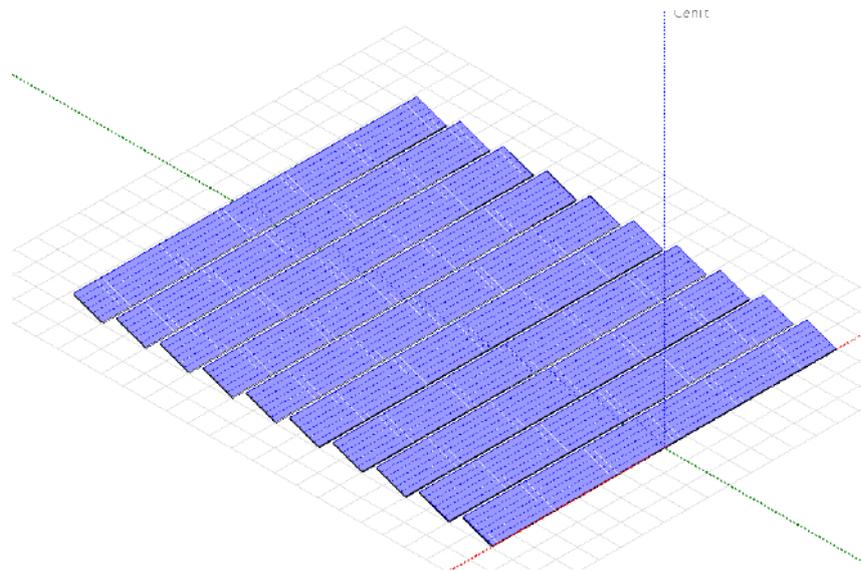


Ilustración 50: Escena para la simulación del cálculo de longitud de string (Fuente: PVSyst)

Tras estas simulaciones (realizadas para el caso de estructura fija y de seguidor) se obtienen los parámetros necesarios ($G_{inc.}$, T_C) para la realización de los cálculos.

2.2.3 Cálculo de la máxima tensión de vacío

A partir de los datos de irradiancia y temperatura obtenidos de la simulación anterior, para cada hora durante un año, se aplica la Ecuación 10. Una vez calculada la tensión de vacío para las 8.760 horas que componen el año, se buscan los máximos valores de tensión de vacío para sendos casos, resultando en:

$$V_{max,inv,seguidor} = 49,79 V$$

$$V_{max,inv,fija} = 49,75 V$$

Para el cálculo de la longitud de string, esta variación debida a la estructura no se tendrá en cuenta ya que no causará ninguna alteración al número final y se elige la más restrictiva, es decir, la más alta.

2.2.4 Número máximo de módulos por string

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima en de entrada al inversor, esta es la suma de tensiones de circuito abierto (V_{oc}) de los módulos

conectados en serie cuando la temperatura es mínima (tensión máxima). El cálculo sigue la Ecuación 11.

Ecuación 11: Cálculo de la longitud máxima de string

$$N_{max} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc} \text{ (hora más fría)}}$$

Este cálculo arroja el número máximo de módulos teniendo en cuenta que la tensión máxima del inversor es 1.500V ($V_{max,inv}$) para cada entrada. Utilizando la tensión antes seleccionada y mediante la Ecuación 11, se obtiene:

$$N_{max} = \frac{1.500 \text{ V}}{49,79 \text{ V}} = 30,13 \rightarrow 30 \text{ módulos por string}$$

Se escoge el entero inferior para no sobrepasar la tensión del inversor, es decir, 30 módulos por string o cadena.

2.2.5 Número mínimo de módulos por string

Al igual que la tensión máxima de entrada al inversor limita el número módulos por string, la tensión mínima también los restringe. En cambio, este no va a ser un factor limitante ya que conviene de instalar el mayor número de módulos en serie (string) puesto que un aumento en la tensión del inversor suele conllevar un aumento en la eficiencia. Además de los parámetros técnicos, el aumento de la longitud de string conlleva una reducción en el CapEx.

2.3 OPTIMIZACIÓN DEL PAR PITCH-TILT

Los parámetros **pitch** (distancia entre puntos homólogos de las estructuras) y **tilt** (inclinación de los módulos con respecto a la horizontal) tienen una estrecha relación. La relación tiene sentido desde el punto de vista del sombreado, un pitch menor hace que la inclinación sea menor para evitar sombras entre filas.

Con el objetivo de simplificar el cálculo y, teniendo en cuenta las dimensiones de las estructuras, se escoge un pitch fijo y se estudian posibles casos de inclinación (tilt). Las

distancias de pitch elegidas son de 12 m para estructura fija puesto que tiene tres módulos en vertical y 7 m para para estructura de seguidor con un solo módulo por fila.

El estudio del ángulo de inclinación se realiza con una herramienta de optimización implementada en el software PVSyst®, obteniendo los siguientes resultados:

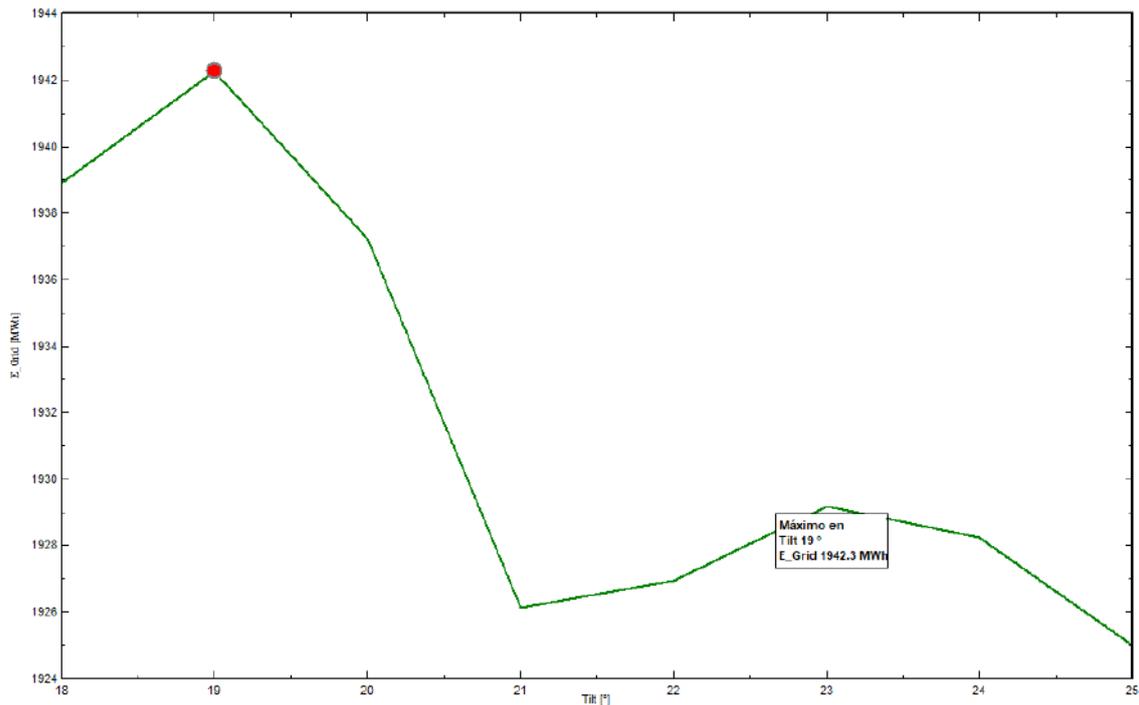


Ilustración 51: Herramienta de optimización pitch-tilt para solar fija (Fuente: PVSyst®)

En la Ilustración 51 se observa la potencia inyectada en red en función de la inclinación de los módulos (tilt) para un pitch fijo de 12 m. Se puede observar que la mayor producción se da para el caso de 19° de inclinación respecto a la horizontal.

Por tanto, se escoge un pitch de 12 m definido por la anchura de las mesas y un tilt de 20° (para simplificar cálculos y evitar errores) para estructura fija, acorde con el estudio realizado.

2.4 RATIO DC/AC EN EL POI

Este es un parámetro variable que marcará los distintos diseños. Se han de analizar varios casos de diseño para encontrar el más favorable. Los ratios más típicos en España oscilan entre 1,20 y 1,30 para estructura fija y entre 1,25 y 1,35 para tecnología de seguidor, por lo que se decide estudiar tres casos: 1,25; 1,30 y 1,35 en ambas tecnologías (fija y seguidor).

2.5 OTROS CRITERIOS DE DISEÑO

Además de los parámetros de diseño ya calculados, se han de tener en cuenta otras restricciones comunes a todos los casos:

- La vida útil de la planta debe ser de 30 años ya que es la vida útil media de los equipos principales.
- El diseño de la planta debe asegurar producir de manera segura y continua la potencia nominal del proyecto (MWac) a lo largo de la vida útil del diseño.
- Se ha de realizar una configuración que garantice la compatibilidad técnica de los equipos principales.
- El voltaje de Media Tensión (MT) debe ser de 30 kV. Se escoge esta tensión en lugar de 20 kV puesto que reduce aún más las pérdidas.

2.6 RESUMEN DE CASOS A TRATAR

Se ha determinado tratar 6 casos distintos: tres con una estructura fija y otros tres con una estructura de seguidor. A lo largo del estudio de estos casos se han considerado algunos parámetros fijos definidos anteriormente. La Tabla 6 muestra los casos base que se estudiarán, así como el ratio DC/AC en inversores, parámetro que se introducirá en el software Rated Power®.

Tabla 6: Casos base objeto de estudio (Fuente: Elaboración propia)

Estructura	Ratio DC/AC POI	Pitch	Tilt	Ratio DC/AC Inv.
Fija	1,25	12,0 m	20º	0,97
	1,3	12,0 m	20º	1,01
	1,35	12,0 m	20º	1,05
Seguidor	1,25	7,0 m	-	0,97
	1,3	7,0 m	-	1,01
	1,35	7,0 m	-	1,05

3. DISEÑO DE LA PLANTA

El objetivo de este primer paso es estudiar la viabilidad de las distintas configuraciones de la planta fotovoltaica y determinar la capacidad de generación en función del espacio disponible. También extraeremos la cantidad de material utilizado, así como la mano de obra de montaje y obra civil para cada caso establecido reflejado en el **Bill Of Quantities (BoQ)**

3.1 DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN

En este punto se definen tres tipos de áreas: el área disponible (AA) de planta, el área restringida (RA) y el área de la subestación (SA). También se definen los puntos de conexión del área de planta con el área de la subestación definidos como MV y el punto de acceso (AC) desde el que partirán los distintos caminos. La Ilustración 52 muestra las áreas y puntos descritos.

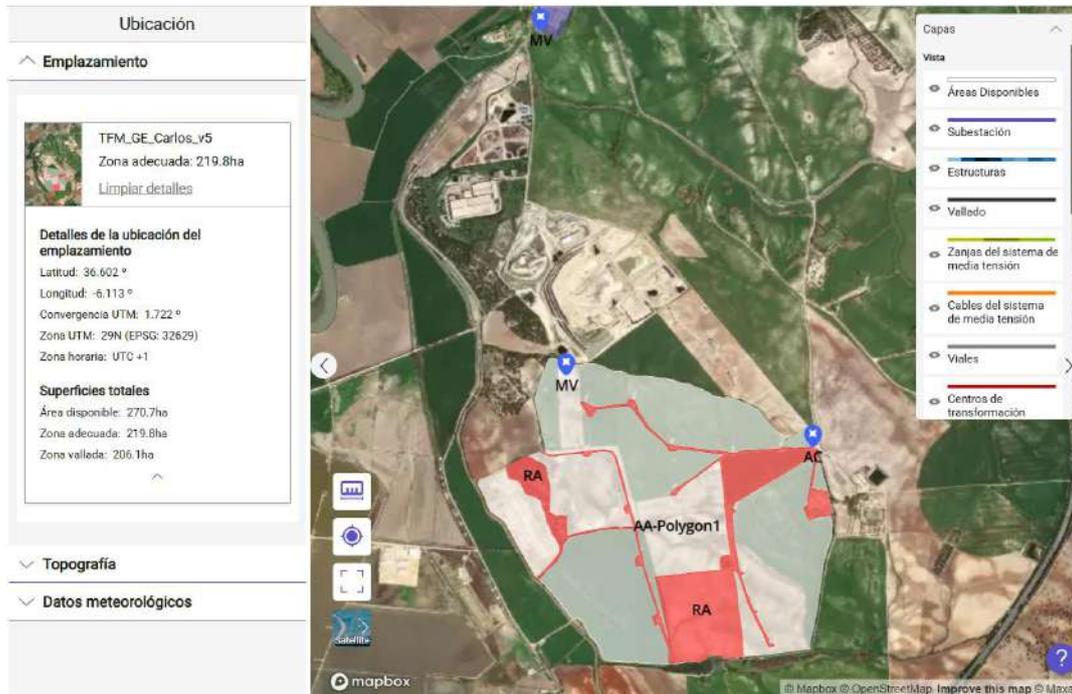


Ilustración 52: Definición del emplazamiento en Rated Power®

La topografía será tomada por defecto de Google Earth y los datos meteorológicos de la base de datos pública PVGIS 5 perteneciente a la Unión Europea. En este caso no se considera una base de datos con mayor precisión ni definición puesto que sirve para un primer diseño y la producción real será calculada con otro software.

3.2 DEFINICIÓN DE LOS EQUIPOS

Los equipos anteriormente descritos son seleccionados de la base de datos del software, tomando de esta todas las características necesarias. También se definen otros parámetros como la longitud de string o la configuración de los módulos (3V para estructuras fijas o 1V para estructuras de seguidor).

La Ilustración 53 muestra la configuración para una estructura fija biposte con 30 módulos por string con configuración 3V (tres filas en vertical), con una inclinación de 20° y una distancia al suelo de 0,5m (medida desde el borde inferior del panel).

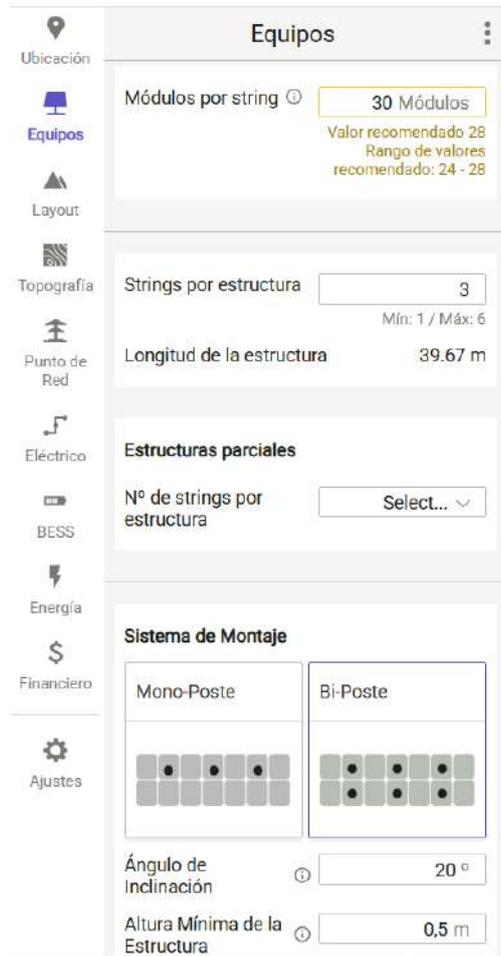


Ilustración 53: Definición de la estructura fija (Fuente: Rated Power®)

Se definen los mismos parámetros para estructura seguidor, siendo en este caso 1V (1 panel vertical).

3.3 DEFINICIÓN DEL LAYOUT

3.3.1 Requisitos de potencia

La restricción del POI de 100 MW debe ser parametrizada en el software con el objetivo de un dimensionamiento acorde con la misma. La Ilustración 54 muestra dicho requisito de potencia en el que se introduce una potencia específica: ratio DC/AC en los inversores varía en cada uno de los casos estudiados de acuerdo al ratio DC/AC en POI; otro parámetro que se elige es la cantidad de inversores que se instalan que es 102 en todos los casos.

Ilustración 54: Requisitos de potencia (Fuente: Rated Power®)

3.3.2 Otros requisitos

Estos requisitos son la forma de dimensionar si es por bloques o adaptativo, la forma de implementar los viales de acceso, orientación de las estructuras, distancias de seguridad... Todos estos parámetros no se consideran importantes debido a su impacto mínimo y la cantidad de terreno sobrante en relación con la restricción de POI con la que se cuenta.

3.4 SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE MEDICIONES

En este último paso se ejecutan cada uno de los seis diseños predefinidos con el objetivo de obtener una implementación de cada uno de ellos, la **potencia instalada total** y el **BoQ** correspondiente. La Ilustración 55 muestra la implementación de un caso en el que se puede observar la potencia pico de 135,475 MW correspondiente al caso de un ratio DC/AC en inversores de 1,05.

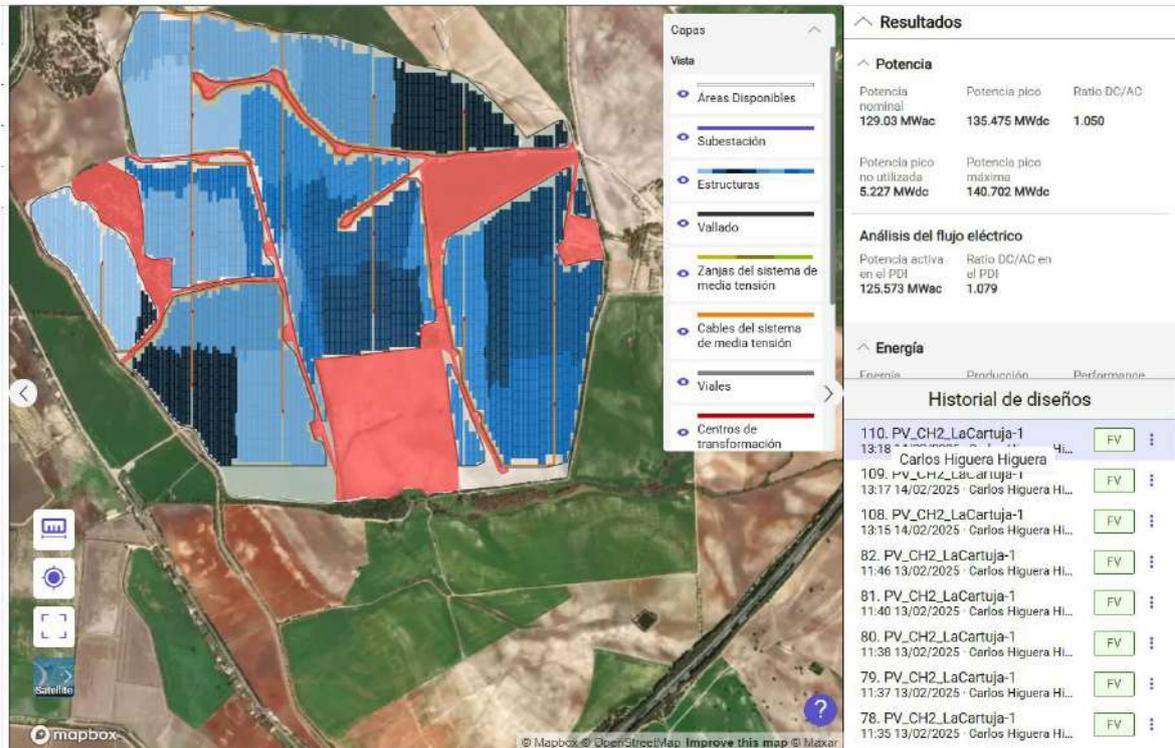


Ilustración 55: Implementación del caso de seguidor con ratio DC/AC POI de 1,35 (Fuente: Rated Power®)

Tras haber computado todos los resultados se obtienen los siguientes costes de BoP (Balance of Plant) que se muestran en la Tabla 7 y la Tabla 8:

Tabla 7: Coste BoP de planta estructura fija (Fuente: Elaboración propia)

Tipo de estructura	Estructura fija							
	1,25		% Variación	1,30		% Variación	1,35	
	Potencia instalada			Potencia instalada			Potencia instalada	
	125,194 MWp			130,313 MWp			135,497 MWp	
2 Obra civil	3.293.308,35 €	26,306 €/kWp	3,94%	3.422.923,45 €	26,267 €/kWp	3,25%	3.534.138,83 €	26,083 €/kWp
3 Sistema eléctrico	7.657.240,44 €	61,163 €/kWp	3,74%	7.943.726,93 €	60,959 €/kWp	2,57%	8.148.173,84 €	60,135 €/kWp
4 Montaje mecánico	2.028.600,00 €	16,204 €/kWp	4,09%	2.111.550,00 €	16,204 €/kWp	3,98%	2.195.550,00 €	16,204 €/kWp
5 Varios	3.361.267,65 €	26,848 €/kWp	0,00%	3.361.267,65 €	25,794 €/kWp	0,00%	3.361.267,65 €	24,807 €/kWp
TOTAL BOP	16.340.416,44 €		3,05%	16.839.468,03 €		2,37%	17.239.130,31 €	
	130,52 €/kWp			129,22 €/kWp			127,23 €/kWp	

Tabla 8: Coste BoP de planta estructura seguidor (Fuente: Elaboración propia)

Tipo de estructura	Estructura seguidor							
	1,25		% Variación	1,30		% Variación	1,35	
	Potencia instalada			Potencia instalada			Potencia instalada	
	125,150 MWp			130,313 MWp			135,475 MWp	
2 Obra civil	3.234.744,66 €	25,847 €/kWp	3,58%	3.350.600,57 €	25,712 €/kWp	2,21%	3.424.779,56 €	25,280 €/kWp
3 Sistema eléctrico	10.354.523,42 €	82,737 €/kWp	1,01%	10.459.370,64 €	80,263 €/kWp	3,49%	10.824.079,00 €	79,897 €/kWp
4 Montaje mecánico	2.897.000,00 €	23,148 €/kWp	4,12%	3.016.500,00 €	23,148 €/kWp	3,96%	3.136.000,00 €	23,148 €/kWp
5 Varios	4.224.799,82 €	33,758 €/kWp	0,00%	4.224.799,82 €	32,420 €/kWp	0,00%	4.224.799,82 €	31,185 €/kWp
TOTAL BOP	20.711.067,91 €		1,64%	21.051.271,02 €		2,65%	21.609.658,39 €	
	165,490 €/kWp			161,544 €/kWp			159,510 €/kWp	

Consecuentemente con el diseño, los costes de ambas tecnologías aumentan a medida que lo hace la potencia DC instalada (ratio mayor). El coste de los módulos, estructuras e inversores se incluyen en la partida de Equipos Principales y no en BoP, las diferentes partidas de BoP se detallan en el Anexo I por cada uno de los casos.

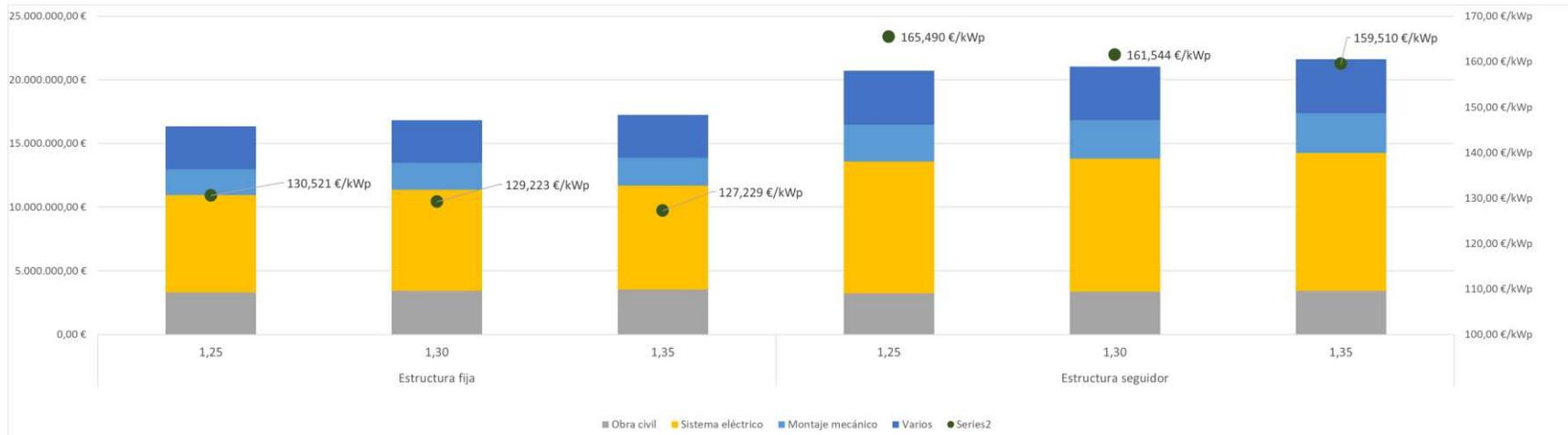


Ilustración 56: Comparativa visual de los BoP de los casos (Fuente: Elaboración Propia)

La Ilustración 56 muestra la comparativa de los distintos casos de manera más visual así como el ratio de coste BoP por potencia instalada.

4. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN

En este punto se definen los distintos casos en el software PVSyst® además de importar la fuente de datos meteorológica para definir la producción. Se definen unos parámetros generales del proyecto inherente a todas las variantes y posteriormente, a cada variante se le asignan unos parámetros específicos.

4.1 DEFINICIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Se definen los parámetros generales del proyecto que son la conexión a red, el lugar donde se construye la planta y los datos meteorológicos tanto del año meteorológico tipo como del año frío.

4.2 MODELIZACIÓN DE LAS VARIANTES

Varía para cada uno de los diseños que se quieren estudiar y los parámetros mostrados en la Ilustración 57.



Ilustración 57: Parámetros de cada una de las variantes (Fuente: PVSyst®)

4.2.1 Orientación

El primer caso que se presenta es el de estructura fija, los parámetros definidos son:

- **Tipo de campo:** al tratarse de una estructura fija es un plano inclinado fijo.

- **Parámetros del campo:** la inclinación es de 20° con respecto a la horizontal, definida anteriormente. El azimut que es la variación con respecto al sur geográfico es de 0° ya que es la más eficiente

La Ilustración 58 muestra los parámetros descritos, así como los gráficos de disposición de los módulos

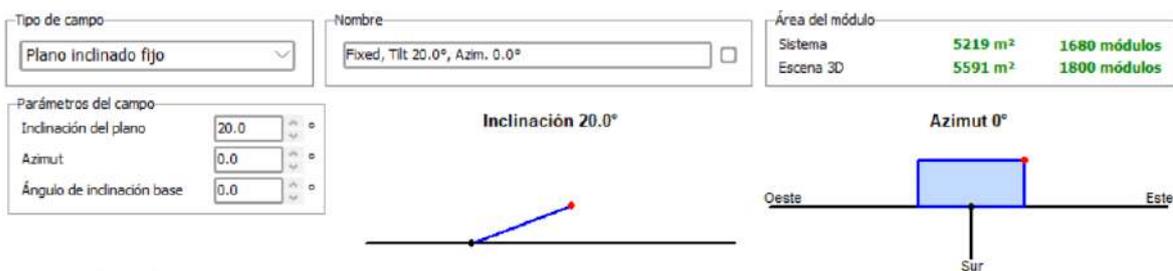


Ilustración 58: Parámetros de orientación en estructura fija (Fuente: PVSystem ®)

4.2.2 Sistema

En esta ventana (Ilustración 59) se hace la selección de los equipos principales a utilizar así como la longitud de las cadenas de módulos (strings) definida anteriormente para ambas estructuras, tanto fija como seguidor.

Seleccione el módulo FV

Módulo bifacial Sistema bifacial

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **36.9 V**
 Voc (30°C) **49.1 V**

Seleccione el inversor

50 Hz
 60 Hz

Núm. de inversores
 Voltaje de funcionamiento: **895-1500 V** Poder global inversor **112200 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **1500 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie entre 25 y 30

Núm. cadenas

Perdida sobrecarga **0.0 %**

Proporción Pnom **1.16**

Núm. de módulos 80990 **Área 562219 m²**

Condiciones de operación

Vmpp (60°C)	1108 V
Vmpp (20°C)	1250 V
Voc (30°C)	1474 V

Irradia. plano **1000 W/m²**

I_{mp} (STC) 105216 A

I_{sc} (STC) 111550 A

I_{sc} (en STC) 111550 A

Máx. en datos STC
Potencia de funcionamiento máx. 120989 kW
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 30313 kWp

Ilustración 59: Parámetros del sistema (Fuente: PVSyst ®)

4.2.3 Pérdidas detalladas

Estas pérdidas se introducen en el software PVSyst ® con el objetivo de realizar una buena simulación y se resumen en la Ilustración 60.

Modelo bifacial

No utilizar en la simulación
 Utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D
 Utilizar rastreadores ilimitados modelo 2D

Modelos 2D con herramienta pedagógica

Otros modelos están actualmente en construcción:

- Modelo general según la escena en el editor 3D
- Distribución de irradiancia en la parte trasera

Parameters mode

distancia definido por el usuario
 Número de cobertizos definido por el usuario

La simulación utilizará los parámetros determinados por el sistema (casillas de verificación marcadas)

Irradiancia incidente en el suelo

Factor de haz del suelo: Desde la posición del sol, modelo

Factor de tierra difuso: % Del modelo 2D

Fracción transparente de cober: % no sensible

Albedo de tierra: Valores mensual

Valores mensuales de albedo de tierra

Ene.	<input type="text" value="0.170"/>	Mayo	<input type="text" value="0.220"/>	Sep.	<input type="text" value="0.200"/>
Feb.	<input type="text" value="0.190"/>	Jun.	<input type="text" value="0.210"/>	Oct.	<input type="text" value="0.200"/>
Mar.	<input type="text" value="0.210"/>	Jul.	<input type="text" value="0.210"/>	Nov.	<input type="text" value="0.190"/>
Abr.	<input type="text" value="0.210"/>	Ago.	<input type="text" value="0.220"/>	Dic.	<input type="text" value="0.180"/>

Fijar todo como enero

Irradiancia reflejada en la parte trasera

factor de vista: % Del modelo 2D

Factor de sombreado de estruc: % (0 = sin sombreados)

Comportamiento del conjunto FV

Factor de pérdida de desajuste: %

Factor de bifacialidad del módulo: % del módulo FV

Ilustración 60: Parámetros de pérdidas detalladas (Fuente: PVSyst®)

4.2.3.1 Parámetro térmico

En este apartado se modelan las pérdidas térmicas del campo solar para evaluar la temperatura de la célula durante la operación de la planta. El modelo consta de una constante (U_c) que viene predefinida en $29 \text{ W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$ debido a que son módulos montados “libres” con circulación de aire. La siguiente figura muestra la interfaz de configuración de este parámetro:

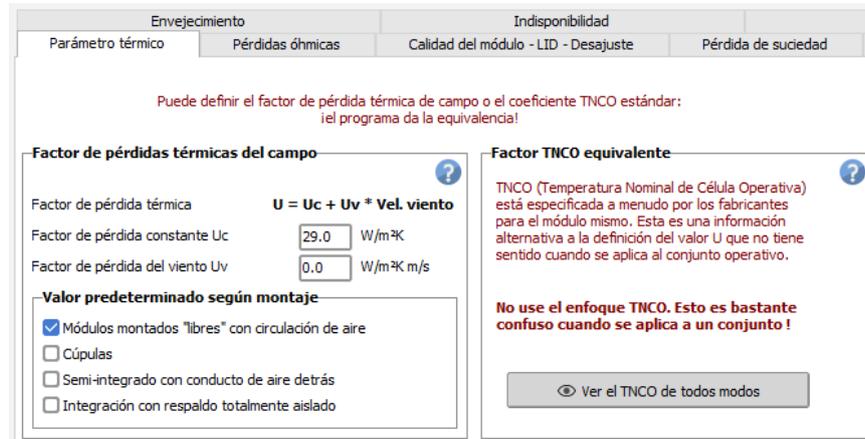


Ilustración 61: Parametrización del parámetro térmico (Fuente: PVSystem®)

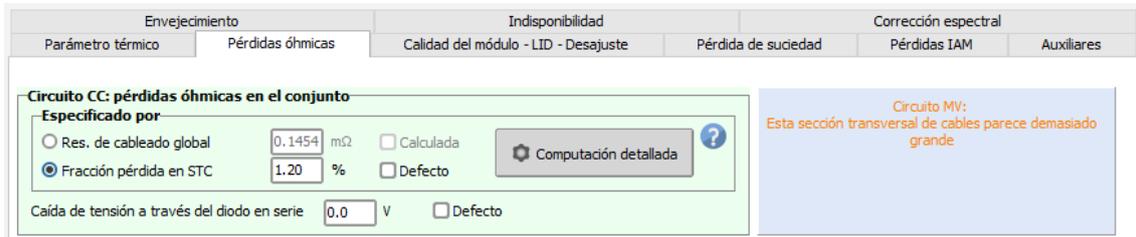
Este parámetro influenciará en la temperatura de las células y, por tanto, en la eficiencia del módulo como se explica en la Ilustración 61.

4.2.3.2 Pérdidas óhmicas

Son las debidas a la circulación de la electricidad por los distintos elementos que conforman la planta. Se dividen en:

- **Circuito CC: Pérdidas óhmicas en el conjunto**

Estas pérdidas se parametrizan como fracción pérdida en STC (Standard Thermal Conditions) que se ajustan al 1,20%. Esta cifra se obtiene teniendo en cuenta la caída máxima de tensión según (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)) que es de 1,50% y el promedio, llegando a la conclusión que un valor de 1,20% es suficientemente conservador.



Envejecimiento Indisponibilidad Corrección espectral

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto

Especificado por

Res. de cableado global 0.1454 mΩ Calculada ?

Fracción pérdida en STC 1.20 % Defecto

Caída de tensión a través del diodo en serie 0.0 V Defecto

Circuito MV:
Esta sección transversal de cables parece demasiado grande

Ilustración 62: Parametrización de las pérdidas en CC (Fuente: PVSyst®)

La Ilustración 62 muestra la configuración elegida manualmente sin realizar la computación detallada.

- **Pérdidas CA, después del inversor:**

Son las pérdidas por el efecto Joule, el efecto pelicular y las corrientes de Foucault. El efecto pelicular consiste en la concentración de la corriente alterna en la superficie del conductor a medida que aumenta la frecuencia, reduciendo la sección del conductor y aumentando la resistencia. Las corrientes de Foucault son inducidas por conductores cercanos con corriente alterna que producen corrientes parasitarias y que conllevan pérdidas adicionales. Estas son:

- **Pérdidas del cable CA a transformador (por inversor)**

Se establece un valor de pérdida óhmica del circuito CA con una fracción pérdida en STC de 0,05% definida por cada inversor. Adicionalmente se seleccionan las opciones de varios transformadores de Media Tensión (MT) y un transformador de Alta Tensión (AT). La Ilustración 63 resume la configuración elegida:



Ilustración 63: Parametrización de las pérdidas cable CA al transformador (Fuente: PVSyst®)

- **Línea de media tensión:**

Esta es la línea que procede de cada uno de los 17 trafos de MT al trafa elevador a alta tensión. La tensión de esta línea es de 30 kV y se aplica una fracción de pérdidas de 0,46% de STC.

- **Transformadores de MT:**

En este caso contamos con 17 transformadores de MT, uno por cada Centro de Transformación (CT). La desconexión nocturna permite que el transformador no tenga pérdidas cuando no se encuentra en operación. Estas pérdidas son las debidas a la magnetización del núcleo produciendo pequeñas corrientes por el devanado (corrientes de Foucault o histéresis). Las pérdidas en el hierro (valor constante) y en el cobre (resistiva) las genera por defecto el software marcando sendas casillas. La configuración elegida se resume en la Ilustración 64:

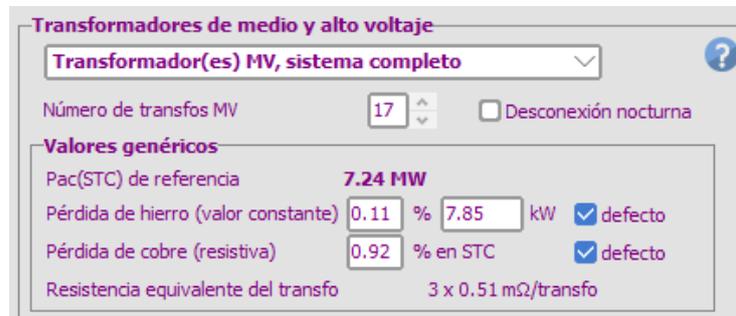


Ilustración 64: Parametrización de pérdidas en el transformador MT (Fuente: PVSystem®)

○ **Transformadores de Alta Tensión:**

En este caso se dispone de la hoja de características del transformador incluido en el Anexo F, por lo que se utilizan los valores en la parametrización de las pérdidas como muestra la Ilustración 65:

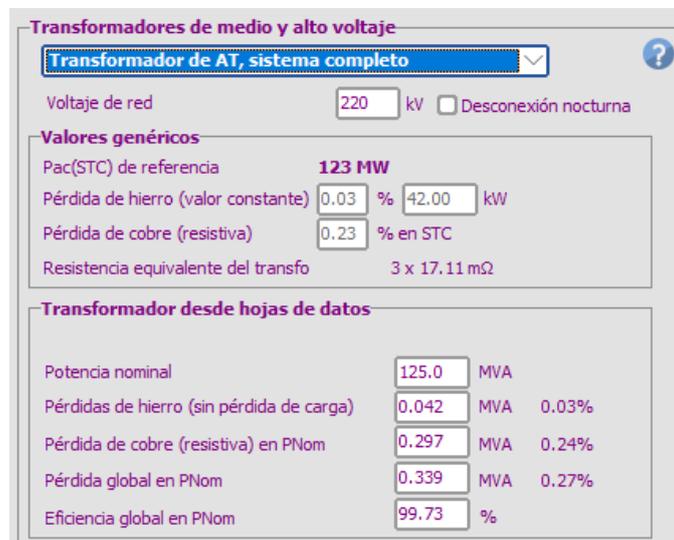


Ilustración 65: Parametrización de pérdidas en el transformador de AT (Fuente: PVSystem®)

Estas pérdidas tendrán una influencia mínima, pero se han de modelar para tener en cuenta la potencia total inyectada en el POI.

4.2.3.3 Calidad del módulo - LID – Mismatch

La **calidad del módulo** varía con respecto a la que ofrece el fabricante, por eso es necesario ajustarla añadiendo un porcentaje negativo (exceso de calidad) definido como un $-0,2\%$. La **LID** es la degradación inducida por la luz que se estima en un $0,6\%$ y que tiene gran peso en los módulos cristalinos como el seleccionado para este proyecto. El **mismatch** se ajusta en un 1% la contribución del desajuste del módulo y $0,5\%$ del desajuste de tensión entre cadenas; estas contribuciones son pérdidas en el MPP (Maximum Power Point) del inversor. Todas las pérdidas han sido debidamente computadas según la Ilustración 66.

Envejecimiento		Indisponibilidad		Corrección
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad	Pérdidas
<p>Calidad del módulo defecto ?</p> <p>Pérdida de eficiencia módulo <input type="text" value="-0.2"/> % <input type="checkbox"/></p> <p>Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.</p> <p>(valor negativo indica exceso de rendimiento)</p>		<p>Pérdidas de desajuste de módulo defecto ?</p> <p>Pérdida de potencia en MPP <input type="text" value="1.00"/> % <input type="checkbox"/></p> <p>Computación detallada</p>		
<p>LID - Degradación Inducida por Luz defecto ?</p> <p>Factor de pérdidas LID <input type="text" value="0.6"/> % <input type="checkbox"/></p> <p>Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación</p>		<p>Desajuste de voltaje de las cadenas defecto ?</p> <p>Pérdida de potencia en MPP <input type="text" value="0.50"/> % <input type="checkbox"/></p> <p>Estudio detallado</p>		

Ilustración 66: Parametrización de pérdidas del módulo (Fuente: PVSystem®)

4.2.3.4 Pérdidas por ensuciamiento

Estas son las ya explicadas y calculadas para el lugar donde se encuentra la planta, resultando en la siguiente parametrización mensual de la Ilustración 67.

Envejecimiento		Indisponibilidad																									
Parámetro térmico	Pérdidas óhmicas	Calidad del módulo - LID - Desajuste	Pérdida de suciedad																								
<p>Factor de pérdida de suciedad anual</p> <p>Factor de pérdida anual <input type="text" value="3.3"/> % Defecto </p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Defina val. mensuales</p>		<p>Valores mensuales de suciedad</p> <table border="1"> <tr> <td>Ene.</td><td><input type="text" value="1.4"/> %</td> <td>Jul.</td><td><input type="text" value="6.0"/> %</td> </tr> <tr> <td>Feb.</td><td><input type="text" value="1.4"/> %</td> <td>Ago.</td><td><input type="text" value="8.7"/> %</td> </tr> <tr> <td>Mar.</td><td><input type="text" value="1.7"/> %</td> <td>Sep.</td><td><input type="text" value="7.9"/> %</td> </tr> <tr> <td>Abr.</td><td><input type="text" value="1.6"/> %</td> <td>Oct.</td><td><input type="text" value="3.2"/> %</td> </tr> <tr> <td>Mayo</td><td><input type="text" value="1.9"/> %</td> <td>Nov.</td><td><input type="text" value="1.2"/> %</td> </tr> <tr> <td>Jun.</td><td><input type="text" value="3.6"/> %</td> <td>Dic.</td><td><input type="text" value="1.2"/> %</td> </tr> </table> <p><input checked="" type="checkbox"/> Fijar todo como enero</p>		Ene.	<input type="text" value="1.4"/> %	Jul.	<input type="text" value="6.0"/> %	Feb.	<input type="text" value="1.4"/> %	Ago.	<input type="text" value="8.7"/> %	Mar.	<input type="text" value="1.7"/> %	Sep.	<input type="text" value="7.9"/> %	Abr.	<input type="text" value="1.6"/> %	Oct.	<input type="text" value="3.2"/> %	Mayo	<input type="text" value="1.9"/> %	Nov.	<input type="text" value="1.2"/> %	Jun.	<input type="text" value="3.6"/> %	Dic.	<input type="text" value="1.2"/> %
Ene.	<input type="text" value="1.4"/> %	Jul.	<input type="text" value="6.0"/> %																								
Feb.	<input type="text" value="1.4"/> %	Ago.	<input type="text" value="8.7"/> %																								
Mar.	<input type="text" value="1.7"/> %	Sep.	<input type="text" value="7.9"/> %																								
Abr.	<input type="text" value="1.6"/> %	Oct.	<input type="text" value="3.2"/> %																								
Mayo	<input type="text" value="1.9"/> %	Nov.	<input type="text" value="1.2"/> %																								
Jun.	<input type="text" value="3.6"/> %	Dic.	<input type="text" value="1.2"/> %																								

Ilustración 67: Parametrización de pérdidas de ensuciamiento (Fuente: PVSyst®)

4.2.3.5 Pérdidas IAM

Son, como ya se ha definido, las relativas a la no perpendicularidad de los rayos en el módulo y se estiman según una curva extraída del archivo .pan que contiene las características tecnológicas del módulo tal y como se puede observar en la Ilustración 68.

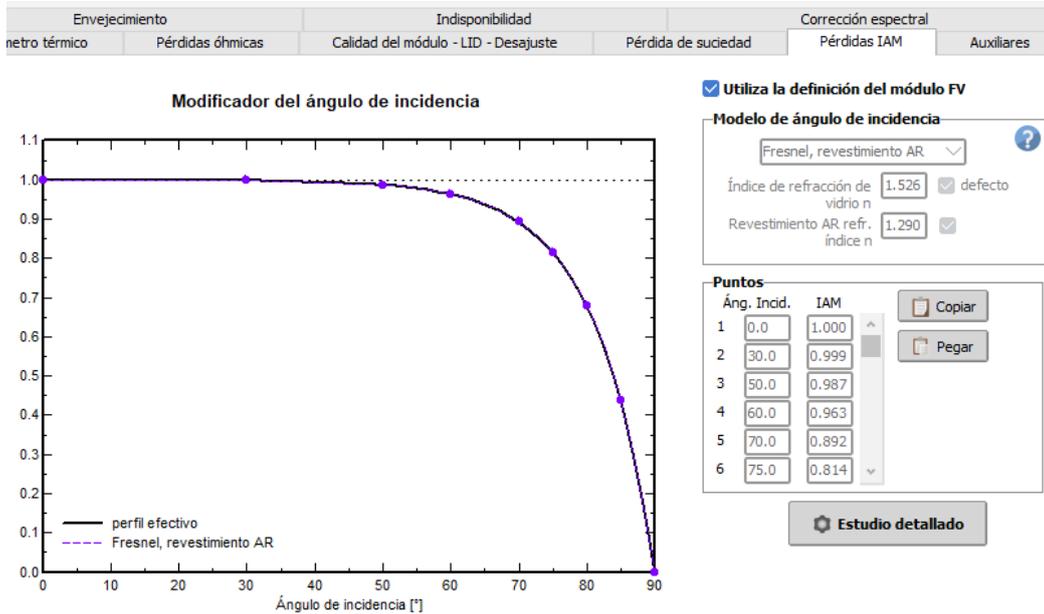


Ilustración 68: Parametrización de pérdidas IAM del módulo (Fuente: PVSystem®)

4.2.3.6 Pérdidas de los sistemas auxiliares

Estas son las relativas a los consumos de los sistemas de servicios básicos, la seguridad o la conectividad de la planta. Son consumos inevitables bien sea por normativa o por propia operabilidad de la planta y se estiman en función del tamaño de esta. Según la experiencia se llega a un consumo diurno de alrededor de 12 kW y un consumo nocturno de 16 kW aproximadamente. Esta disparidad de consumos se debe al mayor gasto de iluminación que se da en las horas nocturnas.

4.2.3.7 Envejecimiento

En este caso se parametriza la pérdida de eficiencia a lo largo de los años de vida útil del módulo. Según la ficha técnica del módulo fotovoltaico (Anexo C), la degradación en el primer año es del 1% y después del 0,40% anual como muestra la Ilustración 69.

- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

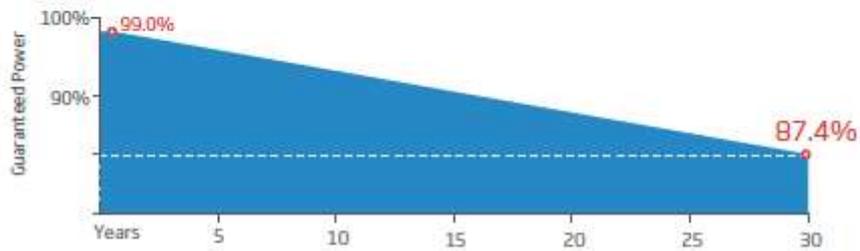


Ilustración 69: Degradación del módulo (Fuente: Vertex)

Se obtiene por tanto que la degradación LID, que se da en el primer año, es del 0,6% para que, junto con la degradación anual, sume un 1%. Para la parametrización en el software, se utiliza la degradación media en un año que es del 0,2%. Todos estos parámetros se introducen en el software según muestra la Ilustración 70.

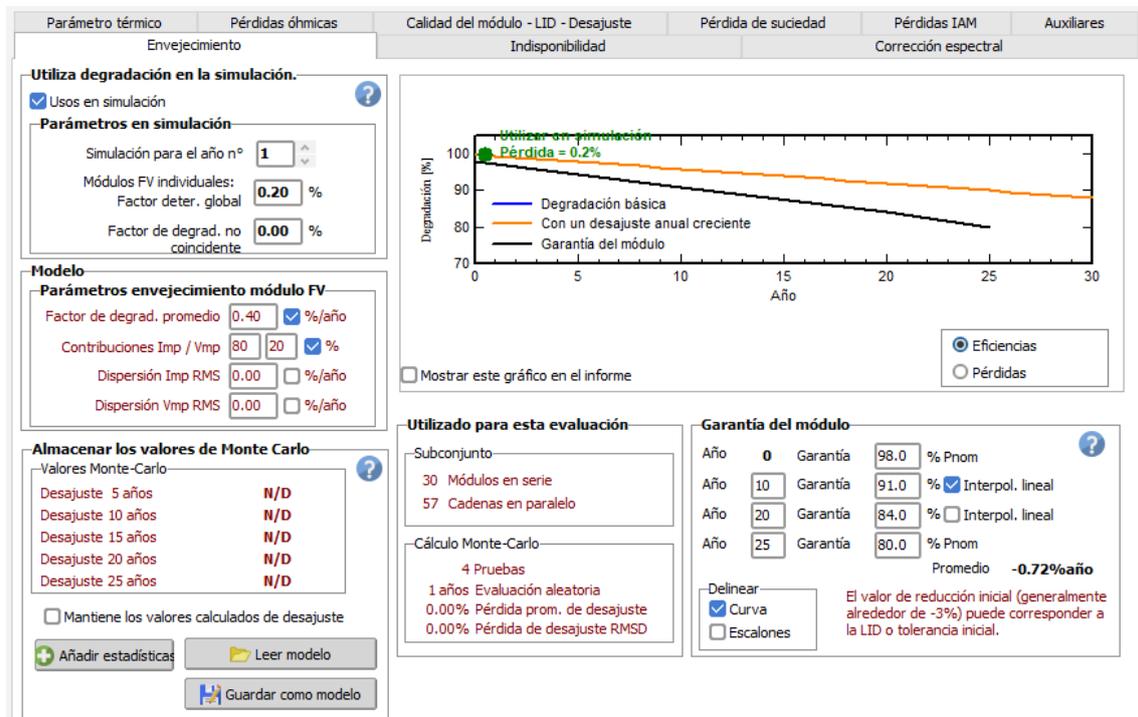


Ilustración 70: Parametrización del envejecimiento (Fuente: PVsyst®)

El parámetro de indisponibilidad se gestiona una vez obtenida la producción y por experiencia se determina un 6% de indisponibilidad. Por otro lado, la corrección espectral no se tiene en cuenta puesto que su contribución es mínima y el estudio físico necesario no es objeto de este proyecto.

4.2.4 Horizonte

El horizonte juega un papel en el sombreado lejano, este es el que se da al amanecer y al anochecer, cuando el sol se encuentra en posición más baja con respecto al horizonte. En este caso, al ser una zona de cultivos, el horizonte no causa un gran impacto en la producción, pero aun así se tiene en cuenta. La Ilustración 71 muestra el horizonte lejano y las trayectorias solares a lo largo de todo el año.

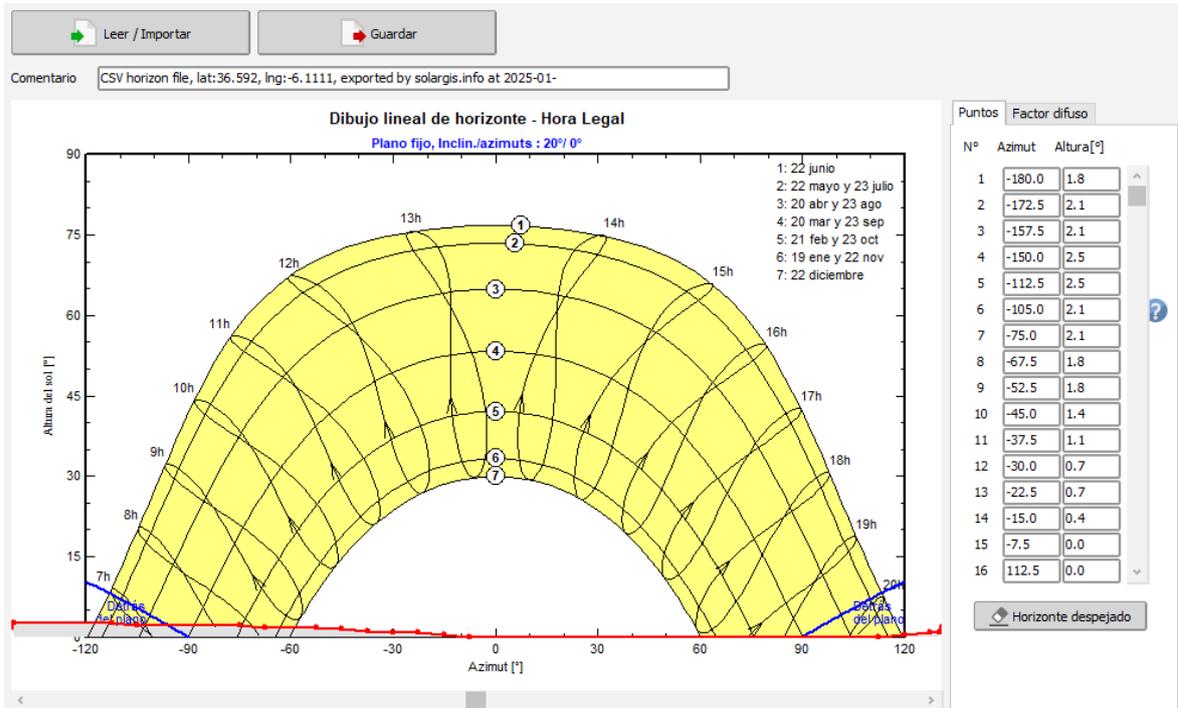


Ilustración 71: Horizonte y trayectorias solares (Fuente: PVSystem®)

4.2.5 Sombreados cercanos

El análisis de las sombras cercanas tiene en cuenta el pitch y el tilt de los módulos para ver como unos crean sombras en los otros. Para el análisis general de los casos, no es necesario implementar el diseño completo teniendo en cuenta las zonas restringidas ni adaptación a bordes. Este análisis solo se necesita una disposición lo suficientemente separado de un conjunto de módulos de manera que se alcance la potencia total instalada en cada diseño.

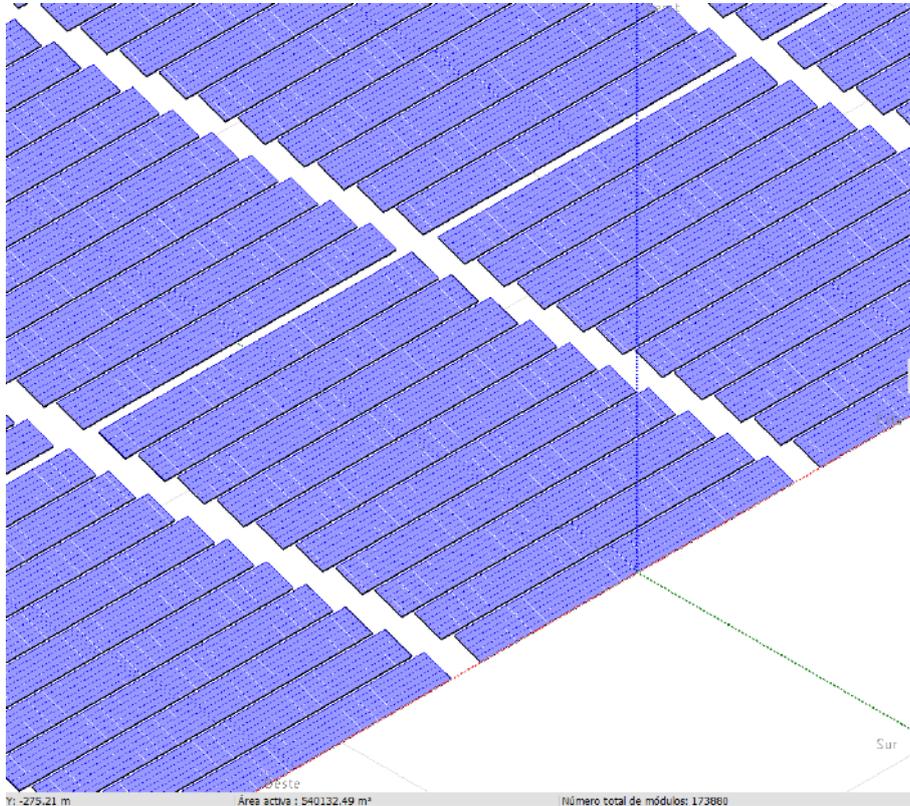


Ilustración 72: Disposición de módulos para el estudio de casos (Fuente: PVSyst®)

La Ilustración 72 muestra la disposición para el caso de estructura fija con un ratio de 1,25 en el que se instalan 173.880 módulos. Cada una de las estructuras independientes que se observan han sido configuradas de la siguiente manera (Ilustración 73):

- **Número de módulos en longitud (X):** 60 módulos, puesto que se diseñan dos string en la misma estructura.
- **Número de módulos en altura (Y):** 3 módulos, puesto que la disposición seleccionada es 3V
- **Espaciado entre módulos:** se eligen 2 cm puesto que es lo habitual en este tipo de instalaciones.

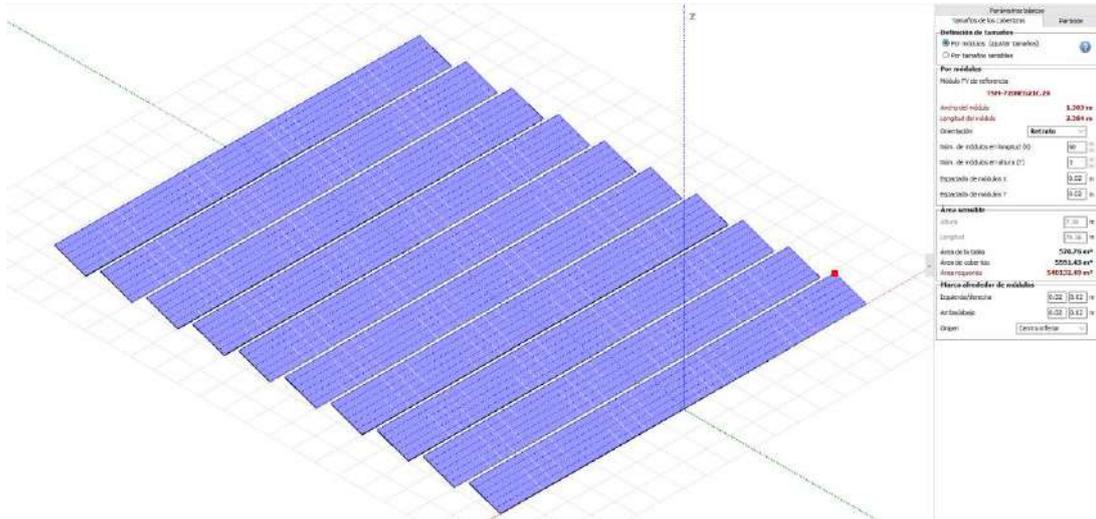


Ilustración 73: Definición de los diseños en estructura fija (Fuente: PVsyst ®)

Se define también para la estructura elegida las particiones (Ilustración 74):

- **Número de rectángulos en altura (Y):** 6 puesto que son 3 módulos half-cell.
- **Número de rectángulos en ancho (X):** 2 puesto que son 2 strings en cada mesa.

Para el caso de estructura seguidor, se unen dos string igualmente, pero la disposición en vertical es de un solo módulo que se particiona en 2 puesto que es half-cell.

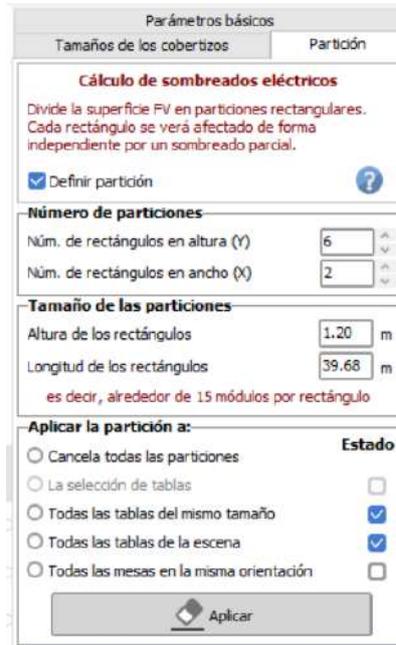


Ilustración 74: Definición de particiones para estructura fija (Fuente: PVsyst®)

4.2.6 Gestión de la energía

En cuanto a la gestión de la energía, se cuenta con una limitación de potencia en el POI que se ha de parametrizar en el software de la siguiente manera (Ilustración 75):

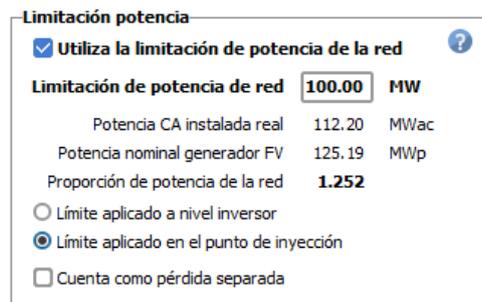


Ilustración 75: Parametrización de gestión de la energía (Fuente: PVsyst®)

4.3 SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE DATOS

Tras la parametrización de los casos a tratar se simula computando sombras y se obtienen los datos horarios de los 30 años de energía que se inyecta en la red. En la Ilustración 76 se puede observar la evolución a lo largo de los años de dichas producciones:

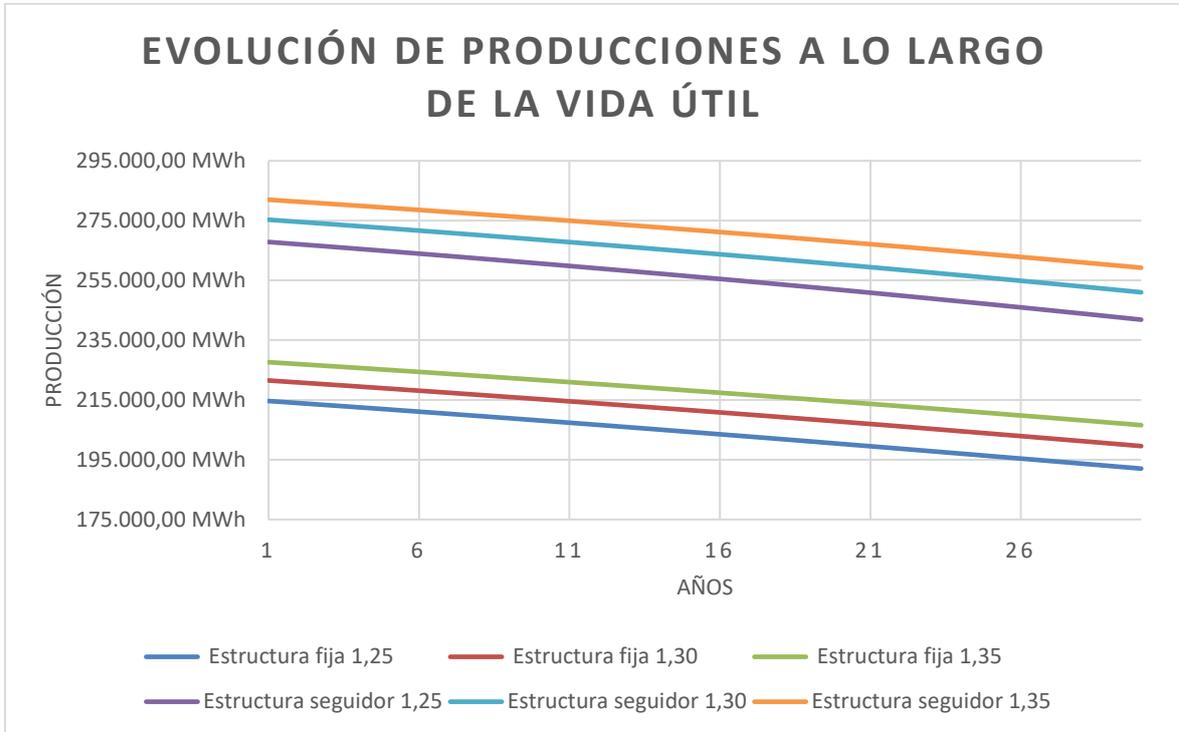


Ilustración 76: Evolución de las producciones de energía (Fuente: Elaboración propia)

El descenso de la producción es igual en todos los casos puesto que se ha seleccionado el mismo módulo.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE COSTES

Cada uno de los casos a tratar conlleva unos costes distintos, el objetivo de este punto es justificar los que se han tenido en cuenta, así como el coste estimado por unidad. La cantidad, como es lógico, varía según el caso por lo que en el Anexo I se muestran las cantidades detalladas para cada caso estudiado.

1. CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)

El **Capital Expenditure (CapEx)** es el coste dado de la construcción de la planta desde los equipos hasta la mano de obra y la puesta en marcha, se divide en: equipos principales, EPC/BOP, redes, desarrollo y contingencias. Los ratios elegidos se basan en la experiencia tomando como tipo una planta de 100 MWp.

1.1 COSTE EQUIPOS PRINCIPALES

Los equipos principales en este proyecto son el módulo, la estructura y el inversor. Al ser equipos críticos, su precio viene definido por acuerdos comerciales y se utilizan en este caso ratios en función de distintos parámetros.

1.1.1 Módulos

El coste total de los módulos se estima teniendo en cuenta un ratio de 107 €/kWp en función del número de módulos instalados (potencia instalada) según la Ecuación 12:

Ecuación 12: Cálculo del coste de módulos

$$\text{Coste Módulos} = \text{Ratio} \cdot P_{DC} \text{ instalada}$$

1.1.2 Inversor

El coste del inversor se calcula de forma distinta ya que no tiene en cuenta la potencia activa instalada, sino la potencia aparente nominal de dicho inversor. El coste estimado que se da

(35 €/kWp) es para una planta solar tipo de 100 MW con un inversor de 80 MVA para el caso de tecnología fija, por lo tanto, se sigue la siguiente formulación:

$$\frac{35 \text{ €/kWp} \cdot 100.000 \text{ kWp}}{80 \text{ MVA}} = 43,75 \text{ €/MVA}$$

El nuevo ratio se aplica a los diseños, pero como el número de inversores es igual en todos los casos, el coste es el mismo para todos los casos.

Para el caso de tecnología de seguidor, el tamaño medio de inversor es de 90 MVA y el ratio es de 37 €/kWp, por lo que el ratio en potencia aparente quedaría en 41,11 €/MVA.

1.1.3 Estructura de soporte

La estructura, al igual que los módulos sigue un coste de 44 €/kWp para el caso de fija y 76 €/kWp para el caso de seguidor computando en cada caso por la potencia instalada en módulos.

1.2 EPC/BOP

A partir del BoQ (Bill of Quantities) obtenido del software Rated Power® de cada uno de los casos se obtiene el coste del BoP (Balance of Plant) que engloba todos los costes que no son de equipos principales. Además, se cuenta con el coste de EPC (Engineering, Procurement and Construction) que son los costes de ingeniería y mano de obra de la planta. Los costes unitarios se han obtenido en base a la experiencia.

1.2.1 Costes de obra civil

A partir del diseño en Rated Power® se obtiene el BoQ (Bill of Quantities) que no es más que un listado con los materiales utilizados. En el caso de obra civil se cuenta con los conceptos expuestos en la Tabla 9.

Tabla 9: Elementos BoQ Obra Civil (Fuente: Elaboración propia)

Obra civil	Coste	Unidades
Condiciones del terreno		
Limpieza y desbroce	0,15 €	m ²
Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,16 €	m ³
Viales (4.0 m de ancho)	30,00 €	m
Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	m
Cimentación		
Cimentación del centro de transformación	4.000,00 €	uds.
Cimentación postes hincados	20,00 €	uds.
Cimentación postes predrilling	45,00 €	uds.
Zanjas y pozos de inspección		
Zanjas de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	m
Zanjas de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	30,00 €	m
Arquetas de Baja tensión	9,15 €	uds.
Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	37,00€	m
Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	30,00 €	m
Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	m
Arquetas de Media tensión	10,00 €	uds.
Seguridad y control		
Vallado de alambre metálico	11,00 €	m
Puerta de acceso	3.500,00 €	uds.

En cuanto a condiciones del terreno conlleva la parte de adecuación de este para la posterior instalación, así como la creación de los caminos de acceso. Otro punto es la cimentación del

centro de transformación y la cimentación de las estructuras de módulos donde se dan dos tipologías:

- **Postes hincados:** se introducen directamente en el terreno con la ayuda de una máquina percutora.
- **Postes predrilling:** en este caso se realiza un agujero previo al hincado para facilitar esta labor. Este caso se da en puntos del terreno con mayor dureza y se ha estimado que alrededor de la mitad de las cimentaciones siguen este procedimiento.

También se incluyen las zanjas que se realizan para introducir los cables de media y baja tensión y las correspondientes arquetas. Por último, se incluye el vallado y los elementos de acceso a dicha planta como elementos de seguridad.

1.2.2 Sistema eléctrico

En este caso se contabiliza todo el material eléctrico de media y baja tensión que se utiliza en cada uno de los casos, la Tabla 10 muestra los conceptos incluidos en este ámbito.

Tabla 10: Elementos BoQ Sistema Eléctrico (Fuente: Elaboración propia)

Sistema eléctrico	Coste	Unidades
Cableado de CC en BT (String a caja de strings)		
Cable CC XLPE Cu 1x(1x10 mm ²)	1,20 €	m
Cable CC XLPE Cu 1x(1x4 mm ²)	0,90 €	m
Cableado de CC en BT (Caja de string a inv.)		
Cable CC XLPE Al 1x(1x500 mm ²)	7,70 €	m
Cable CC XLPE Al 1x(1x630 mm ²)	7,80 €	m
Cableado en MT (PB a subestación)		
Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm ²)	28,00 €	m
Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm ²)	34,33 €	m
Caja eléctrica CC		

Caja eléctrica CC (12 entradas)	500,00 €	uds.
Sistema de Puesta a tierra		
Cables de tierra de 35 mm ² (Zanjas de BT y MT)	4,00 €	m
Cables de tierra de 50 mm ² (Centros de transformación)	6,00 €	m
Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	
Sistema auxiliar AC		
Cable auxiliar AC para perímetro (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm ²)	3,00 €	m
Comunicación / Sistema de monitorización		
Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	m
Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	m
Cable com. RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	m
Conectores		
Grapas de perforación	80,00 €	uds.

A grandes rasgos este punto incluye cableado, cajas eléctricas, sistema de puesta a tierra, cableado para sistemas comunicación, así como la conexión de los strings con las grapas de perforación.

1.2.3 Montaje mecánico

En este último punto del BoQ se incluye el coste de instalación de estructuras y módulos como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11: Elementos BoQ Montaje Mecánico (Fuente: Elaboración propia)

Montaje Mecánico	Costes	Unidades
Montaje de estructuras		
Montaje de seguidores	700,00 €	uds.
Montaje de estructura fija	200,00 €	uds.
Montaje de módulos		
Montaje de módulos	5,00 €	uds.

1.3 OTROS

Estos gastos se deben de tener en cuenta, porque, aunque su cuantía es menor, son igualmente importantes, estos incluyen:

- **Seguridad y seguros de obra:** este es el coste de la seguridad en el proceso de construcción para evitar robos de equipos o materiales.
- **Project Management Office (PMO):** es el coste de la gestión del proyecto en la fase de construcción.
- **Supervisión de ingeniería y estudio geotécnico:** incluye la labor de auditoría de las labores de construcción, así como el estudio geotécnico pertinente.

El coste del este concepto se estima en función a un ratio. El ratio estimado para un caso de 125 MW es de 14,50 €/kWp reduciéndose linealmente con la potencia instalada para el resto de los casos en estructura fija. De igual manera se estima para la estructura seguidor partiendo de 16 €/kWp para el caso de 125 MW. Este incremento con respecto a estructura fija se debe a un aumento de mano de obra en PMO y de Supervisión de ingeniería.

1.4 REDES

El coste de la red tiene tres componentes principales: subestación, línea y conexión.

1.4.1 Subestación

Es el coste de construcción de la subestación elevadora de la planta que permite pasar de 30 kV a 220 kV. Para el caso de la subestación su precio es fijo y se estima un coste de 5.500.000 € para todos los casos.

1.4.2 Línea

La línea une la planta con el POI, suponiendo un coste de 705.740 €/km (Boletín Oficial del Estado (BOE) , 2015) siguiendo un coste de Red Eléctrica Española (REE) y teniendo en cuenta los 2,84 km de longitud.

1.4.3 Conexión

El coste de conexión es básicamente los costes asociados a los permisos, legalizaciones y acometida de la subestación de red.

1.5 DESARROLLO

Estos son los costes asociados al desarrollo del proyecto previo a su construcción que suelen ser: estudios técnicos, geotécnicos, estudio solar, costes legales y administrativos, honorarios de gestión del proyecto, honorarios de ingeniería...

1.6 CONTINGENCIA

Esta partida es un aprovisionamiento con el objetivo de cubrir riesgos o imprevistos que puedan surgir en el proyecto. Estos riesgos pueden ser riesgos administrativos, riesgos técnicos o riesgos de mercado.

2. OPERATIONAL EXPENDITURE (OpEx)

Estos son los costes que se dan a lo largo de la vida útil de la planta debido a su operación y mantenimiento, el alquiler de terrenos, seguros y tasas. El coste del OpEx se obtiene de la plataforma Bloomberg que ofrece una media de OpEx de las plantas fotovoltaicas en el sur de Europa. Para desglosar este coste en los elementos que se suelen tener se ha escogido por

experiencia una proporción de cada uno. Todos estos costes se refieren a €/kWp en coste anual, estos son:

- **Operación y Mantenimiento (O&M):** son los costes derivados del funcionamiento en buenas condiciones de la planta
- **Terrenos:** en este proyecto se opta por el alquiler de los terrenos. Este coste se ha obtenido en base a datos de Asaja Cádiz (Cádiz, 2023)
- **Seguridad y seguros:** esta partida de costes incluye los seguros de incendios y robo, así como la seguridad permanente que ha de haber en la planta.
- **Tasas:** suelen ser tasas asociadas a la conexión.

No hay costes de red ni otros costes asociados que se desprendan de la operación de la planta, la Tabla 12 resume todos los costes para ambas tecnologías.

Tabla 12: OpEx (Fuente: Bloomberg®)

OpEx		
Concepto	Fija	Seguidor
O&M	5,55 €/kW-año	5,92 €/kW-año
Terrenos	1.100,00 €/ha-año	1.100,00 €/ha-año
Seguridad y seguros	1,80 €/kW-año	1,92 €/kW-año
Tasas	7,65 €/kW-año	8,16 €/kW-año
Red	0,00 €/kW-año	0,00 €/kW-año
Otros	0,00 €/kW-año	0,00 €/kW-año
Total (sin terrenos)	15,00 €/kW-año	16,00 €/kW-año

Capítulo 6. MODELO ECONÓMICO

En este capítulo se realizan los cálculos necesarios para este proyecto teniendo en cuenta la formulación presentada anteriormente.

1. ESTIMACIÓN DE COEFICIENTES

Los coeficientes tienen un gran impacto en el modelo económico y son dos: el coste del capital ($wacc$) y el encarecimiento de los costes operativos (r_x)

1.1 COSTE PROMEDIADO DEL CAPITAL ($wacc$)

Para la estimación de este coeficiente se elige modelo la mayor utility española, Iberdrola S.A. con los siguientes datos (Tabla 13):

Tabla 13: Datos para el cálculo del $wacc$ (Fuente: Elaboración propia)

Datos de Iberdrola S.A.	
Capital propio (E)	60.292 M€
Deuda (D)	47.832 M€
Coste del capital propio (r_e)	7,3 %
Coste de la deuda (r_d)	4,5 %
Tasa impositiva (T)	25 %

Con estos datos financieros públicos y los costes estimados en base al retorno que esperan los accionistas y las entidades financieras se calcula el $wacc$:

$$wacc = \left(\frac{60.929}{47.832 + 60.929} \right) \cdot 7,3\% + \left(\frac{47.832}{47.832 + 60.929} \right) \cdot (1 - 0,25) \cdot 4,5\%$$

$$wacc = 5,6 \%$$

1.2 ENCARECIMIENTO DE LOS COSTES OPERATIVOS (R_x)

La inflación que se considera normal es del 2,0 % para que una economía crezca a un ritmo adecuado y no se acelere en exceso ni se estanque. En este caso se ha considerado ese valor medio e ideal para el modelo económico. En la Tabla 14 se muestra un resumen de todos los parámetros utilizados.

Tabla 14: Parámetros y factores del modelo económico (Fuente: Elaboración propia)

Configuración del modelo		Factores	
wacc	5,6%	Factor de Amortización (f_a)	0,0693
Años de operación	30 años	k_x	0,9662
Encarecimiento OpEx (r_x)	2,0%	Factor de Acumulación ($f_{\Sigma x}$)	18,4064

Cálculo del wacc	
Capital propio	60.292,00 M€
Deuda	47.832,00 M€
Coste del capital propio	7,3%
Coste de la deuda	4,5%
Tasa impositiva	25,0%
Wacc	5,6%

2. ESTUDIO DE LOS DISEÑOS

Teniendo en cuenta los coeficientes estimados anteriormente, las producciones y los costes de cada uno de los diseños planteados se realiza el cálculo del LCOE (Coste Promediado de la Energía). Todos los cálculos han sido realizados con la ayuda de una hoja de cálculo y los informes de cada caso se encuentran recogidos en Anexo I. La Tabla 15 muestra los cálculos siguiendo la formulación antes expuesta.

Tabla 15: Cálculos de LCOEs (Fuente: Elaboración Propia)

Datos	Estructura fija		Estructura seguidor	
	1,25	1,30	1,25	1,30
Ratio DC/AC POI	1,25	1,30	1,25	1,30
Potencia instalada	125.194 kWp	130.313 kWp	125.150 kWp	130.313 kWp
		135.497 kWp		135.475 kWp
Producción y CapEx				
Producción anual media	203.696,40 MWh	210.962,58 MWh	217.529,10 MWh	271.211,13 MWh
NEH	1627,05	1618,89	1605,42	2041,85
CapEx	71.763.879,04 €	74.057.891,56 €	76.275.302,14 €	94.157.002,84 €
OpEx	573,221 €/kWp	568,308 €/kWp	562,930 €/kWp	741,733 €/kWp
	1.998.470,00 €	2.079.875,00 €	2.162.255,00 €	2.212.830,00 €
	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	15,96 €/kWp-año	17,67 €/kWp-año
LCOE				
o (C _N)	7.521.306,2337 €	7.784.079,8994 €	8.042.789,3215 €	9.346.311,3523 €
	36,92 €/MWh	36,90 €/MWh	36,97 €/MWh	36,58 €/MWh
				36,52 €/MWh
				36,65 €/MWh

3. CONCLUSIONES

Analizando las cifras de LCOE de todos los casos se llega a la conclusión que el **mejor diseño** de todos los planteados es el **caso de estructura seguidor con ratio DC/AC POI de 1,30**. El LCOE asociado a este diseño es de 36,52 €/MWh, lo que supone una reducción de LCOE de 0,45€ por cada MWh producido.

Capítulo 7. DISEÑO DETALLADO DEL CASO FINAL Y PUNTOS DE OPTIMIZACIÓN

En este capítulo se presenta detalladamente el diseño elegido realizando los cálculos pertinentes inherentes a dicho caso.

1. CÁLCULO DE SECCIONES DE CABLEADO

Los cables son unos de los elementos importantes del diseño y su dimensionado está marcado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y el Reglamento de Alta Tensión (RAT).

1.1 CABLEADO DE BAJA TENSIÓN

Estos tramos son los que discurren desde cada uno de los módulos hasta la entrada al inversor.

1.1.1 Criterios de diseño

Este cálculo de sección se basa en dos criterios que se han de cumplir simultáneamente: **criterio térmico** y **criterio de caída de tensión**. Ambos se fundamentan en el efecto Joule de manera que la intensidad debe quedar siempre por debajo de la soportada por el cable.

1.1.1.1 Criterio térmico

Según lo especificado en la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, se incrementará un 25% el valor de la intensidad máxima del generador cuyo valor resultante deberá ser inferior a la máxima admisible por el cable (Ecuación 13):

Ecuación 13: Corrección de intensidad (Fuente: REBT)

$$I_{carga\ corregida} = 1,25 \cdot I_{carga} \leq I_{admisible}^{max.}$$

Para el dimensionado de estos cables se sigue la Tabla C-52-2 bis – UNE-HD 60-364-5-52 del REBT (Tabla 16).

Tabla 16: Intensidades máximas admisibles para conductores en BT (Fuente: El libro blanco de la instalación)

TABLA C.52.2 bis

*Métodos D1/D2	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Además, se debe tener en cuenta el método de instalación es D1/D2 según la Ilustración 77:

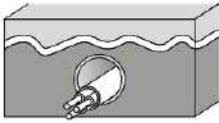
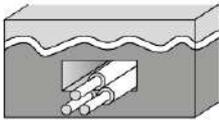
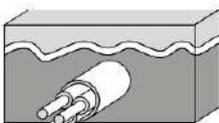
70		Cable multiconductor en tubo o en conducto enterrado cerrado de sección no circular.	D1
71		Cables unipolares en tubo o en conducto enterrado.	D1
72		Cables unipolares o multipolares enterrados sin protección mecánica complementaria.	D2
73		Cables unipolares o multipolares enterrados con protección mecánica complementaria.	D2

Ilustración 77: Métodos de instalación de cables en BT (Fuente: El libro blanco de la instalación)

1.1.1.2 Criterio de caída de tensión

Este criterio garantiza una caída de tensión en el tramo de CC del 1,5%. En este caso se elige la intensidad para las condiciones estándar que son 1.000 W/m² y una temperatura de célula de 25°C. El cálculo de la sección teórica sigue la Ecuación 14:

Ecuación 14: Sección teórica mínima de cable

$$S = \frac{L \cdot P}{\varepsilon \cdot Un \cdot \sigma}$$

Donde:

$L \equiv$ Longitud del conductor

$P \equiv$ Potencia generada por cada agrupación en las condiciones consideradas

$\varepsilon \equiv$ Caída de tensión en V

$Un \equiv$ Tensión de máxima potencia en las condiciones consideradas.

$\sigma \equiv$ Conductividad del Cu/Al a la temperatura del conductor.

Esta sección calculada de forma teórica es la mínima para cumplir con el criterio de caída de tensión.

1.1.2 Cable string a caja de string

Para este dimensionado se escogen los siguientes datos:

$$I_{carga} = I_{MPP}; \quad I_{carga} = 17,44 \text{ A}$$

$$L = 553,04 \text{ m (máxima del listado de cables)}$$

$$P = 30 \text{ módulos} \cdot 720 \text{ W} = 21.600 \text{ W}$$

$$Un = 30 \text{ módulos} \cdot 49,79 \text{ V} = 1.493,7 \text{ V}$$

$$\varepsilon = 1.493,7 \cdot 1,5\% = 22,41 \text{ V}$$

$$\sigma = 45,49 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \text{ (para un cable de Cu con aislamiento XLPE para } 90^\circ\text{)}$$

Criterio de caída de tensión:

Se elige la mayor distancia del listado de cables puesto que dará lugar a la mayor caída de tensión:

$$S \geq \frac{553,04 \cdot 21.600}{22,41 \cdot 1.493,7 \cdot 45,49}; \quad S \geq 7,84 \text{ mm}^2$$

La sección debe ser mayor a $7,84 \text{ mm}^2$ para cumplir con el criterio de caída de tensión.

Criterio térmico:

En consonancia con lo expuesto en la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, se adoptará un valor de intensidad un 25% superior a la intensidad máxima del generador, de manera que:

$$I_{\text{carga corregida}} = 1,25 \cdot I_{\text{carga}} = 1,25 \cdot 17,44; \quad I_{\text{carga corregida}} = 21,8 \text{ A}$$

Esta intensidad es la de un módulo, y por tanto la de un string puesto que estos están conectados en serie. Por tanto, el cable elegido para conectar los strings con la caja de string es:

$$I_{\text{admisible}}^{\text{max.}} \geq 21,8 \text{ A}$$

Basándose en la Tabla 16 y teniendo en cuenta el criterio anterior, se selecciona un **cable XLPE 2x10 mm² Cu 0,6/1 kV**.

1.1.3 Cable de caja de string a centro de transformación

Para este dimensionado se escogen los siguientes datos:

$$I_{\text{carga}} = I_{\text{MPP}} \cdot N^{\circ} \text{ de strings} = 17,44 \cdot 12; \quad I_{\text{carga}} = 209,28 \text{ A}$$

$$L = 836,51 \text{ m (máxima del listado de cables)}$$

$$P = 12 \text{ strings} \cdot 30 \text{ módulos} \cdot 720 \text{ W} = 259.200 \text{ W}$$

$$U_n = 30 \text{ módulos} \cdot 49,79 \text{ V} = 1.493,7 \text{ V}$$

$$\varepsilon = 1.493,7 \cdot 1,5\% = 22,41 \text{ V}$$

$$\sigma = 27,8 \text{ m}^2/\Omega \cdot \text{mm}^2 \text{ (para un cable de Al con aislamiento XLPE para } 90^{\circ}\text{)}$$

Criterio de caída de tensión:

Se elige la mayor distancia del listado de cables puesto que dará lugar a la mayor caída de tensión:

$$S \geq \frac{836,51 \cdot 259.200}{22,41 \cdot 1.493,7 \cdot 27,8}; \quad S \geq 233 \text{ mm}^2$$

La sección debe ser mayor a 233 mm^2 para cumplir con el criterio de caída de tensión.

Criterio térmico:

En consonancia con lo expuesto en la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, se adoptará un valor de intensidad un 25% superior a la intensidad máxima del generador, de manera que:

$$I_{\text{carga corregida}} = 1,25 \cdot I_{\text{carga}} = 1,25 \cdot 209,28; \quad I_{\text{carga corregida}} = 261,6 \text{ A}$$

Esta intensidad es la de un módulo, y por tanto la de un string puesto que estos están conectados en serie. Por tanto, el cable elegido para conectar los módulos y formar los strings deberá cumplir:

$$I_{\text{admisible max.}} \geq 261,6 \text{ A}$$

Basándose en la Tabla 16 y teniendo en cuenta el criterio anterior, se selecciona un **cable XLPE 2x300 mm² Al 0,6/1 kV**.

1.2 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

En este caso se ha de hacer un dimensionado en corriente alterna trifásica procedente de los centros de transformación hasta la subestación. En este caso, al tratarse de distancias y potencias mayores se calcula individualmente siguiendo los criterios para dicho cálculo.

1.2.1 Criterios de diseño

El dimensionado del cable de media tensión, que es la parte de corriente alterna del sistema, se realiza en base al libro blanco de la instalación (Libro Blanco de la Instalación).

Intensidad máxima admisible

Se calcula la intensidad que circula por el conductor de manera que esta sea menor que la máxima admisible por el conductor marcada por el fabricante. La intensidad que circula por el conductor sigue la Ecuación 15:

Ecuación 15: Intensidad que circula por el conductor en corriente alterna

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Tras el cálculo de la intensidad nominal que circula por el cable, hay que aplicar coeficientes debidos a particularidades de la instalación como los presentados en la Tabla 18 y la Tabla 19:

Tabla 17: Coeficientes para cables enterrados con temperatura ambiente distinta de 25 °C (Fuente: El libro blanco de la instalación)

INSTALACIÓN ENTERRADA:

1 - Cables enterrados en terrenos con temperatura del mismo distinta de 25 °C:



COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Temperatura máxima en el conductor Θ_c , en °C	Temperatura ambiente Θ_a , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (Eprotenax H Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (Voitalene H)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 18: Coeficientes para cables enterrados con resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K-m/W
(Fuente: Elaboración propia)

2 - Cables enterrados directamente o en conducciones en terrenos de resistencia térmica diferente a 1,5 K-m/W.



COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K-m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados 	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados 	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Caída de tensión

El criterio de la caída de tensión se debe cumplir en todos los conductores de manera que esta no supere el 5% de la tensión nominal del conductor. La caída de tensión se calcula según la Ecuación 16:

Ecuación 16: Caída de tensión por un cable en corriente alterna

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Donde:

$\Delta V \equiv$ Caída de tensión [V]

$L \equiv$ Longitud de la línea [Km]

$I \equiv$ Intensidad de la línea [A]

$R \equiv$ Resistencia de la línea [Ω /Km]

$X \equiv$ Reactancia de la línea [Ω /Km]

Control de calentamiento en cortocircuito

Se ha de comprobar que la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito siguiendo la Ecuación 17:

Ecuación 17: Criterio de calentamiento del conductor en cortocircuito

$$I \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$$

Donde:

$I \equiv$ Intensidad de cortocircuito [A]

$t \equiv$ Tiempo de cortocircuito [s] (t = 1s para este proyecto)

$K \equiv$ Coeficiente dependiente del conductor (k = 94 para XLPE Al)

$S \equiv$ Sección del conductor [mm²]

Con esta ecuación se realiza una comprobación final de que la sección es adecuada para dicha línea.

1.2.2 Dimensionado cables desde Centro de Transformación hasta Subestación

Al ser estos cables de mayores longitudes y sección y, por tanto, de mayor coste; se dimensionan individualmente ajustando al máximo las secciones. La resume todos los cálculos y comprobaciones que se realizan siguiendo los criterios de diseño anteriormente expuestos.

Origen	Destino	Potencia [MVA]	Tensión [kV]	Intensidad [A]	Longitud [m]	cos ϕ	Fact. Temp.	Intensidad corregida [A]	Sección [mm ²]	Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]	Secc. Mín. Corto. [mm ²]
14	13	6,6	30	127,02	1029,98	0,9578	0,87	146,00	95	0,43	0,119	101,07	0,34	1,35
13	SET	13,2	30	254,03	2232,77	0,9578	0,87	291,99	240	0,168	0,103	187,17	0,62	2,70
8	9	6,6	30	127,02	336,46	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	62,90	0,21	1,35
9	SET	13,2	30	254,03	1739,12	0,9578	0,87	291,99	150	0,277	0,112	227,65	0,76	2,70
11	12	6,6	30	127,02	295,99	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	55,34	0,18	1,35
12	SET	13,2	30	254,03	1088,38	0,9578	0,87	291,99	150	0,277	0,112	142,47	0,47	2,70
6	5	6,6	30	127,02	269,34	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	50,35	0,17	1,35
5	SET	13,2	30	254,03	1108,98	0,9578	0,87	291,99	150	0,277	0,112	145,17	0,48	2,70
10	16	6,6	30	127,02	930,21	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	173,90	0,58	1,35
16	SET	13,2	30	254,03	2993,15	0,9578	0,87	291,99	150	0,277	0,112	391,81	1,31	2,70
15	17	6,6	30	127,02	134,08	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	25,07	0,08	1,35
17	SET	13,2	30	254,03	3388,24	0,9578	0,87	291,99	95	0,43	0,119	665,00	2,22	2,70
2	3	6,6	30	127,02	201,71	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	37,71	0,13	1,35
3	SET	13,2	30	254,03	233,17	0,9578	0,87	291,99	95	0,43	0,119	45,76	0,15	2,70
4	7	6,6	30	127,02	651,99	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	121,89	0,41	1,35
7	SET	13,2	30	254,03	1201,92	0,9578	0,87	291,99	95	0,43	0,119	235,90	0,79	2,70
1	SET	6,6	30	127,02	2444,3	0,9578	0,87	146,00	50	0,847	0,134	456,96	1,52	1,35

2. PROTECCIONES

En este punto pretende realizar los cálculos de las protecciones: fusibles y seccionadores.

2.1 CRITERIOS DE DISEÑO

En este punto se presentan los criterios de diseño para la selección del fusible y del seccionador para cumplir con los márgenes de seguridad.

2.1.1 Fusibles

Los fusibles son dispositivos compuestos por un hilo que, ante un aumento de intensidad, se rompe abriendo el circuito y protegiendo los componentes. Dicho fusible se identifica por la intensidad nominal ($I_{fusible}$) y que tiene que cumplir con los siguientes criterios:

$$\begin{cases} I_{fusible} \geq 1,56 \cdot I_{sc} \\ I_{carga} \leq I_{fusible} \leq I_{ccc} \end{cases}$$

Donde:

$I_{fusible} \equiv$ Intensidad nominal del fusible

$I_{sc} \equiv$ Intensidad de cortocircuito

$I_{carga} \equiv$ Intensidad máxima de carga

$I_{ccc} \equiv$ Intensidad máxima admisible del cable

Las intensidades de carga y de cortocircuito son las de todos los equipos conectados dicho conductor donde se encuentra el fusible. Los fusibles normalizados son los presentados en la Tabla 19.

Tabla 19: Fusibles normalizados (Fuente: Normas Iberdrola)

Tamaño (Calibre)	Intensidad nominal (A)
00	32-40-50-63-80-100
0	32-40-50-63-80-100-125-160
1	100-125-160-200-250
2	160-200-250-315-400
3	315-400-630

2.1.2 Seccionadores

Al igual que en el caso anterior, estos seccionadores se definen en función de su intensidad nominal. En este caso, deben cumplir estos dos criterios simultáneamente:

$$\begin{cases} I_{secc.} \geq 1,25 \cdot I_{sc} \\ I_{secc.} \leq I_{ccc} \end{cases}$$

Donde:

$I_{secc.} \equiv$ Intensidad nominal del seccionador.

$I_{sc} \equiv$ Intensidad de cortocircuito.

$I_{ccc} \equiv$ Intensidad máxima admisible del conductor donde se coloca.³

Los seccionadores normalizados se presentan en la tabla Tabla 20 según las Normas de Iberdrola publicadas en el Ministerio de Industria.

Tabla 20: Seccionadores normalizados (Fuente: Normas Iberdrola)

Designación	Tensión asignada de empleo U _e V	Corriente asignada de empleo A	Categoría de empleo	Códigos
ISG-160	400	160	AC-22B	42 85 406
ISG-250		250		42 85 408
ISG-400 (*)		400		42 85 412

³ Se escogerá el conductor dimensionado por el software Rated Power y se comprobará la compatibilidad con el conductor calculado.

2.1.3 Sistema de Puesta A Tierra (PAT)

El Sistema de puesta tierra es un conjunto de elementos conductores que conectan partes metálicas de una instalación eléctrica al terreno. Su función principal es garantizar la seguridad de las personas y equipos, facilitando el paso de corriente de falla hacia el suelo y evitando lesiones peligrosas. Los objetivos principales son:

- **Seguridad personal:** evitar descargas eléctricas.
- **Protección de equipos**
- **Estabilidad del Sistema eléctrico:** referencia de potencial cero.
- **Protección contra tensiones:** por rayos o maniobras.

En la mayoría de los casos se compone de una reactancia y una resistencia. La reactancia de puesta a tierra consiste en un transformador en zig-zag. En el caso de España el pliego de condiciones de instalaciones conectadas a red, en el punto 5.9, requiere la conexión a tierra de todas las masas tanto de corriente continua como de alterna. Esta puesta a tierra se divide en baja y media tensión y los criterios de diseño se exponen posteriormente.

2.2 PROTECCIONES CAJAS DE STRINGS

La caja de string es la agrupación en paralelo de varios string (cadenas de módulos conectados en serie). La Ilustración 78 muestra una imagen tipo de esta caja.



Ilustración 78: Caja de string de 12 entradas (Fuente: Gave Electro)

2.2.1 Fusibles

Este fusible se coloca por cada uno de los strings de la planta. Los datos necesarios de cable y módulo son:

$$I_{sc} = 18,49 \text{ A (módulo Trina)}$$

$$I_{ccc} = 41 \text{ A (Cable XLPE 1x630 mm}^2 \text{ Al)}$$

$$I_{carga} = I_{MPP}; \quad I_{carga} = 17,44 \text{ A}$$

Las intensidades son las correspondientes a un solo módulo al estar conectados en serie. La intensidad nominal del fusible ($I_{fusible}$) debe cumplir dos criterios:

$$\begin{cases} I_{fusible} \geq 1,56 \cdot I_{sc} \\ I_{carga} \leq I_{fusible} \leq I_{ccc} \end{cases} \quad \begin{cases} I_{fusible} \geq 28,84 \text{ A} \\ 17,44 \text{ A} \leq I_{fusible} \leq 70 \text{ A} \end{cases}$$

Siguiendo la tabla de fusibles normalizados (Tabla 19), se escoge un fusible de 32 A que se aplica a todos los strings de la planta.

2.2.2 Descargador de tensiones

Este descargador se coloca por cada caja de string y es de 1.500 V, tensión máxima del string (conexión a la caja en paralelo), se ha seleccionado uno de Clase I+II con $I_{\max} = 40$ kA.

2.2.3 Seccionador

Este seccionador tiene que cumplir los parámetros de agrupación de todos los strings, de manera que:

$$I_{ccc} = I_{\max.adm.} \cdot \frac{N^{\circ} \text{ string}}{\text{caja}} = 39 \cdot 12 \quad I_{ccc} = 468 \text{ A}$$

$$I_{\text{caja}}^{sc} = I_{\text{módulo}}^{sc} \cdot \frac{N^{\circ} \text{ string}}{\text{caja}} = 18,49 \cdot 12 \quad I_{\text{caja}}^{sc} = 221,88 \text{ A}$$

La intensidad nominal del seccionador ($I_{secc.}$) debe cumplir ambos criterios:

$$\begin{cases} I_{secc.} \geq 1,25 \cdot I_{\text{caja}}^{sc} \\ I_{secc.} \leq I_{ccc} \end{cases} \quad \begin{cases} I_{secc.} \geq 277,35 \text{ A} \\ I_{secc.} \leq 468 \text{ A} \end{cases}$$

Siguiendo la Tabla 20 de seccionadores normalizados, se selecciona un seccionador de 400 A.

2.3 PROTECCIONES INVERSORES

Estas protecciones son las que hay entre las cajas de string y la salida del inversor hacia el transformador del centro de transformación, se colocan dos fusibles, uno por cada fase en la cada una de las entradas del inversor.

2.3.1 Fusibles entrada del inversor

Los datos utilizados para el dimensionamiento del fusible son:

$$I_{ccc} = I_{\max.adm.} = 885 \text{ A}$$

$$I_{\text{caja}}^{sc} = 221,88 \text{ A}$$

Como ya se ha expuesto, los dos criterios que tienen que seguir los fusibles son:

$$\begin{cases} I_{secc.} \geq 1,25 \cdot I_{sc\ caja} \\ I_{secc.} \leq I_{ccc} \end{cases} \quad \begin{cases} I_{secc.} \geq 345,66 A \\ I_{secc.} \leq 885 A \end{cases}$$

Siguiendo la Tabla 20 de calibres normalizados, se escogen dos fusibles de 400 A de manera que se coloca uno en cada uno de los conductores del sistema fase-neutro.

2.4 PROTECCIONES EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La protección en los centros de transformación se realiza mediante las celdas de media tensión de la siguiente forma:

- **Celda de Interruptor seccionador:** se coloca en la entrada al CT actual de una línea procedente de un CT anterior. La Ilustración 79 muestra un esquema detallado de dicha celda.

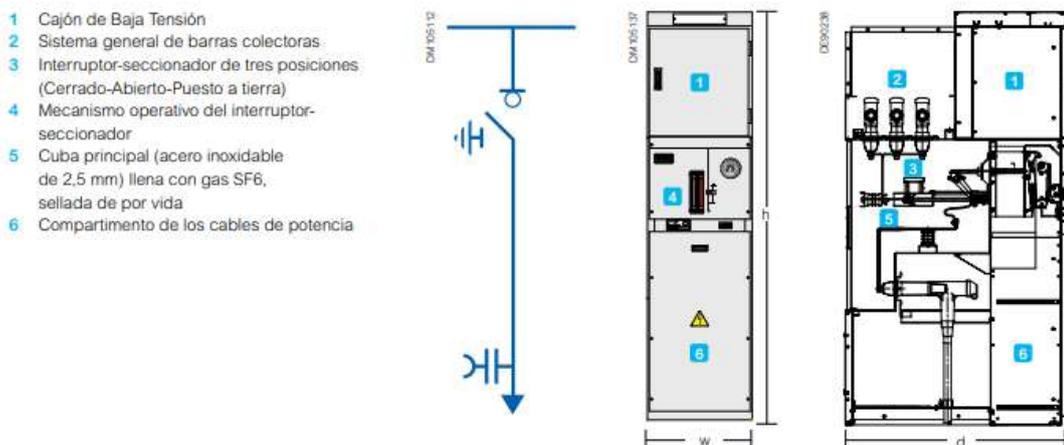


Ilustración 79: Celda de interruptor seccionador (Fuente: MESA)

- **Celda de protección de transformador:** se coloca en la entrada del transformador del CT al embarrado y consta de un seccionador y un interruptor automático. La Ilustración 80 muestra un esquema detallado de la celda instalada.

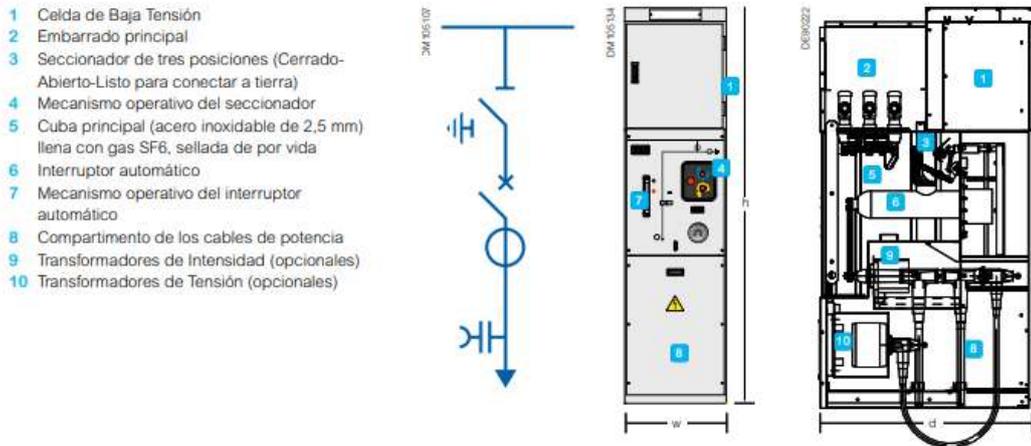


Ilustración 80: Celda de Protección de Transformador (Fuente: MESA)

- **Celda de unión/seccionador:** esta se coloca en la salida del embarrado del CT y consta de un seccionador. La Ilustración 81 muestra un esquema de dicha celda.

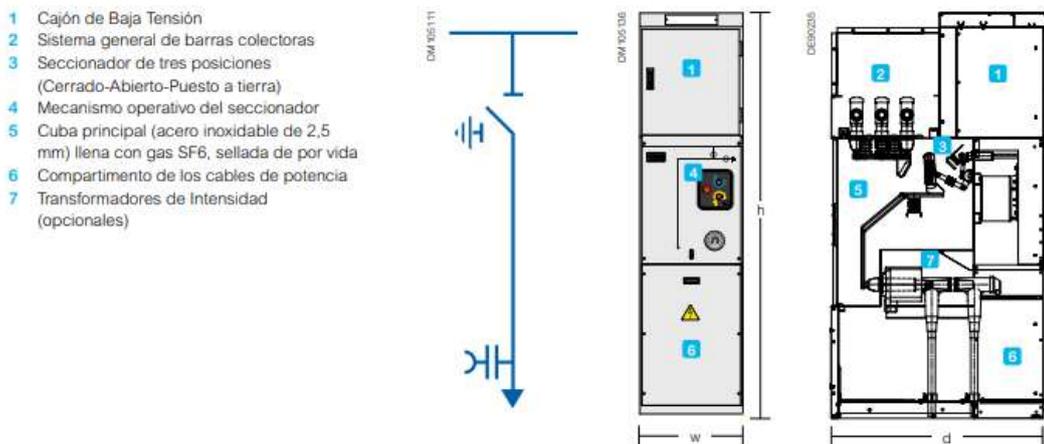


Ilustración 81: Celda de unión/seccionador (Fuente: MESA)

Las celdas utilizadas en este caso son de la marca MESA y se conectan a un embarrado común.

2.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (PAT)

El sistema de Puesta A Tierra (PAT) es un requisito indispensable según indica el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red en el punto 5.9. El RD 1663/200 recoge los requisitos de este sistema.

2.5.1 Sistema de puesta a tierra en Baja Tensión

Este sistema incluye la puesta a tierra de los módulos, estructuras e inversores. Este sistema se diseña según la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

El método de descarga a tierra empleado es picas enterradas de cobre con un diámetro mínimo de 14,2 mm de un 2,5 m de longitud enterradas 0,8 m bajo tierra (ante el riesgo de heladas).

En cuanto al conductor de puesta a tierra, siguiendo la Tabla 21 del REBT y, teniendo en cuenta que la sección de baja tensión es de 10 mm², se escoge un conductor de puesta a tierra de 10 mm².

Tabla 21: Conductores de puesta a tierra (Fuente: REBT)

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

El valor comúnmente aceptado de resistencia de tierra para este tipo de instalaciones es de 5 Ω. El proceso de cálculo es el siguiente.

1. Cálculo de la resistencia de una pica:

Esta resistencia se calcula según la Ecuación 18.

Ecuación 18: Cálculo de las resistencia de una pica de PAT

$$R_{pica} = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \left[\ln\left(\frac{4 \cdot L}{d}\right) - 1 \right]$$

Donde:

$\rho \equiv$ Resistividad del terreo (Margas y calizas $\rho = 100 \Omega \cdot m$)

$L \equiv$ Longitud de la pica (m)

$d \equiv$ Diámetro de la pica (mm)

Para una longitud de 2,5 m y un diámetro de 14,2 mm, se tiene:

$$R_{pica} = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \cdot \left[\ln\left(\frac{4 \cdot 2,5}{14,2 \cdot 10^{-3}}\right) - 1 \right]$$

$$R_{pica} = 35,37 \Omega$$

2. Cálculo del número de picas:

El mínimo número de picas para cumplir con la intensidad máxima de puesta a tierra es:

$$R_T = \frac{R_{pica}}{n^{\circ} \text{ picas}}; \quad 5 = \frac{35,37}{n^{\circ} \text{ picas}}; \quad n^{\circ} \text{ picas} = 7,07$$

Se necesitan por lo tanto 8 picas para conseguir una resistencia de puesta a tierra menor de 5 Ω . La separación de las picas (D) debe ser, según la ITC-BT-18:

$$D \geq 2 \cdot L; \quad D \geq 2 \cdot 2,5$$

Se escoge una separación entre picas de 5 m que cumple el requisito. La red de puesta a tierra de la parte de baja tensión está formada por 8 picas de cobre de 14,2 mm de diámetro enterradas mínimo 0,8 m y separadas entre sí 5 m.

2.5.2 Sistema de puesta a tierra de media tensión

El cálculo de la puesta a tierra del sistema de media tensión ha de ser independiente y calculado según ITC-RAT-13:

1. Tensión de contacto límite:

Esta tensión de contacto se calcula según la Ecuación 19:

Ecuación 19: Cálculo de la tensión de contacto límite

$$U_{c.lim.} = \frac{K}{\sqrt{t + 0,03}}$$

Donde:

$U_{c.lim.} \equiv$ Tensión de contacto límite

$K \equiv$ constante empírica

$t \equiv$ tiempo de defecto hasta la actuación del interruptor automático [s]

Por tanto, para una constante $k=116$ y una actuación del interruptor menor de 1s, se tiene:

$$U_{c.lim.} = \frac{116}{\sqrt{5 + 0,03}}; \quad U_{c.lim.} = 51,7 V$$

2. Cálculo de la red de tierras

El valor normal de intensidad de defecto es de 10 A, a partir de esto se calcula la resistencia máxima que debe tener el sistema de puesta a tierra:

$$R_t \leq \frac{U_{c.lim.}}{I_d}; \quad R_t \leq \frac{51,7}{10}; \quad R_t \leq 5,17 \Omega$$

Se escoge una malla enterrada como método de puesta a tierra. La resistencia de una malla se calcula de la siguiente forma:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

$R \equiv$ resistencia del electrodo en Ω

$\rho \equiv$ resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$

$r \equiv$ radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla

$L \equiv$ longitud en metros de la pica o del conductor

De esta manera, se hace un estudio para cumplir con ITC-RAT-13 estudiando una malla de 4 cuadrantes. El resultado se muestra en la Tabla 22:

Tabla 22: Estudio de la malla de tierra (Fuente: Elaboración Propia)

Lado malla [m]	Longitud [m]	Área mallada [m ²]	Radio equivalente [m]	Resistencia PAT [Ω]
9,8	58,8	96,04	5,529	6,222
9,9	59,4	98,01	5,585	6,159
10	60	100	5,642	6,098
10,1	60,6	102,01	5,698	6,037
10,2	61,2	104,04	5,755	5,978
10,3	61,8	106,09	5,811	5,920
10,4	62,4	108,16	5,868	5,863
10,5	63	110,25	5,924	5,807
10,6	63,6	112,36	5,980	5,753
10,7	64,2	114,49	6,037	5,699
10,8	64,8	116,64	6,093	5,646
10,9	65,4	118,81	6,150	5,594
11	66	121	6,206	5,543
11,1	66,6	123,21	6,263	5,494
11,2	67,2	125,44	6,319	5,444
11,3	67,8	127,69	6,375	5,396
11,4	68,4	129,96	6,432	5,349
11,5	69	132,25	6,488	5,302
11,6	69,6	134,56	6,545	5,257
11,7	70,2	136,89	6,601	5,212

Se puede observar que el mínimo lado del cuadrado de la malla debe ser de 10,7 m para reducir la resistencia de puesta a tierra por debajo de los 5,71 Ω .

3. OPTIMIZACIONES

En este punto se presentan algunas optimizaciones cuyo fundamento teórico ya ha sido expuesto y que se pueden realizar con el objetivo de reducir el CapEx.

3.1 OPTIMIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores son elementos que se dimensionan en función de su vida útil, en función del grado de polimerización del papel Kraft que es el aislante del bobinado como se ha explicado anteriormente.

3.1.1 Resultados de la primera simulación

En este caso teníamos un transformador de 125 MVA y se ha probado con un transformador de 100 MVA teniendo en cuenta la curva de producción del caso de estructura seguidor 1,30 ratio DC/AC POI. Tras realizar la simulación, la herramienta de MatLab® arroja los siguientes datos:

```
DATA FROM THE TRANSFORMERS:
Power Plant La Cartuja
Isolation: Kraft
Number of Transformers:      1
SN (ONAN): 80 MVA
SN (ONAF): 100 MVA
-----

DATA FROM GENERATION:
Alert: Transformers above 20% of their Nominal Power
Maximum power for each transformer:      104.6316 MVA
Maximum power for each transformer:      1.0463 PU
-----

STUDY BY IEC:      Variating Humidity
DP 40 Years:      114.7984
Life Expectancy of the Solid Insulation: 25 Years
-----

Processing time: 20.3 Minutes
Version: 1
```

La Ilustración 82 muestra la potencia aparente a la que se ve sometida el transformador teniendo en cuenta la producción de la planta.

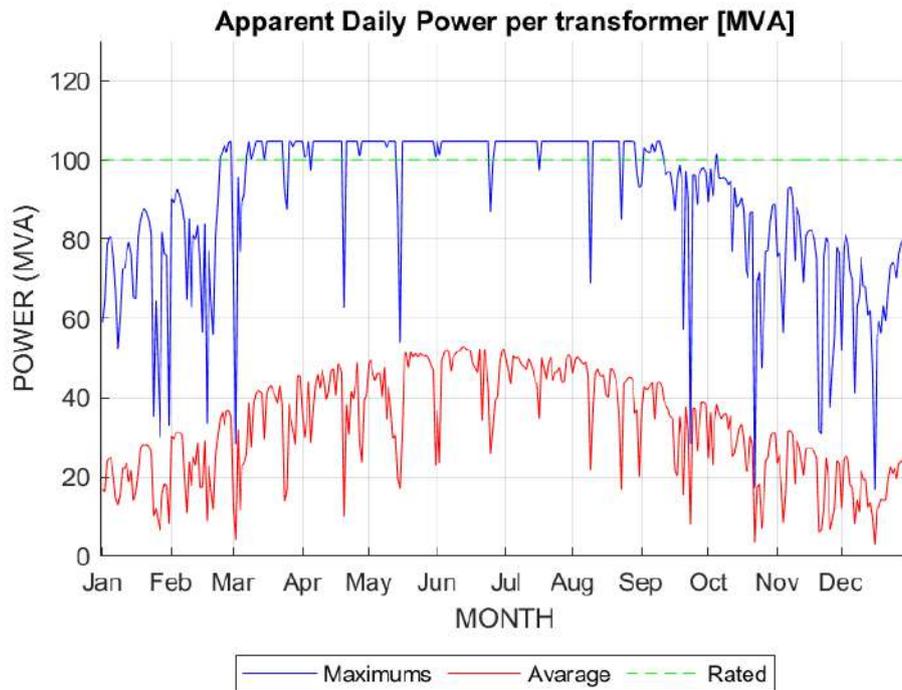


Ilustración 82: Carga del transformador de 100 MVA (Fuente: Elaboración Propia)

La Ilustración 83 muestra como descende el grado de polimerización hasta el final de su vida útil a los 25 años (DP=200).

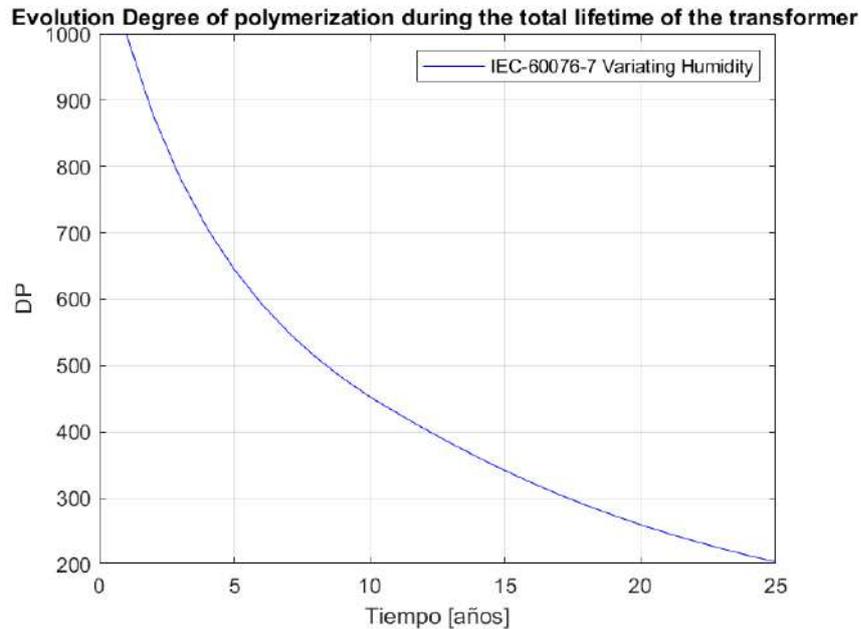


Ilustración 83: Grado de polimerización del transformador de 100 MVA (Fuente: Elaboración Propia)

3.1.2 Resultados de la segunda simulación

En esta segunda simulación se realiza con un transformador de 110 MVA para comprobar el final de su vida útil. La herramienta desarrollada en MatLab® arroja los siguientes datos:

```

DATA FROM THE TRANSFORMERS:
Power Plant La Cartuga_110 MVA_FP0.95
Isolation: Kraft
Number of Transformers:      1
SN (ONAN): 80      MVA
SN (ONAF): 110     MVA
-----
DATA FROM GENERATION:
Alert: Transformers above 20% of their Nominal Power
Maximum power for each transformer:      104.6316      MVA
Maximum power for each transformer:      0.9512         PU
-----
STUDY BY IEC:      Varying Humidity
DP 40 Years:      261.6836
Life Expectancy of the Solid Insulation: 46      Years
-----
Processing time: 0.95 Minutes
Version: 1

```

La Ilustración 84 muestra la potencia a la que se ve sometida el transformador objeto de esta simulación acorde a la curva de carga del proyecto.

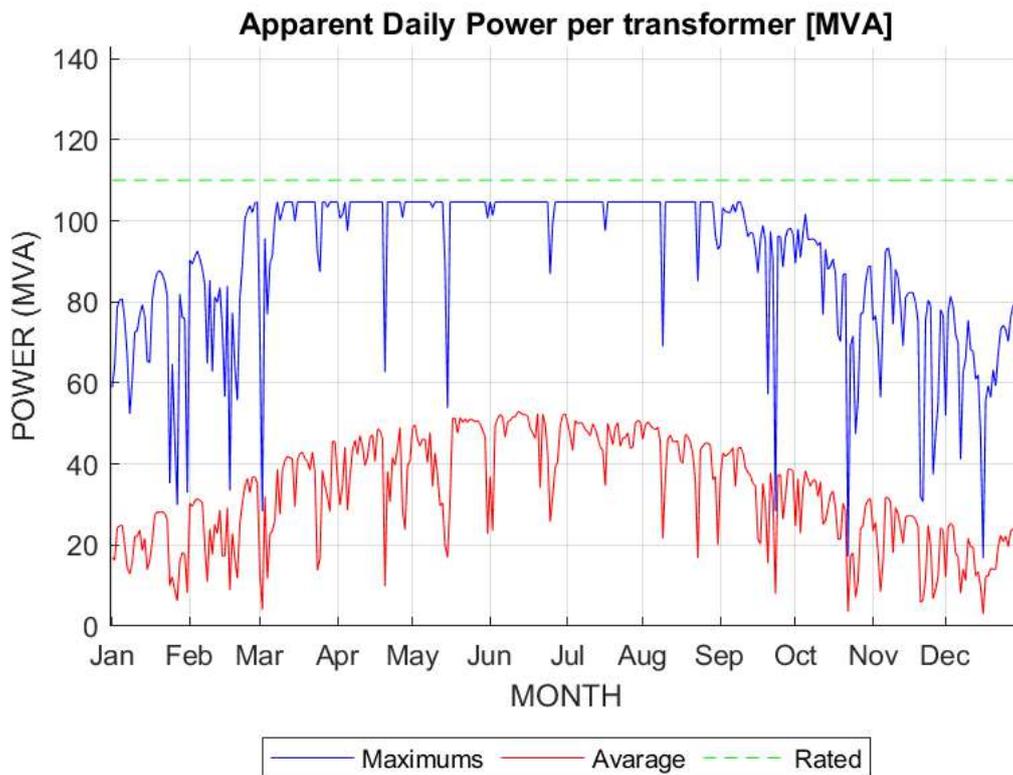


Ilustración 84: Carga del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración Propia)

La Ilustración 85 muestra el calentamiento de la capa de aceite (Oil Layer) y del punto caliente (Hot Spot) que definen la vida útil del aislante y, por tanto, la vida útil del transformador.

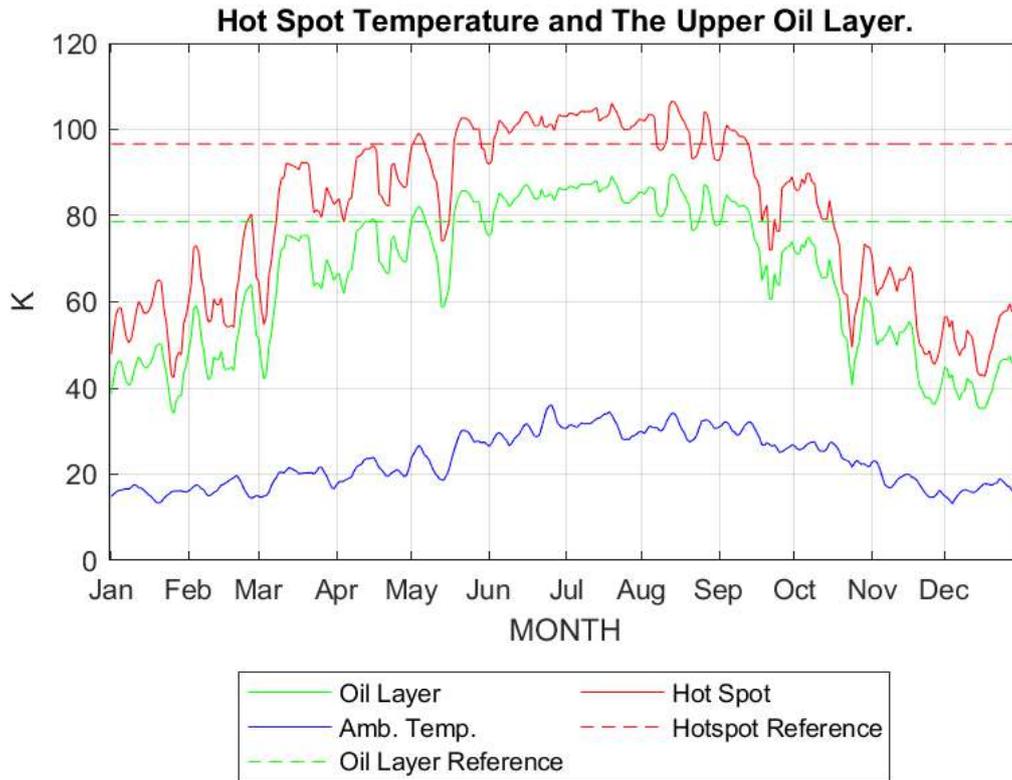


Ilustración 85: Temperaturas del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración Propia)

Las temperaturas dan lugar a la siguiente evolución de la polimerización del papel aislante mostrado en la Ilustración 86.

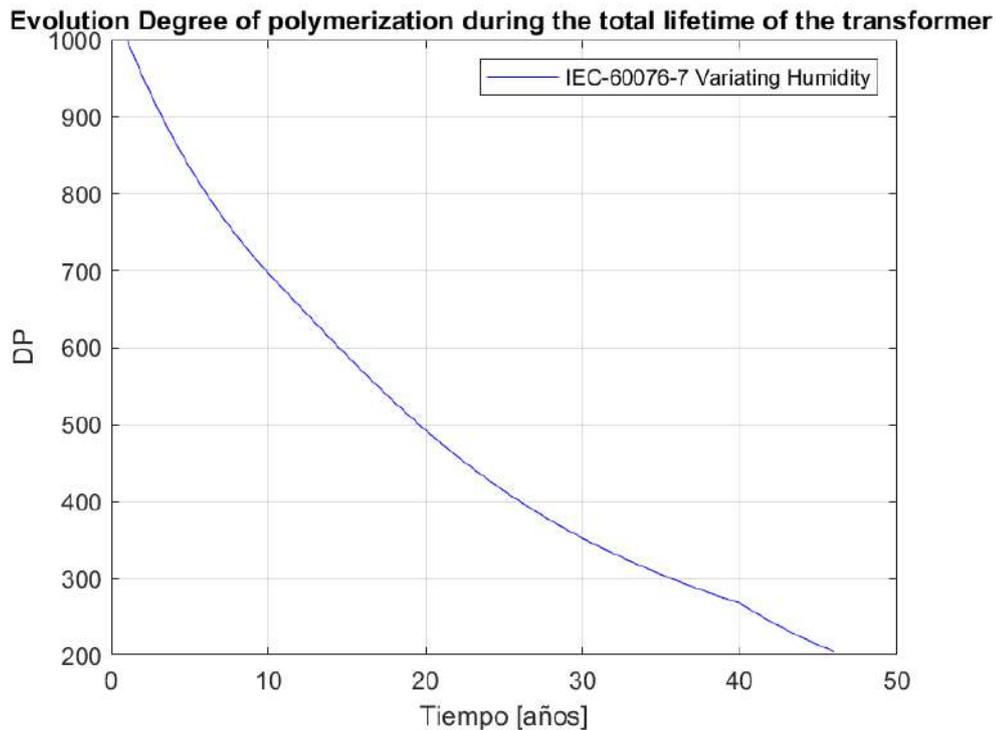


Ilustración 86: Grado de polimerización del transformador de 110 MVA (Fuente: Elaboración propia)

Resultando en una vida útil del transformador de 46 años como muestra el script de salida.

3.1.3 Conclusión

Como conclusión de este estudio de optimización, el transformador de 100 MVA no es adecuado para este proyecto ya que su vida útil (25 años) al nivel de carga esperado es menor que la vida útil de la planta (30 años).

Por otro lado, la segunda simulación permite comprobar que la vida útil del transformador de 110 MVA es más que suficiente para la operación de la planta en 30 años. Por tanto, se selecciona este transformador en lugar del transformador de 125 MVA.

Económicamente, el cambio de transformador supone un ahorro aproximado de 150.000€, que en términos de LCOE, supone -0,5686 €/MWh.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

Aliaga Ríos, J. (2021). *Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT): ¿Qué es el MPPT?* Recuperado en 2025 de <https://eadic.com/blog/entrada/seguidor-del-punto-de-maxima-potencia-mppt-que-es-el-mppt/>

Alonso, J. A. (2024). *Funcionamiento del inversor fotovoltaico*. Sunfields Europe. Recuperado de <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>

Boletín Oficial del Estado. (2015, 12 de diciembre). *Normativa eléctrica vigente en España*.

Cádiz, A. (2023). *Cánones de arrendamientos rústicos 2023: Cádiz*.

Camacho, M. M. (2022). *Todo lo que debes saber sobre tecnologías fotovoltaicas*. Zero Consulting. Recuperado de <https://blog.zeroconsulting.com/todo-lo-que-debes-saber-sobre-tecnologias-fotovoltaicas>

Cambio Energético. (s.f.). *Células solares TOPCon*. Recuperado de <https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-topcon/>

Carbonell, M. (2024). *La energía fotovoltaica en España*. Hogarsense. Recuperado de <https://www.hogarsense.es/placas-solares/energia-fotovoltaica-espana>

Deger Ibérica. (s.f.). *Inicio*. Recuperado de <https://degeriberica.com/>

El Periódico de la Energía. (2020, enero). *Historia de la fotovoltaica en España: Desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030*. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>

ENEL Distribución. (2025). *Nodos de capacidad de acceso*. Recuperado de https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html

Energías Renovables. (2014). *Tipos de paneles fotovoltaicos*. Recuperado de <https://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

Holmes, M. (s.f.). *How bifacial solar panels can increase power generation*. New Energy Equity. Recuperado de <https://www.newenergyequity.com/Blog/Post?id=11>

- Iberdrola. (s.f.). *Historia de la energía solar*. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/historia-energia-solar>
- Iberdrola. (2020). *Informe anual de sostenibilidad*.
- Instituto Geográfico Nacional (IGN). (2025). *Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables*. Recuperado de <https://sig.mapama.gob.es/snczi/index.html?herramienta=DPHZI>
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME). (2025). *Mapas geológicos interactivos*. Recuperado de <https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=92d3a8e400b44daf911907d3d7c8c7e9>
- Jiménez, J. (2022). *Placas solares bifaciales: Muchas ventajas, pero un gran inconveniente*. Univergy Solar. Recuperado de <https://univergysolar.com/placas-solares-bifaciales-muchas-ventajas-pero-un-gran-inconveniente/>
- Libro Blanco de la Instalación. (s.f.). *Guía técnica de instalaciones eléctricas*. Prysmian Group.
- Lorenzo, E. (s.f.). *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- Muñoz, A. (2020). *Tecnologías y tipologías de paneles fotovoltaicos*. SolarFarm. Recuperado de <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>
- Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Estructura de generación*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). (s.f.). *Normativa técnica*.
- Repsol. (2023). *Tipos de placas solares*. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/tipos-de-placas-solares/index.cshtml>

Solar Anywhere. (s.f.). *Soiling Loss Modeling*. Recuperado de <https://www.solaranywhere.com/es/support/solar-energy-modeling-services/soiling-loss-modeling/>

Statista. (2023). *Potencia solar fotovoltaica instalada por países*. Recuperado de <https://es.statista.com/estadisticas/641225/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-paises/>

SumSol Comunicación. (2025). *Instalaciones fotovoltaicas y efecto clipping: ¿Qué beneficios nos aporta sobredimensionar el inversor?* Recuperado de https://sumsol.com/xipblog/post/20_instalaciones-fotovoltaicas-y-efecto-clipping-qu%C3%A9-beneficios-nos-aporta-sobredimensionar-el-inversor?page_type=post

SUNEVO. (2022). *How bifacial solar panels can increase power generation*. Recuperado de https://es.sunevosolar.com/blog/how-bifacial-solar-panels-can-increase-power-generation_b6

Teknosolar. (s.f.). *Estructura inclinada soporte placas solares hasta 72 células CHE915XL*. Recuperado de <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-hasta-72-celulas-che915xl/>

Wikipedia. (2024). *Willoughby Smith*. Recuperado de https://en.wikipedia.org/wiki/Willoughby_Smith

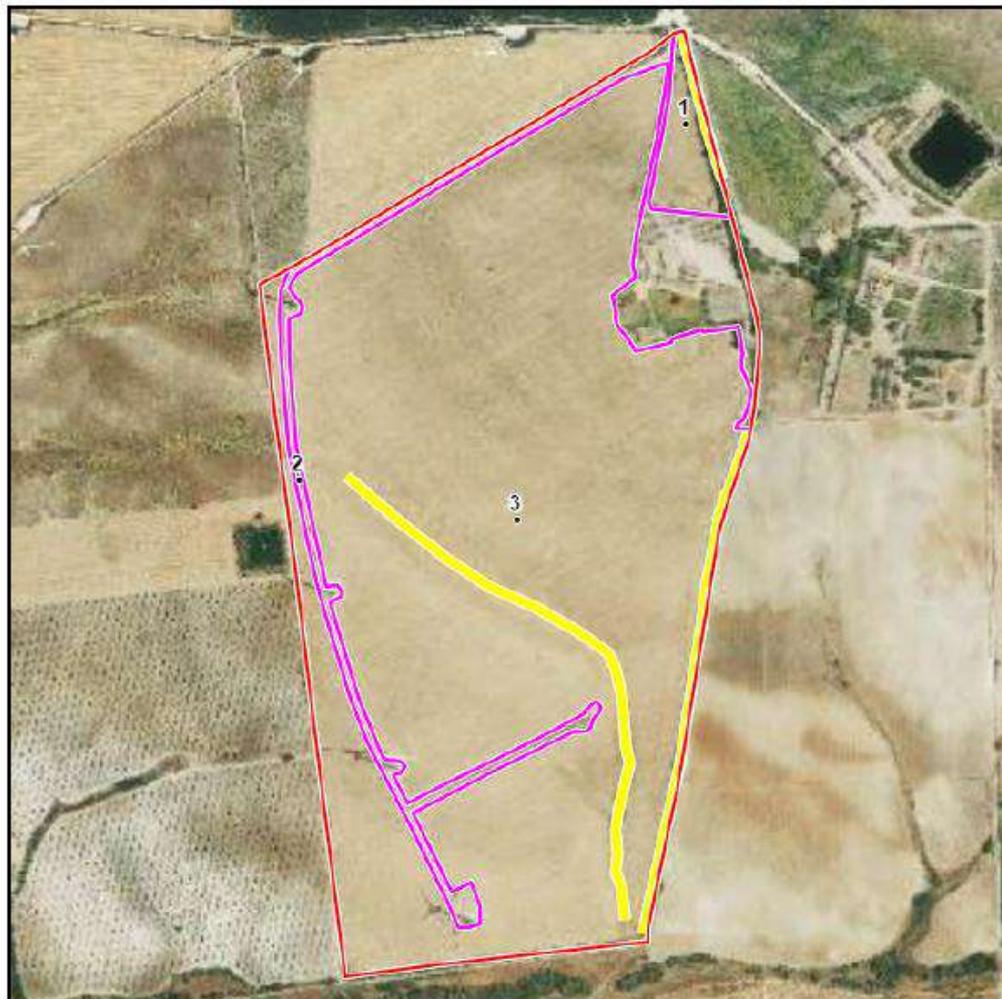
Wikipedia. (2025). *Energía solar fotovoltaica*. Recuperado de https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica

Zigor. (2024). *Evolución del mix energético en España*. Recuperado de <https://zigor.com/solar/evolucion-mix-energetico-espana/>

Anexo A. FICHAS SIGPAC

 <p>GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN</p>	DATOS IDENTIFICATIVOS SIGPAC	
	Provincia: 11 - CADIZ Municipio: 20 - Jerez de la Frontera Agregado: 0 Zona: 0 Polígono: 79 Parcela: 238 Referencia Catastral: 53020A07900236XJ	

Coordenadas UTM del centro X: 758996.01 Y: 4053250.88 DATUM WGS84 HUSO 29	Fecha de vuelo de la foto del centroide de la parcela:	07/2022
	Fecha de la cartografía Catastral (1):	4/3/2019
	Fecha de Impresión:	07/01/2025
	Escala aproximada de impresión:	1 : 7500



(1) Pueden existir cambios en la parcela catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

Información SIGPAC vigente a fecha: 15/01/2024

El uso, delimitación gráfica u otros atributos de los recintos que aparecen en el SIGPAC tienen por objeto facilitar al agricultor la cumplimentación de su solicitud de ayudas de la PAC. Cuando el uso que aparece en el SIGPAC sea distinto del uso real, el agricultor debe realizar su solicitud de ayuda en base a este último, el real, debiendo comunicar la incidencia al servicio competente de su Comunidad Autónoma.

A) Relativos al recinto:

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Altitud (m)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadío	Incidencias	Región
1	1,3590	2,30	59	PS - PASTIZAL	85	1,1551	0	11,199	15 (2)
2	5,0387	3,10	56	IM - IMPRODUCTIVOS			0	188,74	
3	50,1336	4,30	52	TA - TIERRAS ARABLES			0	12,188	4 (2)

2) Región según el Anexo II del proyecto de Real Decreto sobre derechos de ayuda básica a la renta para la sostenibilidad de la Política Agrícola Común.

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Incidencias

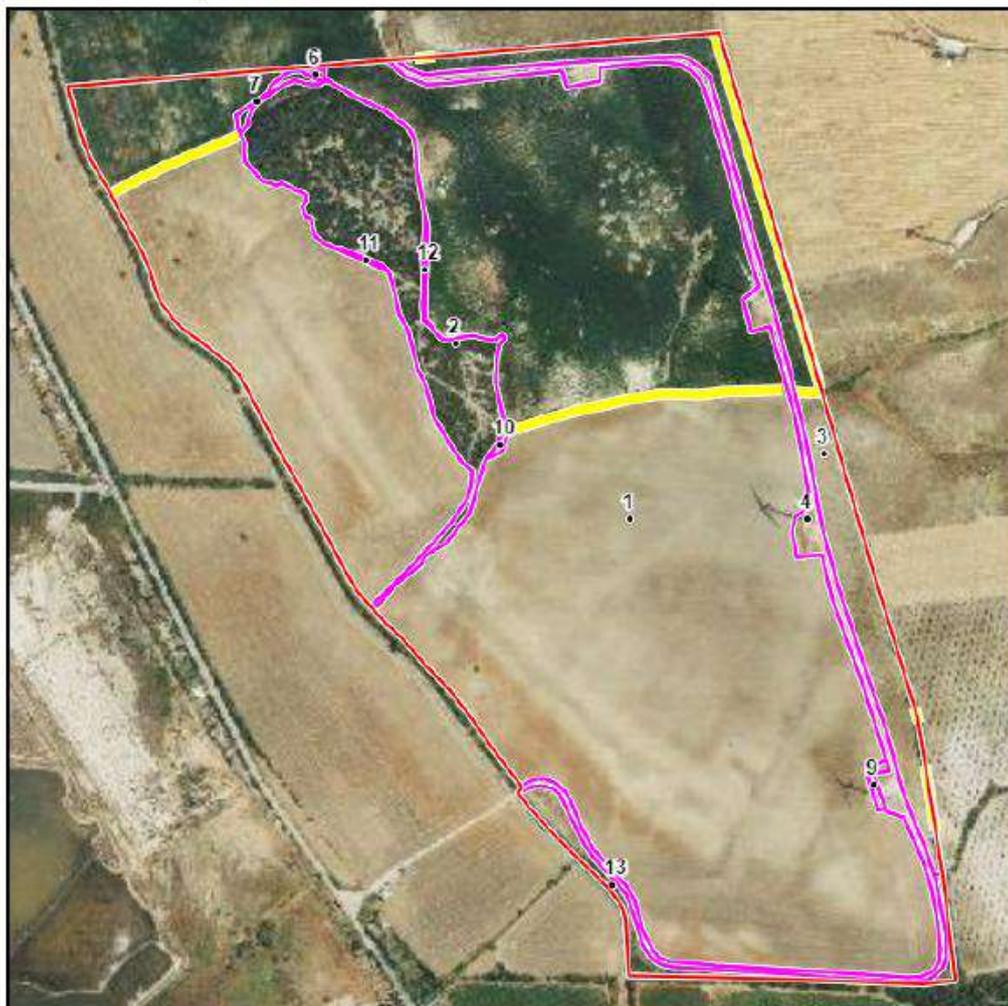
11 - Árboles dispersos
12 - Contiene otros usos sin subdividir
74 - Información de uso SIGPAC aportada por la Comunidad Autónoma
188 - Uso SIGPAC validado por fotointerpretación Control Teledetección 2021
199 - Recinto inactivo

C) Resumen de datos de la parcela:

Uso	Superficie Total (ha)	Superficie subvencionable en Pastos (ha)
IM - IMPRODUCTIVOS	5,0387	
PS - PASTIZAL	1,3590	1,1551
TA - TIERRAS ARABLES	50,1336	
Superficie Total	56,5313	1,1551

 <p>GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN</p>	DATOS IDENTIFICATIVOS SIGPAC	
	Provincia: 11 - CADIZ	Municipio: 20 - Jerez de la Frontera
	Agregado: 0	Zona: 0
	Polígono: 79	Parcela: 214
	Referencia Catastral: 53020A07900214XA	

Coordenadas UTM del centro X: 757748.79 Y: 4053205.78 DATUM WGS84 HUSO 29	Fecha de vuelo de la foto del centro de la parcela:	07/2022
	Fecha de la cartografía Catastral (1):	4/3/2019
	Fecha de Impresión:	07/01/2025
	Escala aproximada de impresión:	1: 8000



(1) Pueden existir cambios en la parcela catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

Información SIGPAC vigente a fecha: 15/01/2024

El uso, delimitación gráfica u otros atributos de los recintos que aparecen en el SIGPAC tienen por objeto facilitar al agricultor la cumplimentación de su solicitud de ayudas de la PAC. Cuando el uso que aparece en el SIGPAC sea distinto del uso real, el agricultor debe realizar su solicitud de ayuda en base a este último, el real, debiendo comunicar la incidencia al servicio competente de su Comunidad Autónoma.

A) Relativos al recinto:

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Altitud (m)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadío	Incidencias	Región
1	74,8082	6,70	25	TA - TIERRAS ARABLES			100	11,116,12,188,221,75	9 (2)
2	6,5525	14,70	28	PR - PASTO ARBUSTIVO	25	1,6381	0	188	15 (2)
3	5,5871	5,90	38	TA - TIERRAS ARABLES			100	11,12,188,221	9 (2)
4	2,8389	5,60	33	IM - IMPRODUCTIVOS			0		
6	0,0418	6,40	25	TA - TIERRAS ARABLES			100	188,221,75	9 (2)
7	0,1413	5,50	23	TA - TIERRAS ARABLES			0	157,188,221	4 (2)
9	0,0829	16,60	28	TA - TIERRAS ARABLES			100	117,188,221	9 (2)
10	0,0310	5,90	20	TA - TIERRAS ARABLES			0	188,221,74	15 (2)
11	0,0260	12,30	27	TA - TIERRAS ARABLES			0	188,221,74	15 (2)
12	0,0651	11,20	37	TA - TIERRAS ARABLES			0	188,221,74	15 (2)
13	1,1841	9,40	13	TA - TIERRAS ARABLES			100	11,117,12,188,221	9 (2)

2) Región según el Anexo II del proyecto de Real Decreto sobre derechos de ayuda básica a la renta para la sostenibilidad de la Política Agrícola Común.

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Incidencias

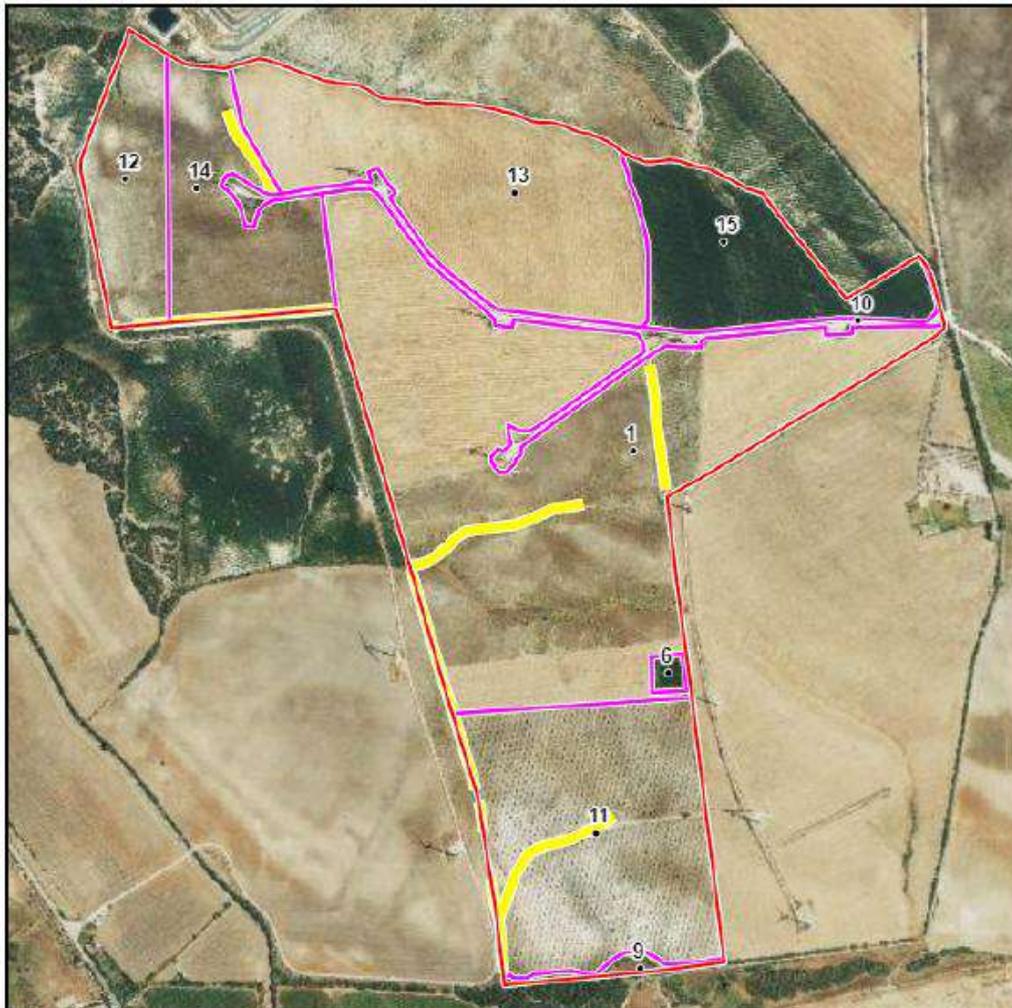
11 - Árboles dispersos
12 - Contiene otros usos sin subdividir
74 - Información de uso SIGPAC aportada por la Comunidad Autónoma
75 - Información del sistema de explotación aportada por la Comunidad Autónoma
116 - Contiene elementos del paisaje
117 - No subvencionable: Cultivo abandonado
157 - El cambio de uso SIGPAC, procedente de un uso forestal o pastos, no acredita autorización administrativa de la Consejería con competencia en medio ambiente
188 - Uso SIGPAC validado por fotointerpretación Control Teledetección 2021
221 - Tierra de cultivo explotada de regadío en alguno de los últimos 3 años

C) Resumen de datos de la parcela:

Uso	Superficie Total (ha)	Superficie subvencionable en Pastos (ha)
IM - IMPRODUCTIVOS	2,8389	
PR - PASTO ARBUSTIVO	6,5525	1,6381
TA - TIERRAS ARABLES	81,9676	
Superficie Total	91,3590	1,6381

	DATOS IDENTIFICATIVOS SIGPAC	
	Provincia:	11 - CADIZ
	Municipio:	20 - Jerez de la Frontera
	Agregado:	0 Zona: 0
	Polígono:	79 Parcela: 183
Referencia Catastral:		53020A07900183XW

Coordenadas UTM del centro X: 758366.29 Y: 4053496.95 DATUM WGS84 HUSO 29	Fecha de vuelo de la foto del centroide de la parcela:	07/2022
	Fecha de la cartografía Catastral (1):	4/3/2019
	Fecha de Impresión:	07/01/2025
	Escala aproximada de impresión:	1 : 11500



(1) Pueden existir cambios en la parcela catastral que aún no se reflejen en SIGPAC.

Información SIGPAC vigente a fecha: 15/01/2024

El uso, delimitación gráfica u otros atributos de los recintos que aparecen en el SIGPAC tienen por objeto facilitar al agricultor la cumplimentación de su solicitud de ayudas de la PAC. Cuando el uso que aparece en el SIGPAC sea distinto del uso real, el agricultor debe realizar su solicitud de ayuda en base a este último, el real, debiendo comunicar la incidencia al servicio competente de su Comunidad Autónoma.

A) Relativos al recinto:

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Altitud (m)	Uso	*Subv (%)	*Subv (ha)	Coef.Regadío	Incidencias	Región
1	51,6841	3,60	48	TA - TIERRAS ARABLES			40	11,221	9 (2)
6	0,4495	6,40	53	IM - IMPRODUCTIVOS			0		
9	0,7272	7,50	22	IM - IMPRODUCTIVOS			0		
10	3,5685	5,70	50	IM - IMPRODUCTIVOS			0		
11	22,0914	7,60	37	OV - OLIVAR			40	219	9 (2)
12	7,3915	11,80	38	TA - TIERRAS ARABLES			40	11,221	9 (2)
13	22,1536	5,70	42	TA - TIERRAS ARABLES			40	11	9 (2)
14	10,7624	7,60	43	TA - TIERRAS ARABLES			40	11,221	9 (2)
15	10,9519	3,60	51	TA - TIERRAS ARABLES			40	11,221	9 (2)

2) Región según el Anexo II del proyecto de Real Decreto sobre derechos de ayuda básica a la renta para la sostenibilidad de la Política Agrícola Común.

(*) Subvencionabilidad en pastos.

Incidencias

11 - Árboles dispersos
219 - Monitorización 2023: Pendiente confirmar por renovación Ortofoto
221 - Tierra de cultivo explotada de regadío en alguno de los últimos 3 años

C) Resumen de datos de la parcela:

Uso	Superficie Total (ha)	Superficie subvencionable en Pastos (ha)
IM - IMPRODUCTIVOS	4,7352	
OV - OLIVAR	22,0914	
TA - TIERRAS ARABLES	102,9435	
Superficie Total	129,7700	0

Anexo B. AÑO METEOROLÓGICO TIPO

SOLARGIS

climData

Solargis® Report

Solar Resource Overview

Site name:

El Puerto de Santa María, España

Type of Data:

Hourly time series (01/01/1994 - 31/12/2024)
TMY P50 (01/01/1994 - 31/12/2024)

Customer:

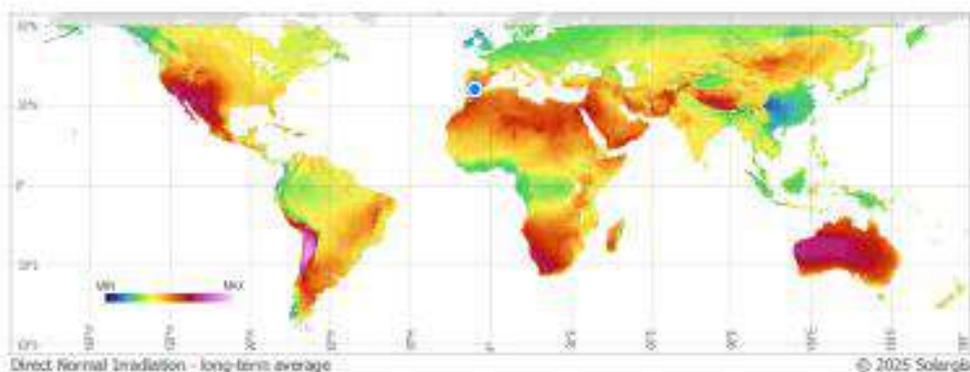
Iberdrola Renovables Energía SA

Date of Issue:

14 January 2025

Issued by:

Solargis s.r.o.
Tel. +421 2 4319 1707
contact@solargis.com
solargis.com



SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

1. Site Info

Site name: El Puerto de Santa María, España
Latitude: 36.59205°
Longitude: -6.111986°
Elevation: 42 m a.s.l.



Location on the map:

<https://apps.solargis.com/prospect/map?s=36.592050,-6.111986&c=36.592050,-6.111986,14&m=mapbox-satellite>



Google Maps © 2025 Google

SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

2. Executive Summary

Long-term average yearly values calculated from time series (TS) representing 31 complete calendar years (1994-2024):

	TS	TMY P50	
Global Horizontal Irradiation	1878	1878	kWh/m ²
Direct Normal Irradiation	2098	2098	kWh/m ²
Diffuse Horizontal Irradiation	619	622	kWh/m ²
Air Temperature at 2 m	18.4	18.7	°C

3. Solargis Database Description

This report and data is based on Solargis high-resolution database operated by Solargis s.r.o. company. Solar resource data (GHI, DIF, DNI and GTI) is calculated by a suit of solar models, and the data inputs are derived from geostationary meteorological satellites and global meteorological models. Meteorological data (TEMP, RH, WS, WD, WG, PREC, AP, SDWE and PWAT) are processed from the outputs of global meteorological models. All Solargis parameters are validated by quality-controlled ground measurements acquired by high-accuracy meteorological equipment worldwide. The spatial and time resolution of the original input data are harmonized during the model processing to achieve the best possible.

Output from the database Solargis v2.2.59

Solar Resource

Description: Calculated from Meteosat MSG and Meteosat MFG satellite data (© 2025 EUMETSAT) and from atmospheric data (© 2025 ECMWF, NOAA and NASA) by Solargis method

Spatial resolution: 250 m

Meteorological Data

Description: Spatially disaggregated from ERA5Land and ERA5 model data (© 2025 ECMWF) by Solargis method

Spatial resolution: Temperature 1 km, other meteorological parameters 12 km to 25 km

Terrain shading is not considered in this delivery. Occasional deviations in calculations may occur as a result of mathematical rounding and cannot be considered as a defect of algorithms. Acronyms used later in this report: TS - time series, TMY - typical meteorological year, LTA - long-term average, STDEV - standard deviation.

SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

4. Time Series (TS) Overview

Type of data: Hourly time series (time reference UTC+0)
Period: 01/01/1994 - 31/12/2024 (271752 records)

Parameters:

Code	Description	CSV file	PDF report
GHI	Global horizontal irradiation [Wh/m ²]	✓	✓
DNI	Direct normal irradiation [Wh/m ²]	✓	✓
DIF	Diffuse horizontal irradiation [Wh/m ²]	✓	✓
flagR	Cloud identification quality flag: 0: sun below horizon, 1: model value, 2: interpolated 1hour, 5: long term monthly median or persistence, 6: synthetic data, 10: nowcast, 11:NWP forecast	✓	✗
SE	Sun altitude (elevation) angle [deg]	✓	✗
SA	Sun aspect angle [deg]	✓	✗
TEMP	Air temperature at 2 m [deg_C]	✓	✓
AP	Atmospheric pressure [hPa]	✓	✗
RH	Relative humidity [%]	✓	✗
WS	Wind speed at 10 m [m/s]	✓	✗
WG	Wind gust at 10 m [m/s]	✓	✗
WD	Wind direction at 10 m [deg]	✓	✗
PREC	Precipitation total [mm]	✓	✗
PWAT	Precipitable water [kg/m ²]	✓	✗

Regarding data tables on the next pages, background color of cells in the 'Year' column means: grey color - yearly value is within the standard deviation band - a normal year, red or blue color is reserved for exceptional years above or below standard deviation band respectively.



climData

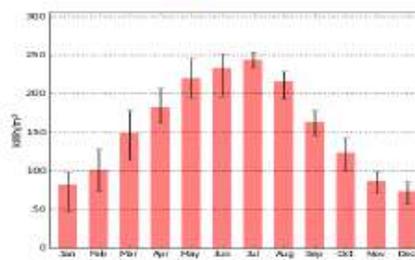
SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Global horizontal irradiation: monthly and yearly sums

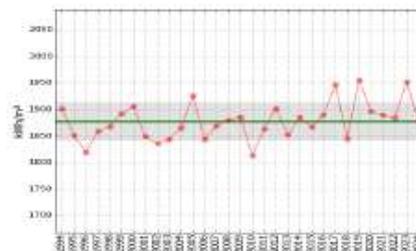
GHI

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
1994	89	94	166	194	195	240	238	222	178	116	89	81	1901
1995	89	105	163	187	221	197	234	216	173	130	78	58	1851
1996	47	103	144	184	207	240	240	229	153	137	80	56	1819
1997	69	108	179	186	209	235	239	213	162	124	71	65	1858
1998	77	94	166	183	202	232	238	206	146	142	98	83	1868
1999	89	108	149	198	213	245	237	214	164	105	99	72	1892
2000	91	123	159	163	211	243	250	221	172	133	80	59	1906
2001	71	99	135	199	219	252	233	218	153	116	87	66	1848
2002	84	105	145	176	223	215	248	215	155	119	80	70	1836
2003	87	99	137	166	231	224	245	222	179	101	83	70	1844
2004	83	99	149	181	204	235	246	208	169	117	92	79	1865
2005	99	109	137	200	227	233	246	214	173	121	94	71	1926
2006	86	97	151	175	209	231	238	217	169	111	80	81	1844
2007	86	86	164	162	225	231	255	208	156	130	93	73	1869
2008	86	103	164	178	206	246	248	226	146	113	94	71	1880
2009	70	99	149	201	230	223	249	217	155	135	90	66	1885
2010	69	73	129	180	238	232	238	212	165	131	80	66	1813
2011	76	107	142	168	203	238	248	209	166	138	86	82	1863
2012	93	129	153	179	221	233	249	217	157	121	75	75	1902
2013	81	101	115	186	222	237	242	215	157	124	93	80	1852
2014	75	83	155	179	243	231	244	228	160	126	82	78	1885
2015	87	94	149	182	233	221	251	194	170	110	98	78	1866
2016	78	93	172	174	211	238	240	216	174	128	86	79	1890
2017	97	81	150	191	225	246	246	214	178	137	99	81	1946
2018	82	101	124	171	220	224	253	220	164	121	78	86	1845
2019	89	118	165	185	241	240	237	224	166	133	83	74	1956
2020	85	115	140	164	220	242	247	222	166	137	89	72	1896
2021	75	94	152	174	229	233	247	214	165	132	97	78	1889
2022	91	110	122	190	228	235	247	212	169	120	89	70	1884
2023	91	103	162	208	223	234	249	220	167	122	92	80	1952
2024	87	106	122	198	246	225	241	216	167	106	85	81	1878
LTA	83	101	149	183	220	233	244	216	164	124	87	74	1878

Unit: kWh/m² Long-term statistics is calculated from complete years Yearly STDEV: 35 kWh/m²



Monthly long-term average (with min. and max.)



Variability of yearly values (with avg. and STDEV)



climData

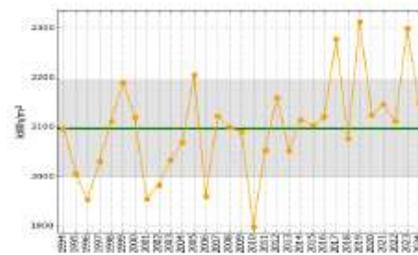
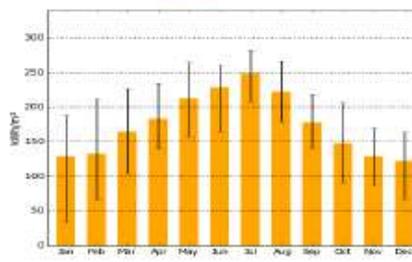
SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Direct normal irradiation: monthly and yearly sums

DNI

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year	
1994	136	104	187	221	158	241	208	225	218	123	137	137	2096	1994
1995	151	145	190	187	219	164	224	224	200	148	87	67	2006	1995
1996	35	136	150	181	202	230	233	267	155	182	114	71	1954	1996
1997	77	141	226	178	192	255	241	220	168	152	88	95	2031	1997
1998	110	103	191	187	178	229	247	185	151	206	162	162	2112	1998
1999	151	170	171	225	194	258	233	229	181	99	163	117	2191	1999
2000	149	194	173	142	195	248	259	217	190	165	103	84	2120	2000
2001	98	113	132	216	207	260	230	227	143	120	117	92	1955	2001
2002	122	147	156	172	227	180	255	224	155	134	105	106	1983	2002
2003	149	127	130	164	239	201	258	233	219	91	106	117	2033	2003
2004	131	121	149	199	179	232	248	217	185	127	143	138	2069	2004
2005	189	174	122	218	226	212	249	213	197	149	144	113	2206	2005
2006	137	118	170	155	172	208	232	225	172	121	109	142	1961	2006
2007	136	95	206	149	235	229	283	206	148	164	144	127	2123	2007
2008	135	117	200	182	180	259	256	248	141	119	152	110	2100	2008
2009	88	126	165	227	233	204	268	219	150	177	134	98	2090	2009
2010	87	67	122	161	239	229	227	210	180	167	119	90	1898	2010
2011	102	154	153	159	166	237	255	199	184	175	123	149	2053	2011
2012	161	212	179	173	210	229	258	209	165	146	97	122	2160	2012
2013	126	143	105	187	211	233	242	213	155	147	148	143	2052	2013
2014	108	93	180	181	257	225	250	257	168	142	110	144	2116	2014
2015	147	121	184	174	228	210	268	178	185	118	170	121	2103	2015
2016	105	95	216	169	207	242	238	227	196	155	130	143	2121	2016
2017	175	80	171	194	219	252	257	215	215	181	168	151	2278	2017
2018	133	144	123	155	213	213	280	223	173	151	105	164	2076	2018
2019	158	172	201	191	264	257	226	242	184	169	123	126	2313	2019
2020	134	161	141	140	213	247	246	238	174	182	129	119	2124	2020
2021	113	106	167	159	239	234	259	213	189	169	159	139	2147	2021
2022	151	151	116	198	225	231	255	220	191	127	136	111	2111	2022
2023	157	129	203	235	220	229	263	233	190	145	146	149	2299	2023
2024	140	146	117	214	255	224	255	229	183	119	118	149	2150	2024
LTA	129	132	164	184	213	229	248	222	177	147	129	122	2098	

Unit: kWh/m² Long-term statistics is calculated from complete years Yearly STDEV: 98 kWh/m²



SOLARGIS

climData

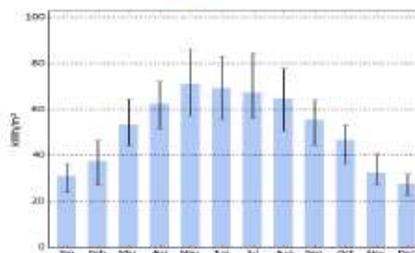
SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Diffuse horizontal irradiation: monthly and yearly sums

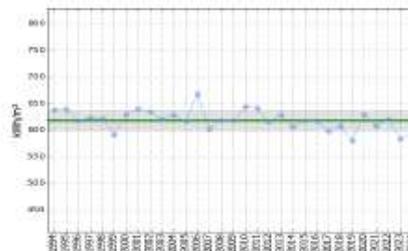
DIF

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
1994	34	43	56	51	81	66	84	66	44	51	33	29	639
1995	29	36	52	63	68	81	74	62	52	51	41	32	639
1996	33	36	57	65	68	72	73	51	58	42	32	29	617
1997	36	39	48	68	77	56	68	64	57	46	35	29	623
1998	33	42	55	62	78	67	63	78	53	36	31	23	622
1999	29	29	51	54	76	62	69	59	54	51	30	27	591
2000	31	30	58	69	75	67	66	71	54	46	36	27	630
2001	31	43	56	57	74	66	69	63	62	51	37	31	640
2002	34	34	52	62	67	83	67	62	59	50	34	30	635
2003	27	38	61	61	65	80	63	64	45	53	37	26	620
2004	32	40	61	53	77	69	69	63	55	50	32	28	628
2005	24	27	64	57	68	79	69	68	54	45	32	29	616
2006	31	41	53	72	86	79	72	64	63	47	34	28	668
2007	32	40	46	65	61	69	57	67	64	45	31	26	602
2008	31	45	49	59	78	63	67	58	60	50	30	30	619
2009	35	38	53	54	68	75	60	67	62	43	33	29	617
2010	34	41	58	72	70	67	75	68	54	45	28	32	644
2011	35	35	55	63	85	69	66	71	54	47	34	27	641
2012	28	28	50	65	73	69	66	73	55	44	34	30	615
2013	30	34	54	63	76	70	69	69	60	48	30	26	628
2014	32	38	50	60	65	71	65	55	58	52	35	24	607
2015	28	37	44	66	72	71	62	71	57	49	27	32	617
2016	35	47	47	64	67	66	70	62	54	46	31	26	617
2017	28	43	52	63	71	66	64	68	48	44	28	25	598
2018	29	33	52	69	70	72	56	66	59	43	34	24	607
2019	27	34	50	60	57	59	74	60	54	45	31	27	580
2020	31	37	60	71	68	67	70	62	59	43	33	28	629
2021	30	42	55	69	62	67	63	68	51	44	30	25	608
2022	31	38	57	61	71	71	66	62	52	52	31	28	620
2023	28	41	45	53	68	68	64	62	53	46	30	25	583
2024	30	35	55	59	65	67	61	60	54	45	35	26	592
LTA	31	38	53	62	71	69	67	65	56	47	33	28	619

Unit: kWh/m² Long-term statistics is calculated from complete years Yearly STDEV: 19 kWh/m²



Monthly long-term average (with min. and max.)



Variability of yearly values (with avg. and STDEV)



climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Average diurnal (24 hour) air temperature at 2 m

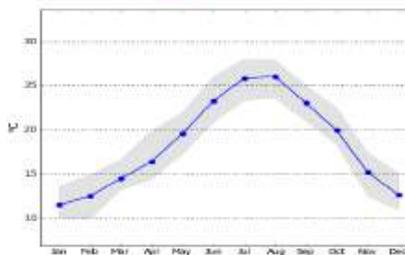
TEMP

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
1994	10.9	11.4	15.2	15.8	18.1	23.0	26.8	25.5	22.0	19.2	16.0	12.3	18.1
1995	11.0	13.0	14.6	16.9	20.7	21.5	25.7	25.5	21.4	21.0	17.0	14.0	18.6
1996	13.3	10.7	13.6	16.4	18.0	23.9	25.4	23.7	21.0	19.0	15.0	12.9	17.8
1997	12.2	13.5	16.6	18.2	18.5	20.9	23.3	24.5	23.8	20.5	15.9	12.9	18.4
1998	11.9	14.0	15.6	15.1	17.7	22.8	25.4	25.9	22.7	18.4	15.7	11.7	18.1
1999	10.6	11.1	13.9	16.9	19.5	23.2	25.1	24.8	21.6	19.1	13.5	12.2	17.7
2000	10.2	14.2	15.6	14.4	19.0	23.9	25.3	26.0	23.3	18.3	14.3	12.9	18.1
2001	12.3	12.7	15.3	17.1	18.7	24.6	24.6	25.5	22.4	19.8	13.5	12.1	18.3
2002	12.5	12.9	14.7	16.0	18.8	22.4	25.3	23.6	21.2	19.1	15.5	13.6	18.0
2003	10.9	11.1	14.6	15.5	20.9	24.1	25.9	27.4	23.6	18.4	14.7	11.8	18.3
2004	11.9	12.7	13.5	15.2	17.2	24.9	26.6	25.7	23.7	19.5	13.9	11.3	18.0
2005	10.0	10.2	13.7	16.4	20.2	24.7	25.6	25.8	23.0	19.4	13.8	12.0	17.9
2006	10.1	11.1	13.7	16.7	21.1	22.7	26.7	25.7	24.1	20.8	16.0	11.2	18.4
2007	10.5	13.0	13.4	15.4	18.7	21.7	25.9	24.6	22.5	19.4	15.0	11.8	17.7
2008	12.3	13.9	14.4	16.7	17.9	23.8	25.7	25.7	22.2	18.3	12.5	10.9	17.9
2009	10.4	11.8	14.7	15.2	19.7	24.0	26.3	27.0	23.1	21.5	16.7	13.5	18.7
2010	11.7	13.0	13.8	16.9	18.7	21.7	26.7	27.9	23.9	18.3	14.2	13.2	18.4
2011	11.8	11.6	13.4	17.6	20.3	24.4	25.6	26.1	23.7	21.5	14.8	11.6	18.6
2012	10.9	9.8	14.6	14.7	20.9	24.5	25.5	26.5	23.2	18.9	15.0	12.3	18.1
2013	11.7	10.8	13.5	15.9	17.9	22.2	25.5	27.1	23.8	20.4	14.4	12.4	18.0
2014	12.5	12.2	13.9	17.5	20.6	22.5	24.2	25.4	22.5	21.2	16.0	11.0	18.3
2015	10.6	11.0	14.3	16.8	22.0	24.1	28.0	26.3	22.5	19.5	15.6	14.8	18.8
2016	13.5	13.0	13.2	16.0	18.6	23.9	27.3	27.3	24.5	20.3	14.6	12.9	18.8
2017	10.5	13.1	14.6	17.7	20.3	26.0	26.5	27.5	24.4	22.4	15.8	11.8	19.3
2018	11.4	11.1	13.5	15.1	17.9	21.5	23.5	27.5	25.0	19.7	14.8	12.8	17.8
2019	10.9	13.0	15.6	16.1	21.2	22.0	24.6	26.4	24.0	20.0	14.9	13.7	18.6
2020	11.5	14.9	15.0	16.1	20.7	22.3	27.4	26.3	24.1	19.0	16.7	12.8	18.9
2021	10.8	13.8	14.6	16.9	20.5	22.5	25.6	26.1	23.3	21.2	14.3	14.1	18.7
2022	12.3	14.2	13.9	15.5	21.4	23.7	28.0	25.8	23.0	22.5	17.1	15.1	19.4
2023	11.7	12.9	16.0	19.8	20.6	24.3	26.5	27.9	22.8	21.7	16.2	12.6	19.5
2024	13.6	14.5	15.0	17.7	20.1	22.5	26.1	26.8	22.8	19.5	17.4	13.0	19.1
LTA	11.5	12.5	14.5	16.4	19.6	23.2	25.8	26.0	23.1	19.9	15.2	12.6	18.4

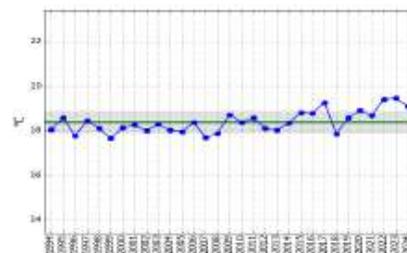
Unit: °C

Long-term statistics is calculated from complete years

Yearly STDEV: 0.5 °C



Monthly long-term average (with min. and max.)



Variability of yearly values (with avg. and STDEV)

SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

5. Typical Meteorological Year (TMY) Overview

TMY data is delivered, together with the time series data and this report. TMY contains hourly values derived from the time series covering complete calendar years. The data history is compressed into one year, following two criteria. The first is minimum difference between statistical characteristics (annual average, monthly averages) of TMY and time series. This criterion is given 80% weighting. The second criterion is maximum similarity of monthly Cumulative Distribution Functions of TMY and full-time series, so that the occurrence of typical hourly values is well represented for each month. This criterion is given 20% weighting.

TMY P50 data set represents, for each month, the average climate conditions and the most representative cumulative distribution function, therefore extreme situations (e.g. extremely cloudy weather) are not represented in this dataset.

Type of data: Hourly TMY, 8760 records (time reference UTC+0)

Time representation: 01/01/1994 - 31/12/2024

TMY method: solargis_3

Parameters:

Code	Description	CSV file	PDF report
GHI	Global horizontal irradiation [Wh/m ²]	✓	✓
DNI	Direct normal irradiation [Wh/m ²]	✓	✓
DIF	Diffuse horizontal irradiation [Wh/m ²]	✓	✗
SE	Sun altitude (elevation) angle [deg]	✓	✗
SA	Sun aspect angle [deg]	✓	✗
TEMP	Air temperature at 2 m [deg_C]	✓	✓
AP	Atmospheric pressure [hPa]	✓	✗
RH	Relative humidity [%]	✓	✗
WS	Wind speed at 10 m [m/s]	✓	✗
WG	Wind gust at 10 m [m/s]	✓	✗
WD	Wind direction at 10 m [deg]	✓	✗
PREC	Precipitation total [mm]	✓	✗
PWAT	Precipitable water [kg/m ²]	✓	✗

Important note:

Data reduction in TMY is not possible without loss of information contained in the original multiyear time series. Therefore time series data can only be considered as the reference for the statistical analysis of solar resource and meteorological conditions of the site. Only time series data are used for the statistical analysis in this report.

SOLARGIS

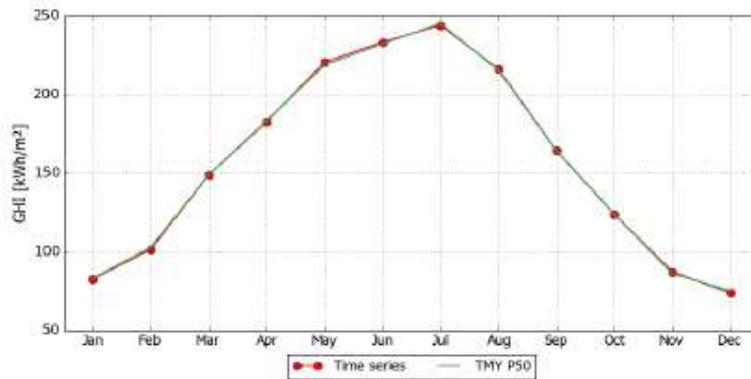
climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Monthly and Yearly Averages

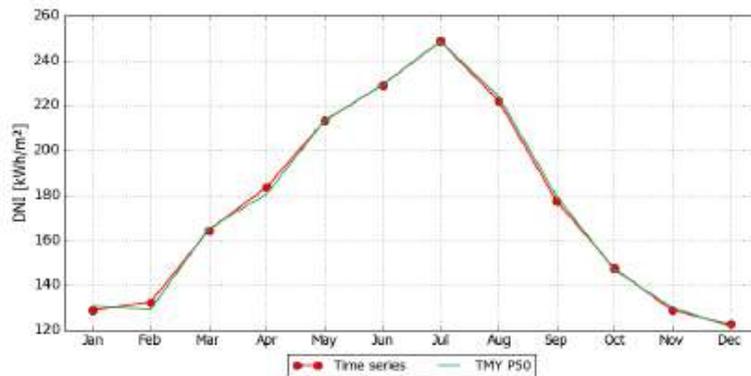
Long-term averages of GHI

GHI [kWh/m ²]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
Time series	83	101	149	183	220	233	244	216	164	124	87	74	1878
TMY P50	83	103	149	183	219	232	245	215	164	124	86	75	1878



Long-term averages of DNI

DNI [kWh/m ²]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
Time series	129	132	164	184	213	229	248	222	177	147	129	122	2098
TMY P50	131	129	165	181	213	229	248	224	180	147	130	121	2098



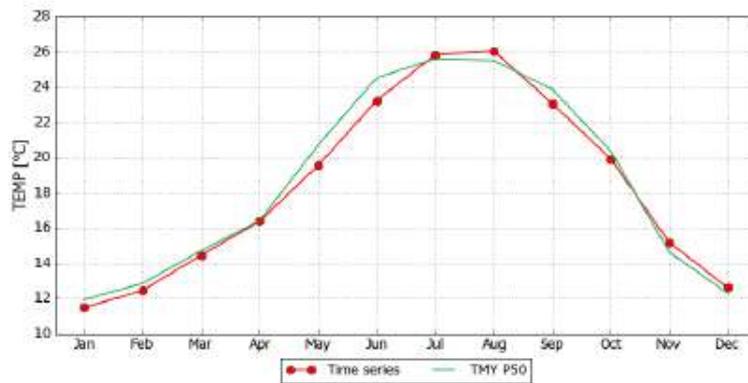
SOLARGIS

climData

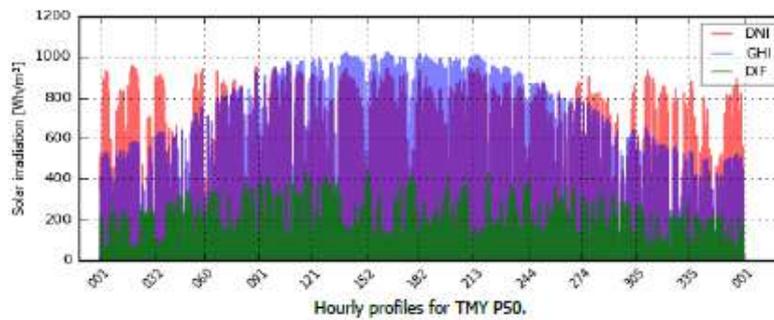
SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Long-term averages of TEMP

TEMP [°C]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Year
Time series	11.5	12.5	14.5	16.4	19.6	23.2	25.8	26.0	23.1	19.9	15.2	12.6	18.4
TMY P50	11.9	12.9	14.7	16.4	20.7	24.5	25.6	25.5	23.9	20.4	14.6	12.3	18.7



Seasonal Hourly Profiles

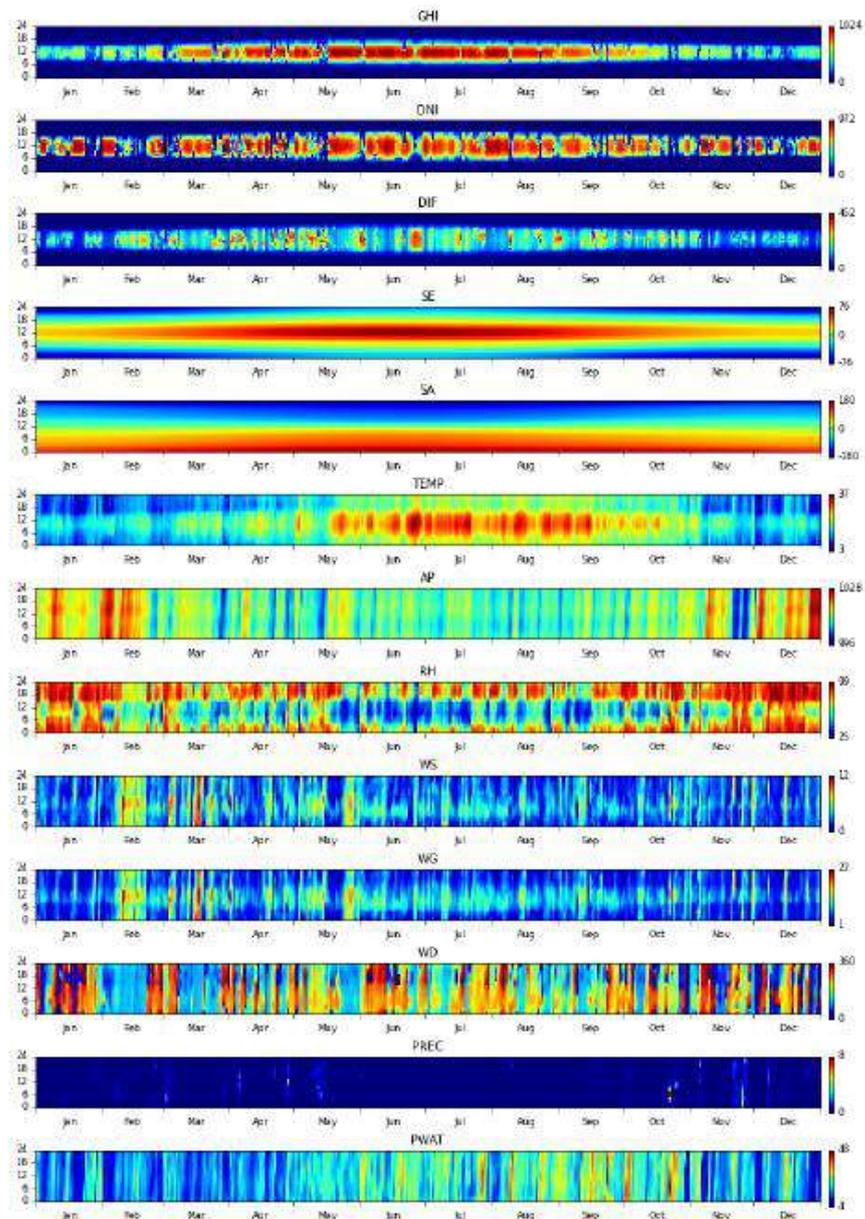


SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

Data Snapshot



Snapshot of TMY P50. Days of year are on the x-axis, hours are on the y-axis.

SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

6. Data Uncertainty

Solar Resource

Quality of Solargis data is determined by underlying models, spatial and temporal resolution of atmospheric and meteorological inputs, and their accuracy. Solargis data has been validated at 250+ public and many commercial locations, where high quality measurements were available. Statistics such as bias and RMSD are used for estimation of user's uncertainty. Solargis model demonstrates stable performance globally, and uncertainty lies within the margins described below.

For objective evaluation, the model has to be evaluated with quality-controlled data measured using high standard and professionally maintained instruments. If validation at a particular site shows higher deviations, there is high probability that there are issues with local measurements.

Uncertainty of Solargis GHI and DNI yearly summaries for 80% of observations is within the range of $\pm 4\%$ and $\pm 8\%$ ($\pm 5\%$ and $\pm 10\%$ for 90% of observations), respectively. In complex geographies and extreme cases, uncertainty of GHI and DNI yearly summaries can be as high as $\pm 8\%$ and $\pm 15\%$, respectively.

Regions where lower uncertainty (below or equal to $\pm 4\%$ for yearly GHI and $\pm 8\%$ for DNI) can be typically expected: Most of Europe and North America below latitude approx. 50° (see exceptions below), South Africa, Chile, Brazil, Australia, Japan, Morocco, Mediterranean region and Arabian Peninsula (except the Gulf region). Lower uncertainty is expected in regions with good availability of high-quality ground measurements.

Regions where higher uncertainty can be expected (above $\pm 4\%$ for yearly GHI and above $\pm 8\%$ for DNI): high latitudes (approx. above 50°), high mountains, regions with regular snow and ice coverage, high-reflectance deserts, urbanized and industrialized areas, regions with high and dynamically changing concentrations of atmospheric aerosols (Northern India, West Africa, Gulf region, some regions in China), coastal zone (approx. up to 15 km from water) and humid tropical climate. Higher uncertainty is also assumed in regions with limited or no availability of high-quality ground measurements.

Meteorological Data

Meteorological parameters are derived from the numerical weather models CFSR, CFSv2, MERRA-2 and GFSprod. Compared to solar resource data, they have lower spatial and temporal resolution, and lower accuracy. They characterize wider geographic region rather than a specific site. Especially relative humidity, wind speed and wind direction values have higher uncertainty, they may not accurately characterize the local microclimate and should be used with caution. The validation procedure was carried out to compare the modelled data with ground-measured data from the meteorological stations available through NOAA Integrated Surface Database network. In the validation of air temperature, wind speed and relative humidity, the hourly measurements at more than 11000 stations were used. Uncertainty of yearly estimates for selected meteorological parameters (considering 80% occurrence): air temperature $\pm 1.3^\circ\text{C}$, relative humidity: $\pm 11\%$, wind speed $\pm 1.7\text{ m/s}$.

More about Solargis models, the underlying algorithms, input data and uncertainty can be consulted at: <https://solargis.com/support/knowledge-base/methodology/solar-radiation-modeling/>

7. Disclaimer and Legal Information

Considering the uncertainty of data and calculations, Solargis s.r.o. does not guarantee the accuracy of estimates. The maximum possible has been done for the assessment of weather parameters based on the best available data, software and knowledge. Solargis s.r.o. shall not be liable for any direct, incidental, consequential, indirect or punitive damages arising or alleged to have arisen out of use of the provided report.

This data and report is copyright to © 2025 Solargis. All rights reserved.

8. Service Provider

Solargis s.r.o., Bottova 2A, 811 09 Bratislava, Slovakia
Company ID: 45354766, VAT Number: SK2022962766
Registration: Business register, District Court Bratislava III, Section Sro, File 62765/B
Tel. +421 2 4319 1707
solargis.com, contact@solargis.com

SOLARGIS

climData

SITE: 36.59205°, -6.111986° | TYPE OF DATA: Hourly time series | CUSTOMER: Iberdrola Renovables Energía SA

9. Delivered Items and Data Files Originality

The complete delivery SG-24849-2501-376-1 consists of the following items (5):

CSV data files:

item	format	file checksum	sum of all values
1 Hourly time series	Solargis	7d53d40ff96d39a3d75cee1df095f837	499612564
2 Hourly TMY P50	Solargis	dcf92e25ef980e21a9ed0d003876f5c1	16123105
3 Hourly TMY P50 for SAM	SAM CSV	cc449d9fd081f7c243d123ffb8554cec	--

The originality of CSV data files can be verified by the 'file checksum'. MD5 algorithm is used for the checksum. Using the 'sum of all values' is another way how to check the data originality in case the 'file checksum' is not longer valid (e.g. the file was edited and saved in Excel). The indicative sum of all data values in Solargis CSV files is rounded to an integer.

PDF files:

item	format	description
4 Terms and conditions of Solargis data use	PDF	Signed/accepted terms and conditions are supplied as a separate document sent via e-mail.
5 Solargis Report	PDF	This PDF report is electronically signed by Solargis s.r.o.. The authenticity of this PDF report can be verified here: http://solargis.info/embedded/pdfverify.html .

Anexo C. HOJA DE CARACTERÍSTICAS. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Mono Multi Solutions

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 695-720W

720W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

23.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy). Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System) and LCOE
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 720W

- Up to 23.2% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

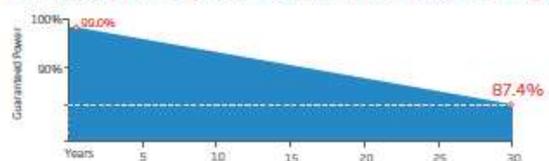
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



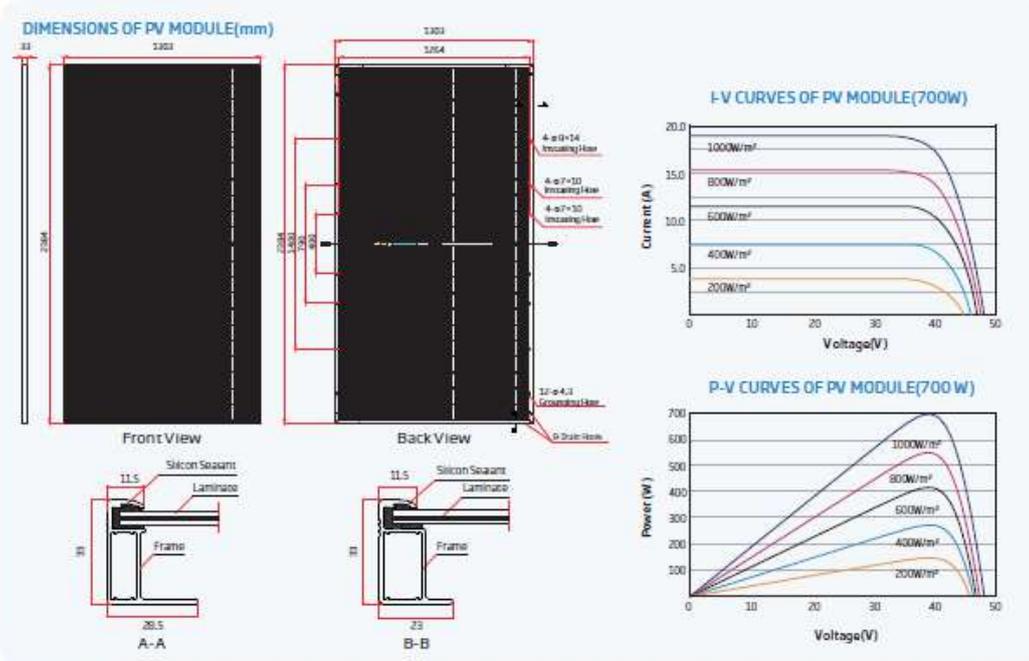
Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

TrinaSolar

Vertex N N-type i-TOP Con bifacial dual glass Monocrystalline module



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance, All Glass Ions Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches) ² Pitch: 35Q 280 mm(13.78*11.02 inches) Length can be customized
Connector	TS4 PLUS/ TS4

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
	605	531	700	534	705	540	710	543	715	547	720	551				
Peak Power Watts-P _{max} (Wp)*																
Power Tolerance-P _{max} (W)	0 ~ +5															
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	40.3	37.0	40.5	38.0	40.7	38.3	40.0	38.5	41.1	38.7	41.3	38.8				
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	17.25	14.00	17.20	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12	17.40	14.14	17.44	14.10				
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5	49.2	46.7	49.4	46.9				
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83	18.44	14.86	18.49	14.90				
Module Efficiency η _m (%)	22.4		22.5		22.7		22.9		23.0		23.2					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5, NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 40°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±2%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

	5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%	
Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	730	765	735	770	740	776	746	781	751	787	756	792				
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.0	40.0	41.1	41.1	41.3	41.3				
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10	18.27	19.14	18.31	19.18				
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0	49.2	49.2	49.4	49.4				
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24	19.36	20.28	19.41	20.34				

Power Rating: 500W.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.209%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.249%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.049%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Anexo D. HOJA DE CARACTERÍSTICAS.

ESTRUCTURA SEGUIDOR



AXone
DUO

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Seguidor	Horizontal a un eje con transmisión central estructura bifila
Rango de rotación	+/-60°
Transmisión	Corona de tornillo sin fin
Motor	Motor DC
Motores por MWp (módulos de 390 Wp)	~ 20
Coefficiente de ocupación de suelo de la estructura	30-50%, dependiendo de la configuración
Tipos de módulos	Todos los módulos disponibles en el mercado, incluyendo capa fina
Grado de inclinación del terreno	N-S: hasta 14%, E-O: ilimitado
Configuración del módulo	1 módulo en vertical / 2 módulos en horizontal
Montaje del módulo	Montaje directo a la correa
Materiales de la estructura	Magnelis® y Acero galvanizado en caliente por ASTM A123 o ISO 1461
Carga de viento permitida	Estructura adaptada a las condiciones específicas del lugar 120 mph 193 km/h
Conexión a tierra	Cimentado a través de elemento de fijación de tierra estriado
Alarma de tormenta para vientos fuertes	Si, posición de defensa en un máximo de 5 minutos
Sensores de velocidad del viento	Anemómetro ultrasónico
Método de seguimiento solar	Algoritmo astronómico con datos GPS
Electrónica del controlador	Una Unidad de control central por planta. Comunicación inalámbrica con los seguidores. Redundancia de repetidores inalámbricos para garantizar la comunicación
Interfaz SCADA	Modbus TCP o OPC-UA
Protocolo de comunicación	Inalámbrica LoRa
Posición de defensa nocturna	Si, configurable
Retroceso	Si
Fabricación en el emplazamiento	No
Formación y puesta en marcha en el emplazamiento	Si
Garantías estándar	Estructura: 10 años. Componentes electromecánicos: 5 años
Certificaciones	UL 3703, IEC 62817
Adaptación estructural a códigos locales	Verificado/Certificado por empresas de ingeniería externas especializadas en estructuras solares (si se requiere)



Hasta 2 x 64 módulos



contact@pvhardware.es
(+34) 960 918 522



Anexo E. HOJA DE CARACTERÍSTICAS. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (CT)

SG6600/8800UD-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 45 °C



SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



SMART O&M

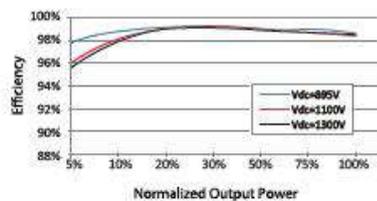
- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance



GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

EFFICIENCY CURVE





Type Designation	SG8800UD-MV	SG6600UD-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	895 V / 905 V	
MPP voltage range	895 – 1500 V	
No. of independent MPP inputs	8	6
No. of DC inputs	40 (optional: 48/56 inputs negative grounding)	30 (optional: 36/42 inputs negative grounding)
Max. PV input current	8 * 1435 A	6 * 1435 A
Max. DC short-circuit current	8 * 3528 A	6 * 3528 A
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	8800 kVA @ 45 °C 9064 kVA @ 40 °C 10120 kVA @ 22.5 °C	6600 kVA @ 45 °C 6798 kVA @ 40 °C 7590 kVA @ 22.5 °C
Max. inverter output current	8 * 1160 A	6 * 1160 A
Max. AC output current	292.2 A	438.3 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV	10 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency / Inverter European efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Transformer		
Transformer rated power	8800 kVA	6600 kVA
Transformer max. power	10120 kVA	7590 kVA
LV / MV voltage	0.63 kV / 0.63 kV / (20 – 35) kV	0.63 kV / 0.63 kV / (10 – 35) kV
Impedance	9.5 % (0 – ±10 %) @ 8800 kVA	8 % (0 – ±10 %) @ 6600 kVA
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN/Optional: ONAF	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	31.5 T	27.5 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (>45 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	LED indicators, WLAN+WebHMI	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber; MPLC	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC62271-202, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Anexo F. PLACA DE CARACTERÍSTICAS.

TRANSFORMADOR FARAMAX

⊕

FARAMAX

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
TIPO TVC-125000/ 220/ 30 (TPIII 125-ONAF-220/30)

⊕

Normas: INS 72.00.01 / UNE-EN 60076-1		Serie Nº 01170-11	
Servicio continuo		Instalación intemperie	
Potencia nominal		kVA	125000
Tensión nominal	Alta tensión (AT)	kV	220±10x1%
	Baja tensión (BT)	kV	30
Corriente nominal	AT	A	328
	BT (fase / línea)	A	1389 / 2406
Tensión más elevada para el material	AT	kV	245
	BT	kV	36
	Neutro AT	kV	170
Frecuencia		Hz	50
Nivel de presión acústica (2 m - ONAF)		dB(A)	55
Tensión de cortocircuito	BASE - 125 MVA	Pos.1 (max)	242/30 kV % 13,64
		Pos.11 (nom)	220/30 kV % 12,71
		Pos.21 (min)	198/30 kV % 12,13

Niveles de aislamiento Normas: UNE-EN 60076-3			
	AT	Neutro	BT
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	850	650 170
Tensión alterna soportada	kV	360	275 70
Tensión soportada a impulso tipo maniobra	kV	700	- -

Cuba, radiadores y conservador preparados para vacío (100 Pa)
 Régimen continuo refrigeración ONAN (100 MVA) - ONAF (125 MVA)
 Aceite (tipo, marca) Nynas Nytro Taurus

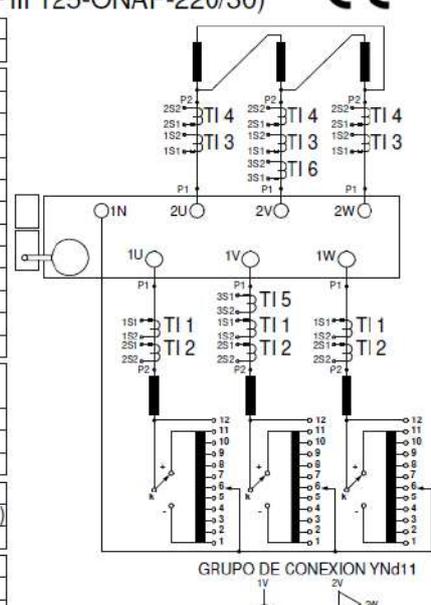
Calentamiento aceite capa superior	K	60
Calentamiento medio de arrollamientos	K	65
Calentamiento del punto más caliente del arrollamiento	K	78

Masa total	t	165,5
Masa del aceite	t	38,7
Masa indivisible para transporte	t	113
Masa de la parte activa (extraíble)	t	91
Masa del cuba con accesorios	t	35,8

Nomenclatura de Transformador intensidad	Intensidades nominales	Clase de precisión	Potencia, VA
TI 1	400/5	0,2S; FS-5	10
TI 2	400/5	5P20	30
TI 3	2500/5	0,2S; FS-5	10
TI 4	2500/5	5P20	30
TI 5 (Imagen térmica)	400/5	Cl.1	15
TI 6 (Imagen térmica)	2500/5	Cl.1	15

CARACTERÍSTICAS ECCODISEÑO S/REGLAMENTO UE 548/2014

kPEI	%	37,7
PEI	%	99,821
Pérdidas debida a la carga a T° referencia (Pk)	W	297.440
Pérdidas en vacío (Po)	W	42354
Potencia eléctrica sistema refrigeración en vacío (Pco)	W	0
Conductor: naturaleza (AT / BT / REG)	DISCO / DISCO/ Helicoidal - Cu / Cu / Cu	
Conductor: material aislante (AT / ET / REG)	Papel KRAFT CLASE 105 S/ IEC 60085-2008	
Conductor: masa	kg	22350
Circuito magnético: naturaleza	Columnas acero al silicio de grano orientado	
Circuito magnético: masa	kg	56625



GRUPO DE CONEXION YNd11

Posición del selector	Posición	Selector	Tensión, kV	Corriente, A
k +	1	1	242	298,2
	2	2	239,8	301
	3	3	237,6	303,7
	4	4	235,4	306,6
	5	5	233,2	309,5
	6	6	231	312,4
	7	7	228,8	315,4
	8	8	226,6	318,5
	9	9	224,4	321,6
	10	10	222,2	324,8
	11A	11	220	328,04
k -	11B	k	220	328,04
	11C	1	220	328,04
	12	2	217,8	331,4
	13	3	215,6	334,7
	14	4	213,4	338,2
	15	5	211,2	341,7
	16	6	209	345,3
	17	7	206,8	349
	18	8	204,6	352,7
	19	9	202,4	356,6
20	10	200,2	360,5	
21	11	198	364,5	

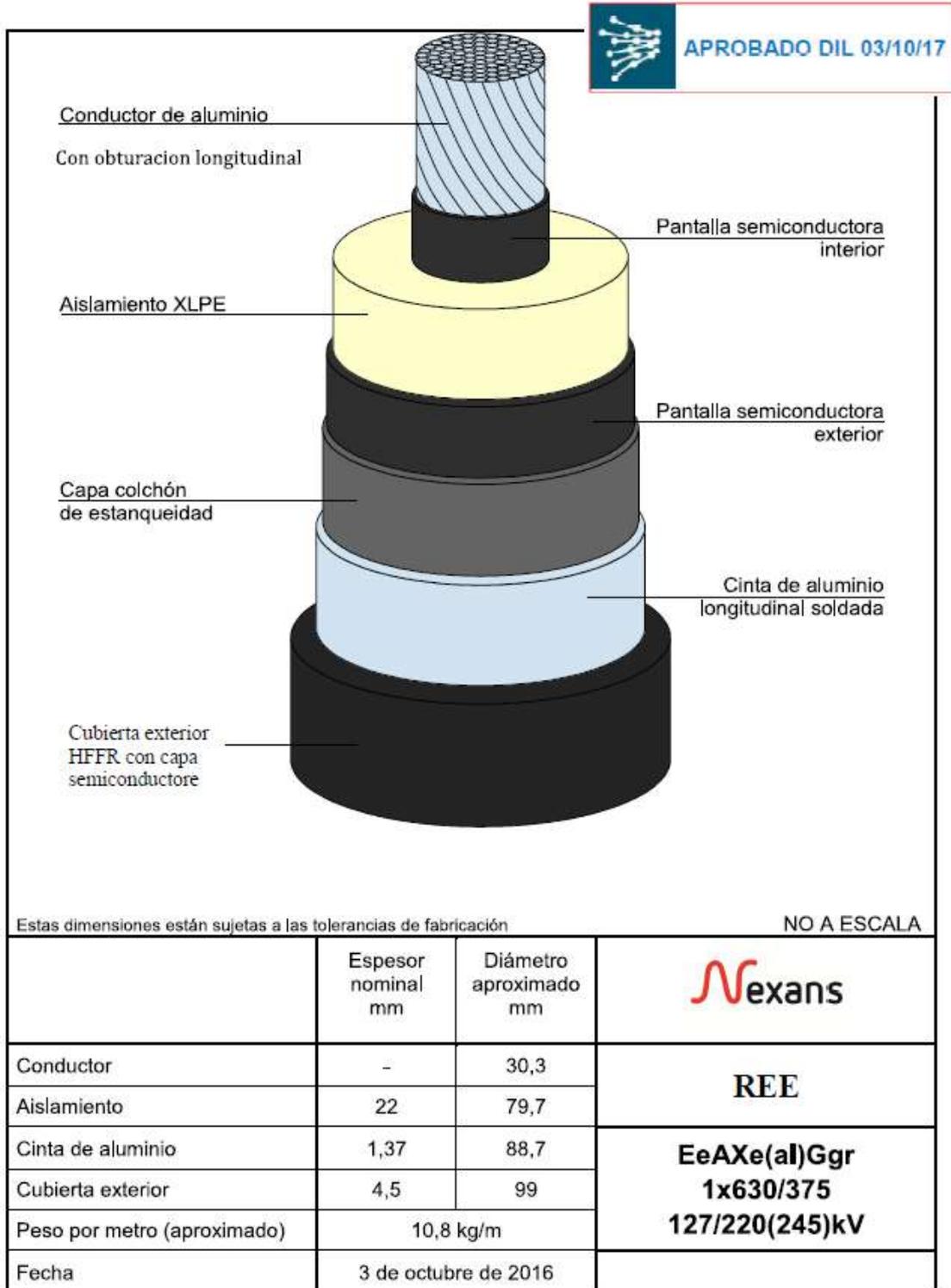
CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA		Nº SERIE
MR - Tipo VM.III 500Y-245/C-12 23 3WR		2201976

Fabricado en Malpartida de Plasencia, España
 Año de fabricación 2020

⊕

Anexo G. HOJA DE CARACTERÍSTICAS. CABLE

ALTA TENSION



Cable_Dibujo 220kV 630alu T375 HFFR .doc

Información confidencial/Propiedad de Nexans/Toda reproducción sin la autorización expresa de Nexans esta estrictamente prohibida.



Fichas técnicas REE: Anexo 2 ET129 Ed. 5
NEXANS Ed. 2 Fecha: 26/07/2017

FICHA TÉCNICA
RHZ1-RA+2OL(AS) 127/220 kV 1x630KAL+T375AL

1. Designación:

- Designación R,E,E

RHZ1-RA+2OL(AS) 127/220 kV
1x630KAL+T375AL

- Designación fabricante

EeAXe(al)Ggr 127/220(245)kV 1x630/375

2. Características constructivas:

2.1 Diseño:

Conductor: cuerda compacta redonda de aluminio clase 2 con obturación frente al agua mediante cuerda o cinta de material hidrófilo.

Capa interna extruida de material semiconductor.

Aislamiento XLPE super clean.

Capa externa extruida de material semiconductor.

Cinta hinchable semiconductor (Protección longitudinal al agua).

Pantalla y protección radial al agua constituida por tubo de aluminio soldado a tope

Cubierta exterior de poliolefina (Z1) con capa exterior semiconductor extrusionada conjuntamente con la cubierta. Características mecánicas tipo DMZ2 y con propiedades especiales ante la reacción al fuego (AS).

2.2 Conductor:

- Material

- Sección

- Obturación longitudinal

- Diámetro nominal

- Diámetro mínimo

- Diámetro máximo

- Nº de alambres

- Diámetro de los alambres

- Espesor nominal de la cinta sobre el conductor

- Resistencia en corriente continua a 20 °C

- Coeficiente efecto pelicular, Ks

- Coeficiente efecto de proximidad, Kp

- Resistividad eléctrica a 20 °C

- Coeficiente de variación de la resistividad eléctrica con la temperatura a 20 °C

- Resistividad térmica

- Calor específico volumétrico

Dato fabricante	Requerimiento REE
Cuerda redonda compacta de aluminio clase 2	Cuerda redonda compacta de aluminio clase 2
630 mm ²	630 mm ²
SI	SI
30,3	mm
29,3	mm
31,3	mm
60	
3,7	mm
0,2	mm
46,9	≤ 46,9 μΩ/m
1	
0,8	
2,82 E-08	Ω x m
0,00403	K ⁻¹
0,0042	K x m / W
2,5 E+06	J / K x m ³



APROBADO DIL 03/10/17



Página 34 de 36



Fichas técnicas REE: Anexo 2 ET129 Ed. 5

NEXANS Ed. 2 Fecha: 26/07/2017

2.3 Semiconductora interna:

- Material
- Espesor nominal
- Espesor medio
- Diámetro nominal sobre semiconductora interna
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico
- Permitividad relativa

SC extruido	
2,0mm	$E_{nom} \geq 2,0 \text{ mm}$
$\geq 2,0\text{mm}$	$E_{med} \geq E_{nom}$
Aprox 35,1	mm
2,5	$K \times m / W$
2,4 E+6	$J / K \times m^3$
10 000 (TB531 4.2.2.4)	

2.4 Aislamiento

- Material
- Espesor nominal
- Espesor medio
- Espesor mínimo absoluto en cualquier punto
- Excentricidad
- Diámetro nominal sobre aislamiento
- Temperatura máxima admisible en régimen permanente
- Temperatura máxima admisible en cortocircuito
- Temperatura máxima admisible en régimen transitorio, número de horas, referencias normativas (NF C33-253, AEIC CS9-06, etc.)
- Gradiente semiconductora interna
- Gradiente semiconductora externa
- Permitividad relativa
- Tg δ
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico

XLPE super clean	XLPE super clean
22mm	$E_{nom} \geq 22 \text{ mm}$
$\geq 22\text{mm}$	$E_{med} \geq E_{nom}$
SI (19.8mm)	$E_{min, abs} \geq 0,9 \times E_{nom}$
$\leq 0,10$	$\frac{E_{max} - E_{min}}{E_{max}} \leq 0,10$
Aprox 79,7	mm
90°C	$\geq 90 \text{ °C}$
250°C	$\geq 250 \text{ °C}$
105°C después de 10h 100°C después de 5 días	
8,9	kV/mm
4,0	kV/mm
2,4	$\leq 2,4$
0,0008	$\leq 0,0008$
3,5	$K \times m / W$
2,4 E+06	$J / K \times m^3$

2.5 Semiconductora externa:

- Material
- Espesor nominal
- Espesor medio
- Diámetro nominal sobre semiconductora externa
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico
- Permitividad relativa

SC extruido	
1,5mm	$E_{nom} \geq 1,5 \text{ mm}$
$\geq 1,5\text{mm}$	$E_{med} \geq E_{nom}$
Aprox. 83,1	mm
2,5	$K \times m / W$
2,4 E+06	$J / K \times m^3$
10 000 (TB531 4.2.2.4)	



Fichas técnicas REE: Anexo 2 ET129 Ed. 5
NEXANS Ed. 2 Fecha: 26/07/2017

2.6 Protección longitudinal al agua

- Material y colocación
- Espesor nominal
- Diámetro nominal sobre protección longitudinal al agua
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico

Cinta hinchable Semiconductora hélice solapada	
Aprox. 1,4	mm
Aprox. 85,9	mm
6,0	K x m / W
2,0 E+06	J / K x m ³

2.7 Pantalla y protección radial al agua

- Material
- Tipo de unión
- Diámetro medio
- Diámetro nominal sobre pantalla
- Espesor nominal
- Espesor mínimo absoluto en cualquier punto
- Sección
- Temperatura máxima admisible en cortocircuito
- Resistencia en corriente continua a 20 °C
- Resistividad eléctrica a 20 °C
- Coeficiente de variación de la resistividad eléctrica con la temperatura a 20 °C
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico

Tubo de aluminio	Tubo de aluminio
Soldadura a tope	Soldadura a tope
Aprox 87,8	mm
Aprox 89,5	mm
1,37	mm
1,06	$E_{min_abs} \geq 0,85 \times E_{nom} - 0,1$
375	$\geq 375 \text{ mm}^2$
250 °C	$\geq 250 \text{ °C}$
75,6	$\mu\Omega/\text{m}$
2,84 E-08	$\Omega \times \text{m}$
0,00403	K^{-1}
0,0042	K x m / W
2,5 E+06	J / K x m ³

2.8 Cubierta exterior

- Material
- Color cubierta
- Capa exterior semiconductora extruida con la cubierta
- Color capa exterior semiconductora
- Propiedades ante la reacción al fuego
- Características mecánicas
- Espesor nominal
- Espesor medio
- Espesor mínimo absoluto en cualquier punto
- Resistividad térmica
- Calor específico volumétrico
- Permitividad relativa
- Temperatura máxima admisible en régimen permanente
- Temperatura máxima admisible en cortocircuito

Poliolefina	Poliolefina
Gris oscuro	Gris
SI	SI
Negro	Negro
B2 _{ca} -s1b,d2,a1	Clase mínima B2 _{ca} -s1b,d2,a1
DMZ2	DMZ2
4,5mm	$E_{nom} \geq 4,5 \text{ mm}$
$\geq 4,5\text{mm}$	$E_{med} \geq E_{nom}$
SI (3.73mm)	$E_{min_abs} \geq 0,85 \times E_{nom} - 0,1$
3,5	K x m / W
2,4 E+06	J / K x m ³
2,3	
80	$\geq 80 \text{ °C}$
250	$\geq 250 \text{ °C}$



APROBADO DIL 03/10/17



Página 36 de 36



Fichas técnicas REE: Anexo 2 ET129 Ed. 5

NEXANS Ed. 2 Fecha: 26/07/2017

3. Características eléctricas

- Tensión asignada
- Tensión más elevada para el material
- Frecuencia nominal
- Categoría de la red
- Tensión soportada a impulso tipo rayo
- Tensión soportada a frecuencia industrial (30 min)
- Intensidad máxima admisible de cortocircuito en conductor
 - Duración cortocircuito 0,5 s
 - Temperatura inicial 90 °C
 - Temperatura final 250 °C
- Intensidad máxima admisible de cortocircuito en pantalla
 - Duración cortocircuito 0,5 s
 - Temperatura inicial 80 °C
 - Temperatura final 250 °C
- Constante de tiempo del cable¹
- Capacidad nominal

127/220 kV	127/220 kV
245 kV	245 kV
50 Hz	50 Hz
A	A
1050 kV (cresta)	1050 kV (cresta)
318 kV	318 kV
84,1	≥ 50 kA
52,1 (adiabático)	≥ 50 kA
3,15	h
0,163	μF/km

4. Características mecánicas

- Radio de curvatura mínimo:
 - Durante el tendido
 - Directamente enterrado o al aire
 - En banco de tubos
 - En instalación definitiva
 - Sobre la bobina
- Esfuerzo máximo de tiro
- Esfuerzo máximo lateral

3,0	m
12,5	m
1,5 m con guía 2,0 m sin guía	m
0,9	m
1.890	daN
2,500	daN/m

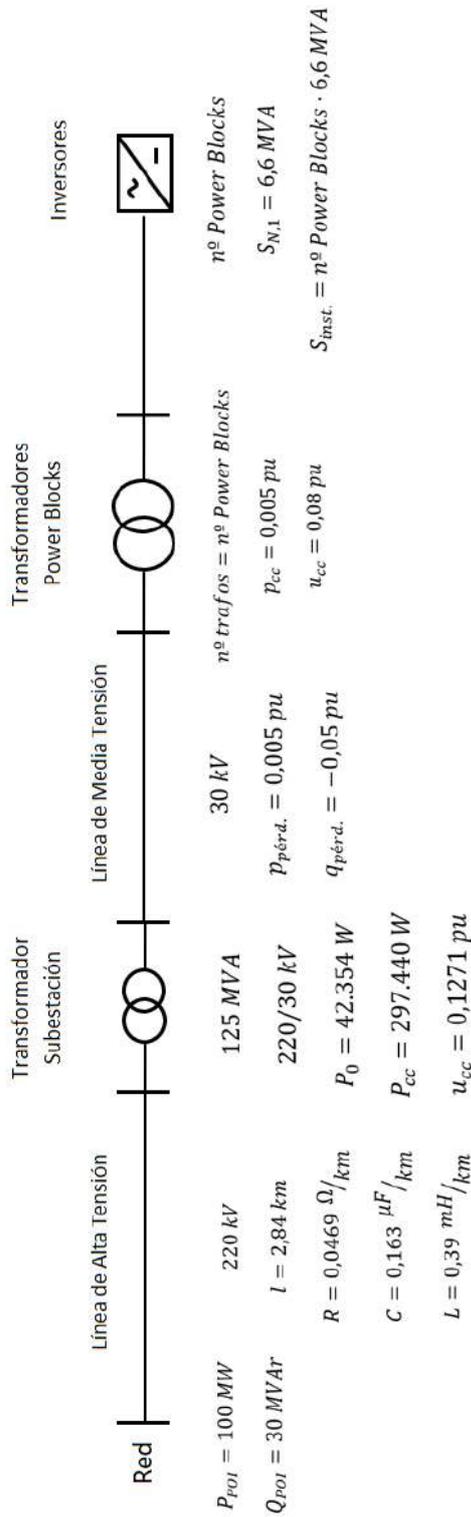
5. Características cable terminado

- Diámetro exterior nominal
- Peso total aprox.
- Peso del aluminio aprox.

99,0	mm
10,8	kg/m
4,4	kg/m

¹ Constante de tiempo del cable sin tener en cuenta el medio exterior

Anexo H. CÁLCULO DEL NÚMERO DE INVERSORES



POI	Línea de Alta Tensión	Trafo ST	Línea de Media Tensión	Trafos Power Blocks	Power Blocks
$P_{POI} = 100 \text{ MW}$ $Q_{POI} = 30 \text{ MVAR}$	$l = 2,84 \text{ km}$ $C = 0,00000016 \text{ F/km}$ $R = 0,0469 \text{ Ohm/km}$ $U = 220000 \text{ V}$ $L = 0,39 \text{ mH/km}$ $0,0011076 \text{ H}$	$U_1 = 220 \text{ kV}$ $U_2 = 30 \text{ kV}$ $S_N = 125 \text{ MVA}$ $P_0 = 42354 \text{ W}$ $P_{cc} = 297440 \text{ W}$ $U_{cc} = 0,1271 \text{ pu}$ $U_{cc} = 27962 \text{ V}$	$P_{pérd.} = 0,005 \text{ pu}$ $Q_{pérd.} = -0,05 \text{ pu}$	$P_{cc} = 0,005 \text{ pu}$ $U_{cc} = 0,08 \text{ pu}$ $P_0 = 0,001 \text{ pu}$	Nº Power Blocks 17 Power Blocks $S_N \text{ (Individual)} = 6,6 \text{ MVA}$ $S_{inst.} = 112,2 \text{ MVA}$ OK
Pérdidas	$P = 0,03 \text{ MW}$ $Q = -6,82 \text{ MVAR}$	$P = 0,28 \text{ MW}$ $Q = 12,80 \text{ MVAR}$	$P = 0,56 \text{ MW}$ $Q = -5,61 \text{ MVAR}$	$P = 0,57 \text{ MW}$ $Q = 8,96 \text{ MVAR}$	Capacitivo $P_{req} = 101,45 \text{ MW}$ $Q_{req} = 39,33 \text{ MVAR}$ $S_{req} = 108,80 \text{ MVA}$
	$B_c = 0,0001428 \text{ Ohm}$ $Q_{gen.} = 6,909 \text{ MVAR}$ $X_L = 0,348 \text{ Ohm}$ $Q_{cons.} = 0,091 \text{ MVAR}$ $I = 294,449 \text{ A}$	$Z_{cc} = 0,1271 \text{ pu}$ $r_{cc} = 0,0024 \text{ pu}$ $x_{cc} = 0,1271 \text{ pu}$ $q = 0,1024 \text{ pu}$ $p = 0,0019 \text{ pu}$	$r_{cc} = 0,0050 \text{ pu}$ $Z_{cc} = 0,0800 \text{ pu}$ $x_{cc} = 0,0798 \text{ pu}$ $p = 0,0050 \text{ pu}$ $q = 0,0798 \text{ pu}$	Inductivo $P_{req} = 101,45 \text{ MW}$ $Q_{req} = -20,67 \text{ MVAR}$ $S_{req} = 103,5 \text{ MVA}$	

Anexo I. ESTUDIOS ECONÓMICOS DE LOS CASOS

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Fija. Ratio 1,25 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Fija
Ratio DC/AC en POI	1,25
Potencia Instalada	125.194 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,25 DC/AC POI

Bill Of Quantities			
Conceptos	Precio Unitario	Cantidad	Coste
1 Equipos principales			
1.1 Módulos		173.880 uds	0,00 €
1.2 Estructura			
1.3 Inversor			
2 Obra civil 3.293.308,35 €			
2.1 Condiciones del terreno			
2.1.1 Limpieza y desbroce	0,17 €	1.096.332,42 m ²	186.376,51 €
2.1.2 Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,18 €	219.266,48 m ³	39.467,97 €
2.1.3 Viales (4.0 m de ancho)	35,00 €	6087,36 m	213.057,60 €
2.1.4 Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	6087,36 m	18.262,08 €
2.3 Cimentación			
2.3.1 Cimentación del centro de transformación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2 Cimentación postes hincado	20,00 €	25.116 uds	502.320,00 €
2.3.3 Cimentación postes predrilling	45,00 €	25.116 uds	1.130.220,00 €
2.4 Zanjias y pozos de inspección			
2.4.1 Zanjias de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	24,00 €	9.867,47 m ³	0,00 €
2.4.2 Zanjias de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm		24.668,67 m	592.048,08 €
		390,17 m ³	0,00 €
2.4.3 Arquetas de Baja tensión	39,00 €	487,72 m	19.021,08 €
2.4.4 Zanjias de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	9,15 €	537 uds	4.913,55 €
		5.750,64 m ³	0,00 €
2.4.5 Zanjias de Media tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	46,00 €	3.594,15 m	165.330,90 €
		2.315,59 m ³	0,00 €
		2.894,49 m	112.885,11 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm			1,095,85 m ³	0,00 €
2.4.7	Arquetas de Media tensión	30,00 €		2.739,62 m	82.188,60 €
2.5	Seguridad y control	80,00 €		201 uds	16.080,00 €
2.5.1	Vallado de alambre metálico	11,00 €		10.785,17 m	118.636,87 €
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €		7 uds	24.500,00 €
	3 Sistema eléctrico			7.657.240,44 €	
3.1	Cableado de CC en BT (String a caja de strings)				
3.1.1	Cable CC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €		122.524,70 m	147.029,64 €
3.1.2	Cable CC XLPE Cu 1x(1x4 mm2)	0,90 €		74.169,74 m	66.752,77 €
3.2	Cableado de CC en BT (Caja de string a inv.)				
3.2.1	Cable CC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €		89.035,37 m	685.572,35 €
3.2.2	Cable CC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	8,80 €		83.905,40 m	738.367,52 €
3.3	Cableado en MT (PB a subestación)				
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €		135.011,68 m	3.780.327,04 €
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €		34.028,51 m	1.168.198,75 €
3.4	Caja eléctrica CC	500,00 €		510 uds	255.000,00 €
3.4.1	Caja eléctrica CC(12 entradas)				
3.5	Sistema de Puesta a tierra				
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,40 €		34.384,65 m	151.292,46 €
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,60 €		565,42 m	3.731,77 €
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €		136 uds	3.400,00 €
3.6	Sistema auxiliar AC				
3.6.1	Cable auxiliar AC para perímetro (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €		10.785,17 m	32.355,51 €
3.7	Comunicación / Sistema de monitorización				
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €		56.346,73 m	140.866,83 €
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €		10.785,17 m	32.355,51 €
3.7.3	Cabl com. RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €		37.055,32 m	92.638,30 €
3.8	Conectores				
3.8.1	Grapas de perforación	93,00 €		3.864 uds	359.352,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico		2.028.600,00 €
4.1 Montaje de estructuras		
4.1.1 Montaje de estructura fija	200,00 €	1.159.200,00 €
4.3 Montaje de módulos		
4.3.1 Montaje de módulos	5,00 €	173.880 uds 869.400,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,25 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	13.395.758,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	4.795,00 €	0,04 €/kWp
Estructura	5.508.536,00 €	44,00 €/kWp
TOTAL EEPP	18.909.089,00 €	151,04 €/kWp
EPC/BoP	16.340.416,44 €	130,52 €/kWp
Otros	1.815.313,00 €	14,50 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	37.064.818,44 €	296,06 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	43,93 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	16,01 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	11,18 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	71,12 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	4.506.984,00 €	36,00 €/kWp
CONTINGENCIA	2.378.686,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	71.763.879,04 €	573,22 €/kWp
TOTAL	71.763.879,04 €	573,22 €/kWp
OpEx		
O&M	694.826,70 €	5,55 €/kWp
Terrenos	120.560,00 €	0,96 €/kWp
Seguridad y seguros	225.349,20 €	1,80 €/kWp
Tasas	957.734,10 €	7,65 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	1.998.470,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,25 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	203.696,404 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	1.714,47
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	1.627,05
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	48.811,38
Producción total	6.110.892,11 MWh
Año 1	214.641,90 MWh
Año 2	213.940,22 MWh
Año 3	213.235,54 MWh
Año 4	212.524,48 MWh
Año 5	211.806,34 MWh
Año 6	211.081,09 MWh
Año 7	210.351,39 MWh
Año 8	209.617,13 MWh
Año 9	208.878,02 MWh
Año 10	208.132,65 MWh
Año 11	207.378,89 MWh
Año 12	206.617,68 MWh
Año 13	205.848,68 MWh
Año 14	205.072,41 MWh
Año 15	204.291,42 MWh
Año 16	203.507,49 MWh
Año 17	202.718,96 MWh
Año 18	201.925,45 MWh
Año 19	201.124,26 MWh
Año 20	200.317,37 MWh
Año 21	199.505,85 MWh
Año 22	198.689,91 MWh
Año 23	197.869,73 MWh
Año 24	197.045,15 MWh
Año 25	196.217,08 MWh
Año 26	195.385,53 MWh
Año 27	194.551,87 MWh
Año 28	193.714,12 MWh
Año 29	192.872,31 MWh
Año 30	192.029,18 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,25 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\sum, x}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	203.696,40 MWh
NEH	1627,05
CapEx	71.763.879,04 €
	573,221 €/kWp
OpEx	1.998.470,00 €
	15,96 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	7.521.306,2337 €
LCOE	36,92 €/MWh

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Fija. Ratio 1,30 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Fija
Ratio DC/AC en POI	1,30
Potencia Instalada	130.313 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,30 DC/AC POI

Bill Of Quantities		Precio Unitario	Cantidad	Coste
Conceptos				
1 Equipos principales				
1.1	Módulos		180.990 uds	0,00 €
1.2	Estructura			
1.3	Inversor			
2 Obra civil				3.422.923,45 €
2.1	Condiciones del terreno			
2.1.1	Limpieza y desbroce	0,17 €	1.137.608,22 m ²	193.393,40 €
2.1.2	Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,18 €	227.521,64 m ³	40.953,90 €
2.1.3	Viales (4,0 m de ancho)	35,00 €	6776,99 m	237.194,65 €
2.1.4	Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	6776,99 m	20.330,97 €
2.3	Cimentación			
2.3.1	Cimentación del centro de transformación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2	Cimentación postes hincado	20,00 €	26.143 uds	522.860,00 €
2.3.3	Cimentación postes predrilling	45,00 €	26.143 uds	1.176.435,00 €
2.4	Zanjas y pozos de inspección			
2.4.1	Zanjas de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	24,00 €	10.639,65 m ³	0,00 €
2.4.2	Zanjas de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm		26.599,13 m	638.379,12 €
			377,49 m ³	0,00 €
		39,00 €	471,87 m	18.402,93 €
2.4.3	Arquetas de Baja tensión	9,15 €	575 uds	5.261,25 €
2.4.4	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm		4.409,92 m ³	0,00 €
		46,00 €	3.674,93 m	169.046,78 €
2.4.5	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 1000.0 mm		3.821,55 m ³	0,00 €
		39,00 €	2.388,47 m	93.150,33 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm		995,24 m ³	0,00 €	
		30,00 €	2.488,10 m	74.643,00 €	
2.4.7	Arquetas de Media tensión	80,00 €	188 uds	15.040,00 €	
2.5	Seguridad y control				
2.5.1	Vallado de alambre metálico	11,00 €	11.393,83 m	125.332,13 €	
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €	7 uds	24.500,00 €	
	3 Sistema eléctrico			7.943.726,93 €	
3.1	Cableado de CC en BT (String a caja de strings)				
3.1.1	Cable CC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €	117.486,89 m	140.984,27 €	
3.1.2	Cable CC XLPE Cu 1x(1x4 mm2)	0,90 €	83.365,50 m	75.028,95 €	
3.2	Cableado de CC en BT (Caja de string a inv.)				
3.2.1	Cable CC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €	138.625,08 m	1.067.413,12 €	
3.2.2	Cable CC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	8,80 €	40.147,06 m	353.294,13 €	
3.3	Cableado en MT (PB a subestación)				
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €	135.956,80 m	3.806.790,26 €	
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €	41.201,48 m	1.414.446,81 €	
3.4	Caja eléctrica CC				
3.4.1	Caja eléctrica CC (12 entradas)	500,00 €	503 uds	251.500,00 €	
3.5	Sistema de Puesta a tierra				
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,40 €	35.622,51 m	156.739,04 €	
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,60 €	565,42 m	3.731,77 €	
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	136 uds	3.400,00 €	
3.6	Sistema auxiliar AC				
3.6.1	Cable auxiliar AC para perímetro (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €	11.393,83 m	34.181,49 €	
3.7	Comunicación / Sistema de monitorización				
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	53.141,59 m	132.853,98 €	
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	11.393,83 m	34.181,49 €	
3.7.3	Cabl com. RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	38.054,25 m	95.135,63 €	
3.8	Conectores				
3.8.1	Grapas de perforación	93,00 €	4.022 uds	374.046,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico		2.111.550,00 €
4.1 Montaje de estructuras		
4.1.1 Montaje de estructura fija	200,00 €	6.033 uds 1.206.600,00 €
4.3 Montaje de módulos		
4.3.1 Montaje de módulos	5,00 €	180.990 uds 904.950,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,30 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	13.943.491,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	4.978,75 €	0,04 €/kWp
Estructura	5.733.772,00 €	44,00 €/kWp
TOTAL EEP	19.682.241,75 €	151,04 €/kWp
EPC/BoP	16.839.468,03 €	129,22 €/kWp
Otros	1.856.137,03 €	14,24 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	38.377.846,81 €	294,51 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	42,21 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	15,38 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	10,74 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	68,33 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	4.617.554,40 €	35,43 €/kWp
CONTINGENCIA	2.475.947,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	74.057.891,56 €	568,31 €/kWp
TOTAL	74.057.891,56 €	568,31 €/kWp
OpEx		
O&M	723.237,15 €	5,55 €/kWp
Terrenos	125.180,00 €	0,96 €/kWp
Seguridad y seguros	234.563,40 €	1,80 €/kWp
Tasas	996.894,45 €	7,65 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	2.079.875,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,30 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	210.962,582 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	1.699,82
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	1.618,89
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	48.566,74
Producción total	6.328.877,47 MWh
Año 1	221.508,21 MWh
Año 2	220.837,48 MWh
Año 3	220.162,69 MWh
Año 4	219.480,35 MWh
Año 5	218.791,68 MWh
Año 6	218.096,67 MWh
Año 7	217.395,42 MWh
Año 8	216.689,05 MWh
Año 9	215.977,40 MWh
Año 10	215.260,86 MWh
Año 11	214.535,85 MWh
Año 12	213.804,71 MWh
Año 13	213.069,90 MWh
Año 14	212.328,08 MWh
Año 15	211.577,97 MWh
Año 16	210.821,54 MWh
Año 17	210.060,14 MWh
Año 18	209.293,90 MWh
Año 19	208.521,41 MWh
Año 20	207.741,72 MWh
Año 21	206.952,75 MWh
Año 22	206.156,02 MWh
Año 23	205.350,47 MWh
Año 24	204.538,92 MWh
Año 25	203.723,65 MWh
Año 26	202.904,05 MWh
Año 27	202.079,21 MWh
Año 28	201.246,78 MWh
Año 29	200.407,40 MWh
Año 30	199.563,23 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,30 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\sum, x}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	210.962,58 MWh
NEH	1618,89
CapEx	74.057.891,56 € 568,308 €/kWp
OpEx	2.079.875,00 € 15,96 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	7.784.079,8994 €
LCOE	36,90 €/MWh

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Fija. Ratio 1,35 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Fija
Ratio DC/AC en POI	1,35
Potencia Instalada	135.497 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,35 DC/AC POI

Bill Of Quantities			
Conceptos	Precio Unitario	Cantidad	Coste
1 Equipos principales			
1.1 Módulos		188.190 uds	0,00 €
1.2 Estructura			
1.3 Inversor			
2 Obra civil			
3.534.138,83 €			
2.1 Condiciones del terreno			
2.1.1 Limpieza y desbroce	0,17 €	1.180.416,24 m ²	200.670,76 €
2.1.2 Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,18 €	236.083,25 m ³	42.494,99 €
2.1.3 Viales (4.0 m de ancho)	35,00 €	6829,99 m	239.049,65 €
2.1.4 Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	6829,99 m	20.489,97 €
2.3 Cimentación			
2.3.1 Cimentación del centro de transformación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2 Cimentación postes hincado	20,00 €	27.183 uds	543.660,00 €
2.3.3 Cimentación postes predrilling	45,00 €	27.183 uds	1.223.235,00 €
2.4 Zanjias y pozos de inspección			
2.4.1 Zanjias de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	24,00 €	10.820,13 m ³	0,00 €
		27.050,32 m	649.207,68 €
		614,26 m ³	0,00 €
2.4.2 Zanjias de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	39,00 €	767,83 m	29.945,37 €
	9,15 €	590 uds	5.398,50 €
2.4.3 Arquetas de Baja tensión			
2.4.4 Zanjias de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	46,00 €	6.459,64 m ³	0,00 €
		4.037,28 m	185.714,88 €
2.4.5 Zanjias de Media tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	39,00 €	1.899,07 m ³	0,00 €
		2.373,83 m	92.579,37 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm		861,97 m ³	0,00 €
2.4.7	Arquetas de Media tensión	30,00 €	2.154,93 m	64.647,90 €
2.5	Seguridad y control	80,00 €	188 uds	15.040,00 €
2.5.1	Vallado de alambre metálico	11,00 €	11.773,16 m	129.504,76 €
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €	7 uds	24.500,00 €
3 Sistema eléctrico				8.148.173,84 €
3.1	Cableado de CC en BT (String a caja de strings)			
3.1.1	Cable CC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €	133.371,14 m	160.045,37 €
3.1.2	Cable CC XLPE Cu 1x(1x4 mm2)	0,90 €	82.555,07 m	74.299,56 €
3.2	Cableado de CC en BT (Caja de string a inv.)			
3.2.1	Cable CC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €	164.124,05 m	1.263.755,19 €
3.2.2	Cable CC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	8,80 €	22.194,28 m	195.309,66 €
3.3	Cableado en MT (PB a subestación)			
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €	111.973,28 m	3.135.251,85 €
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €	63.967,04 m	2.195.988,48 €
3.4	Caja eléctrica CC			
3.4.1	Caja eléctrica CC (12 entradas)	500,00 €	523 uds	261.500,00 €
3.5	Sistema de Puesta a tierra			
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,40 €	36.384,19 m	160.090,44 €
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,60 €	565,42 m	3.731,77 €
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	136 uds	3.400,00 €
3.6	Sistema auxiliar AC			
3.6.1	Cable auxiliar AC para perímetro (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €	11.773,16 m	35.319,48 €
3.7	Comunicación / Sistema de monitorización			
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	53.778,37 m	134.445,93 €
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	11.773,16 m	35.319,48 €
3.7.3	Cabl com. RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	40.316,25 m	100.790,63 €
3.8	Conectores			
3.8.1	Grapas de perforación	93,00 €	4.182 uds	388.926,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico		2.195.550,00 €
4.1	Montaje de estructuras	
4.1.1	Montaje de estructura fija	200,00 €
4.3	Montaje de módulos	
4.3.1	Montaje de módulos	5,00 €
		6.273 uds
		188.190 uds
		1.254.600,00 €
		940.950,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,35 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	14.498.179,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	5.162,50 €	0,04 €/kWp
Estructura	5.961.868,00 €	44,00 €/kWp
TOTAL EEPP	20.465.209,50 €	151,04 €/kWp
EPC/BoP	17.239.130,31 €	127,23 €/kWp
Otros	1.897.479,43 €	14,00 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	39.601.819,24 €	292,27 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	40,59 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	14,79 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	10,33 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	65,72 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	4.729.528,80 €	34,91 €/kWp
CONTINGENCIA	2.574.443,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	76.275.302,14 €	562,93 €/kWp
TOTAL	562,93 €/kWp	
OpEx		
O&M	752.008,35 €	5,55 €/kWp
Terrenos	129.800,00 €	0,96 €/kWp
Seguridad y seguros	243.894,60 €	1,80 €/kWp
Tasas	1.036.552,05 €	7,65 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	2.162.255,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,35 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	217.529,104 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	1.679,92
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	1.605,42
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	48.162,49
Producción total	6.525.873,12 MWh
Año 1	227.623,56 MWh
Año 2	226.986,55 MWh
Año 3	226.342,96 MWh
Año 4	225.693,85 MWh
Año 5	225.038,01 MWh
Año 6	224.375,34 MWh
Año 7	223.704,12 MWh
Año 8	223.024,92 MWh
Año 9	222.341,77 MWh
Año 10	221.654,97 MWh
Año 11	220.962,34 MWh
Año 12	220.264,09 MWh
Año 13	219.559,93 MWh
Año 14	218.847,96 MWh
Año 15	218.129,50 MWh
Año 16	217.403,55 MWh
Año 17	216.671,98 MWh
Año 18	215.934,92 MWh
Año 19	215.192,40 MWh
Año 20	214.442,02 MWh
Año 21	213.683,76 MWh
Año 22	212.921,76 MWh
Año 23	212.152,34 MWh
Año 24	211.374,39 MWh
Año 25	210.588,75 MWh
Año 26	209.798,29 MWh
Año 27	209.002,31 MWh
Año 28	208.199,53 MWh
Año 29	207.388,79 MWh
Año 30	206.568,46 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Fija. Ratio 1,35 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\sum, x}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	217.529,10 MWh
NEH	1605,42
CapEx	76.275.302,14 € 562,930 €/kWp
OpEx	2.162.255,00 € 15,96 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	8.042.789,3215 €
LCOE	36,97 €/MWh

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Seguidor. Ratio 1,25 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Seguidor
Ratio DC/AC en POI	1,25
Potencia Instalada	125.150 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,25 DC/AC POI

Bill Of Quantities		Precio Unitario	Cantidad	Coste
Conceptos				
1 Equipos principales				
1.1	Módulos		173.820 uds	0,00 €
1.2	Estructura			
1.3	Inversor			
2 Obra civil				
2.1	Condiciones del terreno			
2.1.1	Limpieza y desbroce	0,15 €	1.912.842,76 m ²	286.926,41 €
2.1.2	Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,16 €	382.568,55 m ³	61.210,97 €
2.1.3	Viales (4.0 m de ancho)	30,00 €	10003,30 m	300.099,00 €
2.1.4	Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	10003,30 m	30.009,90 €
2.3	Cimentación			
2.3.1	Cimentación subestación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2	Cimentación hincado	20,00 €	23.176 uds	463.520,00 €
2.3.3	Cimentación predrilling	45,00 €	23.176 uds	1.042.920,00 €
2.4	Zanjas y arquetas			
2.4.1	Zanjas de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	16.915,55 m	338.311,00 €
2.4.2	Zanjas de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	30,00 €	42.288,86 m	30.448,50 €
2.4.3	Arquetas de Baja tensión	9,15 €	1.268,69 m	8.280,75 €
2.4.4	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 1500.0 mm	37,00 €	6.412,98 m	237.280,26 €
2.4.5	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	30,00 €	5.344,15 m	120.987,90 €
			4.032,93 m	
			2.520,58 m	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	1.412,67 m 3.531,68 m 244 uds	28.253,40 € 2.440,00 €
2.4.7	Arquetas de Media tensión	10,00 €		
2.5	Security and control			
2.5.1	Vallado exterior	11,00 €	16.777,87 m	184.556,57 €
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €	9 uds	31.500,00 €
3	Sistema eléctrico			10.354.523,42 €
3.1	Cableado eléctrico de DC de BT (De Strings a Caja de string)			
3.1.1	Cable DC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €	171.808,82 m	206.170,58 €
3.1.2	Cable DC XLPE Cu 1x(1x6 mm2)	0,90 €	129.063,45 m	116.157,11 €
3.2	Cableado eléctrico de DC de BT (De Caja de String a Inversor)			
3.2.1	Cable DC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €	187.074,69 m	1.440.475,11 €
3.2.2	Cable DC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	7,80 €	172.140,92 m	1.342.699,18 €
3.3	Cableado eléctrico de MT (Desde el CT a la ST)			
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €	100.516,04 m	2.814.449,12 €
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €	96.308,33 m	3.306.264,97 €
3.4	Caja DC de String			
3.4.1	Caja DC de String (12 inputs)	500,00 €	480 uds	240.000,00 €
3.5	Sistema de puesta a tierra			
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,00 €	54.953,96 m	219.815,84 €
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,00 €	565,42 m	3.392,52 €
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	136 uds	3.400,00 €
3.6	Sistema auxiliar AC			
3.6.1	Cable auxiliar del vallado perimetral (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €	16.777,87 m	50.333,61 €
3.7	Sistema de Comunicación / Monitorización			
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	65.608,12 m	164.020,30 €
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	16.777,87 m	50.333,61 €
3.7.3	Cable Com RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	66.100,59 m	165.251,48 €
3.8	Conectores			
3.8.1	Grapas de perforación	80,00 €	2.897	231.760,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico			2.897.000,00 €
4.1 Montaje de estructuras			
4.1.1 Montaje de seguidores	700,00 €	2.897	2.027.900,00 €
4.3 Montaje de módulos			
4.3.1 Montaje de módulos	5,00 €	173.820	869.100,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,25 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	13.391.050,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	4.612.666,67 €	36,86 €/kWp
Estructura	9.511.400,00 €	76,00 €/kWp
TOTAL EEP	27.515.116,67 €	219,86 €/kWp
EPC/BoP	20.711.067,91 €	165,49 €/kWp
Otros	2.002.400,00 €	16,00 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	50.228.584,57 €	401,35 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	43,95 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	16,02 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	11,19 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	71,15 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	5.131.150,00 €	41,00 €/kWp
CONTINGENCIA	2.377.850,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	94.157.002,84 €	752,35 €/kWp
TOTAL	94.157.002,84 €	752,35 €/kWp
OpEx		
O&M	740.888,00 €	5,92 €/kWp
Terrenos	210.430,00 €	1,68 €/kWp
Seguridad y seguros	240.288,00 €	1,92 €/kWp
Tasas	1.021.224,00 €	8,16 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	2.212.830,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,25 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	255.537,161 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	2.140,19
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	2.041,85
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	61.255,41
Producción total	7.666.114,82 MWh
Año 1	267.844,30 MWh
Año 2	267.081,26 MWh
Año 3	266.312,86 MWh
Año 4	265.534,49 MWh
Año 5	264.746,22 MWh
Año 6	263.944,89 MWh
Año 7	263.134,95 MWh
Año 8	262.317,04 MWh
Año 9	261.493,11 MWh
Año 10	260.661,32 MWh
Año 11	259.821,05 MWh
Año 12	258.971,85 MWh
Año 13	258.111,61 MWh
Año 14	257.242,14 MWh
Año 15	256.365,13 MWh
Año 16	255.479,61 MWh
Año 17	254.583,95 MWh
Año 18	253.676,79 MWh
Año 19	252.755,61 MWh
Año 20	251.818,56 MWh
Año 21	250.868,31 MWh
Año 22	249.907,52 MWh
Año 23	248.936,90 MWh
Año 24	247.956,25 MWh
Año 25	246.963,71 MWh
Año 26	245.960,87 MWh
Año 27	244.948,66 MWh
Año 28	243.926,02 MWh
Año 29	242.895,10 MWh
Año 30	241.854,76 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,25 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\bar{x}}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	255.537,16 MWh
NEH	2041,85
CapEx	94.157.002,84 €
	752,353 €/kWp
OpEx	2.212.830,00 €
	17,68 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	9.346.311,3523 €
LCOE	36,58 €/MWh

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Seguidor. Ratio 1,30 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Seguidor
Ratio DC/AC en POI	1,30
Potencia Instalada	130.313 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,30 DC/AC POI

Bill Of Quantities		Precio Unitario	Cantidad	Coste
Conceptos				
1 Equipos principales				
1.1	Modulos		180.990 uds	0,00 €
1.2	Estructura			
1.3	Inversor			
2 Obra civil				
2.1	Condiciones del terreno			
2.1.1	Limpieza y desbroce	0,15 €	1.984,049,11 m ²	297.607,37 €
2.1.2	Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,16 €	396.809,82 m ³	63.489,57 €
2.1.3	Viales (4.0 m de ancho)	30,00 €	10537,58 m	316.127,40 €
2.1.4	Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	10537,58 m	31.612,74 €
2.3	Cimentación			
2.3.1	Cimentación subestación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2	Cimentación hincado	20,00 €	24.132 uds	482.640,00 €
2.3.3	Cimentación predrilling	45,00 €	24.132 uds	1.085.940,00 €
2.4	Zanjas y arquetas			
2.4.1	Zanjas de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	15.229,34 m	304.586,80 €
			38.073,36 m	
2.4.2	Zanjas de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	30,00 €	936,92 m	28.107,60 €
			1.171,14 m	
2.4.3	Arquetas de Baja tensión	9,15 €	818	7.484,70 €
2.4.4	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 1500.0 mm	37,00 €	8.077,10 m	298.852,70 €
			6.730,92 m	
2.4.5	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	30,00 €	3.708,74 m	111.262,20 €
			2.317,96 m	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	1.389,97 m 3.474,94 m	27.799,40 €
2.4.7	Arquetas de Media tensión	10,00 €	267 uds	2.670,00 €
2.5	Security and control			
2.5.1	Vallado exterior	11,00 €	17.538,19 m	192.920,09 €
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €	9 uds	31.500,00 €
3	Sistema eléctrico			10.459.370,64 €
3.1	Cableado eléctrico de DC de BT (De Strings a Caja de string)			
3.1.1	Cable DC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €	201.669,04 m	242.002,85 €
3.1.2	Cable DC XLPE Cu 1x(1x6 mm2)	0,90 €	127.359,15 m	114.623,24 €
3.2	Cableado eléctrico de DC de BT (De Caja de String a Inversor)			
3.2.1	Cable DC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €	191.703,56 m	1.476.117,41 €
3.2.2	Cable DC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	7,80 €	48.244,63 m	376.308,11 €
3.3	Cableado eléctrico de MT (Desde el CT a la ST)			
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €	154.742,50 m	4.332.789,89 €
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €	81.533,93 m	2.799.059,75 €
3.4	Caja DC de String			
3.4.1	Caja DC de String (12 inputs)	500,00 €	503 uds	251.500,00 €
3.5	Sistema de puesta a tierra			
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,00 €	51.768,32 m	207.073,28 €
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,00 €	565,42 m	3.392,52 €
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	136 uds	3.400,00 €
3.6	Sistema auxiliar AC			
3.6.1	Cable auxiliar del vallado perimetral (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €	17.538,19 m	52.614,57 €
3.7	Sistema de Comunicación / Monitorización			
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	65.632,34 m	164.080,85 €
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	17.538,19 m	52.614,57 €
3.7.3	Cable Com RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	56.989,44 m	142.473,60 €
3.8	Conectores			
3.8.1	Grapas de perforación	80,00 €	3.017	241.320,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico		3.016.500,00 €
4.1 Montaje de estructuras		
4.1.1 Montaje de seguidores	700,00 €	3.017 2.111.550,00 €
4.3 Montaje de módulos		
4.3.1 Montaje de módulos	5,00 €	180.990 904.950,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,30 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	13.943.491,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	4.612.666,67 €	35,40 €/kWp
Estructura	9.903.788,00 €	76,00 €/kWp
TOTAL EEP	28.459.945,67 €	218,40 €/kWp
EPC/BoP	21.051.271,02 €	161,54 €/kWp
Otros	2.047.834,40 €	15,71 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	51.559.051,09 €	395,66 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	42,21 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	15,38 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	10,74 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	68,33 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	5.258.159,80 €	40,35 €/kWp
CONTINGENCIA	2.475.947,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	96.657.405,16 €	741,73 €/kWp
TOTAL	96.657.405,16 €	741,73 €/kWp
OpEx		
O&M	771.452,96 €	5,92 €/kWp
Terrenos	218.240,00 €	1,67 €/kWp
Seguridad y seguros	250.200,96 €	1,92 €/kWp
Tasas	1.063.354,08 €	8,16 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	2.303.248,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,30 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	263.795,060 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	2.112,52
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	2.024,32
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	60.729,57
Producción total	7.913.851,81 MWh
Año 1	275.289,29 MWh
Año 2	274.577,75 MWh
Año 3	273.860,83 MWh
Año 4	273.135,54 MWh
Año 5	272.401,55 MWh
Año 6	271.657,91 MWh
Año 7	270.902,87 MWh
Año 8	270.139,58 MWh
Año 9	269.366,81 MWh
Año 10	268.585,30 MWh
Año 11	267.796,26 MWh
Año 12	267.001,40 MWh
Año 13	266.200,12 MWh
Año 14	265.387,95 MWh
Año 15	264.564,44 MWh
Año 16	263.727,83 MWh
Año 17	262.881,76 MWh
Año 18	262.027,87 MWh
Año 19	261.167,11 MWh
Año 20	260.297,11 MWh
Año 21	259.418,95 MWh
Año 22	258.528,35 MWh
Año 23	257.627,40 MWh
Año 24	256.718,20 MWh
Año 25	255.798,55 MWh
Año 26	254.870,23 MWh
Año 27	253.929,42 MWh
Año 28	252.974,17 MWh
Año 29	252.002,31 MWh
Año 30	251.014,97 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,30 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\bar{x}}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	263.795,06 MWh
NEH	2024,32
CapEx	96.657.405,16 €
	741,733 €/kWp
OpEx	2.303.248,00 €
	17,67 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	9.634.880,6904 €
LCOE	36,52 €/MWh

Informe de caso

Planta Fotovoltaica

Estructura Seguidor. Ratio 1,35 DC/AC POI

Autor: Carlos Higuera Higuera

miércoles, 7 de mayo de 2025

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Datos	
Tipo de estructura	Seguidor
Ratio DC/AC en POI	1,35
Potencia Instalada	135.475 kWp
Módulo	Vertex TSM-NEG21GC.20
Potencia nominal	720 W
Inversor	SunGrow SG6600
Potencia nominal	1.100 kVA
Potencia máxima	1.265 kVA
Número de inversores	102
Potencia total inversores	112.200 kVA
Longitud de línea	2,84 km

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,35 DC/AC POI

Bill Of Quantities		Precio Unitario	Cantidad	Coste
Conceptos				
1 Equipos principales				
1.1	Módulos		188.160 uds	0,00 €
1.2	Estructura			
1.3	Inversor			
2 Obra civil				
3.424.779,56 €				
2.1	Condiciones del terreno			
2.1.1	Limpieza y desbroce	0,15 €	2.061.123,58 m ²	309.168,54 €
2.1.2	Retirada de la capa vegetal del suelo y la vegetación	0,16 €	412.224,72 m ³	65.955,96 €
2.1.3	Viales (4.0 m de ancho)	30,00 €	10523,90 m	315.717,00 €
2.1.4	Cunetas de los viales (Opcional)	3,00 €	10523,90 m	31.571,70 €
2.3	Cimentación			
2.3.1	Cimentación subestación	4.000,00 €	17 uds	68.000,00 €
2.3.2	Cimentación hincado	20,00 €	25.088 uds	501.760,00 €
2.3.3	Cimentación predrilling	45,00 €	25.088 uds	1.128.960,00 €
2.4	Zanjas y arquetas			
2.4.1	Zanjas de Baja tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	17.365,42 m	347.308,40 €
			43.413,54 m	
2.4.2	Zanjas de Baja tensión 800.0 mm x 1000.0 mm	30,00 €	1.123,12 m	33.693,60 €
			1.403,90 m	
2.4.3	Arquetas de Baja tensión	9,15 €	930	8.509,50 €
2.4.4	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 1500.0 mm	37,00 €	4.732,08 m	175.086,96 €
			5.915,10 m	
2.4.5	Zanjas de Media tensión 800.0 mm x 2000.0 mm	30,00 €	4.370,25 m	131.107,50 €
			3.641,87 m	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

2.4.6	Zanjas de Media tensión 400.0 mm x 1000.0 mm	20,00 €	3.708,72 m	74.174,40 €
2.4.7	Arquetas de Media tensión	10,00 €	2.317,95 m	2.540,00 €
2.5	Security and control		254 uds	
2.5.1	Vallado exterior	11,00 €	18.156,91 m	199.726,01 €
2.5.2	Puerta de acceso	3.500,00 €	9 uds	31.500,00 €
3	Sistema eléctrico			10.824.079,00 €
3.1	Cableado eléctrico de DC de BT (De Strings a Caja de string)			
3.1.1	Cable DC XLPE Cu 1x(1x10 mm2)	1,20 €	177.391,02 m	212.869,22 €
3.1.2	Cable DC XLPE Cu 1x(1x6 mm2)	0,90 €	132.953,60 m	119.658,24 €
3.2	Cableado eléctrico de DC de BT (De Caja de String a Inversor)			
3.2.1	Cable DC XLPE Al 1x(1x500 mm2)	7,70 €	233.833,29 m	1.800.516,33 €
3.2.2	Cable DC XLPE Al 1x(1x630 mm2)	7,80 €	34.949,53 m	272.606,33 €
3.3	Cableado eléctrico de MT (Desde el CT a la ST)			
3.3.1	Cable MT XLPE Al 1x(1x500 mm2)	28,00 €	170.365,49 m	4.770.233,66 €
3.3.2	Cable MT XLPE Al 1x(1x630 mm2)	34,33 €	72.235,01 m	2.479.827,82 €
3.4	Caja DC de String			
3.4.1	Caja DC de String (12 inputs)	500,00 €	523 uds	261.500,00 €
3.5	Sistema de puesta a tierra			
3.5.1	Cables de tierra de 35 mm2 (Zanjas de BT y MT)	4,00 €	56.692,37 m	226.769,48 €
3.5.2	Cables de tierra de 50 mm2 (Centros de transformación)	6,00 €	565,42 m	3.392,52 €
3.5.3	Picas de puesta a tierra (Centro de transformación)	25,00 €	136 uds	3.400,00 €
3.6	Sistema auxiliar AC			
3.6.1	Cable auxiliar del vallado perimetral (XLPE 0.6/1 kV Al 4x6 mm2)	3,00 €	18.156,91 m	54.470,73 €
3.7	Sistema de Comunicación / Monitorización			
3.7.1	Cable de fibra óptica multimodo (Sistema de control)	2,50 €	67.389,03 m	168.472,58 €
3.7.2	Cable de fibra óptica monomodo (Sistema de seguridad)	3,00 €	18.156,91 m	54.470,73 €
3.7.3	Cable Com RS 485 (Sistema de monitorización)	2,50 €	58.004,54 m	145.011,35 €
3.8	Conectores			
3.8.1	Grapas de perforación	80,00 €	3.136	250.880,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

4 Montaje Mecánico		3.136.000,00 €
4.1 Montaje de estructuras		
4.1.1 Montaje de seguidores	700,00 €	3.136
4.3 Montaje de módulos		2.195.200,00 €
4.3.1 Montaje de módulos	5,00 €	188.160
		940.800,00 €

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,35 DC/AC POI

CapEx		
Módulo	14.495.825,00 €	107,00 €/kWp
Inversor	4.612.666,67 €	34,05 €/kWp
Estructura	10.296.100,00 €	76,00 €/kWp
TOTAL EEP	29.404.591,67 €	217,05 €/kWp
EPC/BoP	21.609.658,39 €	159,51 €/kWp
Otros	2.093.260,00 €	15,45 €/kWp
TOTAL CAMPO SOLAR	53.107.510,05 €	392,01 €/kWp
Subestación	5.500.000,00 €	40,60 €/kWp
Línea	2.004.301,60 €	14,79 €/kWp
Conexión	1.400.000,00 €	10,33 €/kWp
TOTAL REDES	8.904.301,60 €	65,73 €/kWp
TOTAL DESARROLLO	5.385.145,00 €	39,75 €/kWp
CONTINGENCIA	2.574.025,00 €	19,00 €/kWp
TOTAL	99.375.573,32 €	733,53 €/kWp
OpEx		
O&M	802.012,00 €	5,92 €/kWp
Terrenos	226.710,00 €	1,67 €/kWp
Seguridad y seguros	260.112,00 €	1,92 €/kWp
Tasas	1.105.476,00 €	8,16 €/kWp
Red	0,00 €	0,00 €/kWp
Otros	0,00 €	0,00 €/kWp
TOTAL	2.394.310,00 €	

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,35 DC/AC POI

Producciones	
Producción anual media	271.211,135 MWh
Número Equivalente de Horas (NEH) (Año 1)	2.081,42
Media Número Equivalente de Horas(NEH)	2.001,93
Total Número Equivalente de Horas(NEH)	60.057,83
Producción total	8.136.334,05 MWh
Año 1	281.979,98 MWh
Año 2	281.312,53 MWh
Año 3	280.636,83 MWh
Año 4	279.955,03 MWh
Año 5	279.265,94 MWh
Año 6	278.566,77 MWh
Año 7	277.860,85 MWh
Año 8	277.146,42 MWh
Año 9	276.425,55 MWh
Año 10	275.698,71 MWh
Año 11	274.963,63 MWh
Año 12	274.221,03 MWh
Año 13	273.471,55 MWh
Año 14	272.712,27 MWh
Año 15	271.944,03 MWh
Año 16	271.162,76 MWh
Año 17	270.371,79 MWh
Año 18	269.571,90 MWh
Año 19	268.761,22 MWh
Año 20	267.942,61 MWh
Año 21	267.116,74 MWh
Año 22	266.285,03 MWh
Año 23	265.441,68 MWh
Año 24	264.586,48 MWh
Año 25	263.716,51 MWh
Año 26	262.836,72 MWh
Año 27	261.948,33 MWh
Año 28	261.052,64 MWh
Año 29	260.146,58 MWh
Año 30	259.231,96 MWh

Trabajo Fin de Máster: Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)

Caso: Estructura Seguidor. Ratio 1,35 DC/AC POI

Configuración del modelo	
wacc	5,6%
Años de operación	30 años
Encarecimiento OpEx (rx)	2,0%

Factores	
Factor de Amortización (fa)	0,0693
kx	0,9662
Factor de Acumulación ($f_{\bar{x}}$)	18,4064

Producción y CapEx	
Producción anual media	271.211,13 MWh
NEH	2001,93
CapEx	99.375.573,32 €
	733,534 €/kWp
OpEx	2.394.310,00 €
	17,67 €/kWp-año

LCOE	
Coste Normalizado (CN)	9.939.360,3276 €
LCOE	36,65 €/MWh

Anexo J. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Actualmente, las políticas y legislaciones de las grandes potencias mundiales se alinean con objetivos específicos para promover el desarrollo sostenible. Las actuaciones que se hagan en el marco de este proyecto también deben de tener como fondo estos objetivos de manera que se consiga un desarrollo sostenible:

7. Energía asequible y no contaminante: este objetivo se cumple con la propia definición de planta fotovoltaica, al ser esta una energía limpia y que no produce gases de efecto invernadero durante su operación.

9. Industria, innovación e infraestructura: la creación de esta planta supone un activo en infraestructura que ayuda al crecimiento de la industria. Como ya se ha dicho, la industria de este tiempo necesita grandes cantidades de energía eléctrica debido a la sustitución de motores de combustión y otros sistemas de los que disponían con el objetivo de reducir sus emisiones.

12. Producción y consumo responsables: en este sentido, la planta fotovoltaica se diseñará utilizando el mínimo número de recursos disponibles.

11. Ciudades y comunidades sostenibles: las ciudades hoy en día requieren grandes cantidades de electricidad para todos los electrodomésticos, dispositivos y domótica que existe. La procedencia de esa electricidad de fuentes renovables hace que su impacto en el medio ambiente sea menor y, por tanto, sean más sostenibles.

13. Acción por el clima: en línea con el ODS 7, la instalación y apuesta por energías renovables como una planta fotovoltaica reducen los gases de efecto invernadero reduciendo la temperatura global.

15. Vida de ecosistemas terrestres: la realización de este proyecto se hará teniendo en cuenta la biosfera en la que se va a situar. La preservación de la fauna y flora es

un objetivo de todos y se ha de tener en cuenta en este ámbito también. Se tendrán en cuenta cauces, nidos, lugares de cría y fuentes de alimento. En cuanto a la flora, la presencia de encinas y otros árboles será un punto a tener en cuenta.

La Ilustración 87 muestra un resumen de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible como guía para este proyecto.



Ilustración 87: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Fuente: ONU)

Documento III PLANOS

Índice de planos

1. Esquema de diseño
2. Topografía de terreno
3. Esquema general CTs
4. Caja de string
5. Inversores
6. Centros de transformación
7. Subestación elevadora
8. Esquema unifilar MT-RED

Leyenda

- Área disponible
- Área restringida
- Área de la estación de interconexión
- Centro de transformación
- Los colores indican la conexión del campo solar con cada CT
- Estructuras de montaje
- Viales
- Zanjas de media tensión
- Zanjas de baja tensión
- Vallado
- Líneas de media tensión
- Cables de string
- Cables de las cajas de string al inversor
- Cajas de String



Notas

NOMBRE DE LA PLANTA FV	PV_CH2_LaCartuja
LOCALIZACIÓN	Andalusia, Spain
CONVERGENCIA EPSG:32629	1.7221 °
ELEVACIÓN MEDIA (m)	36.21

POTENCIA PICO (MW)	130.313
POTENCIA APARENTE EN INVERSORES (MVA)	112.2
POTENCIA NOMINAL EN INVERSORES (MW)	101.45
RATIO DC/AC EN INVERSORES	1.010
FACTOR DE POTENCIA EN INVERSORES	0.9042
VOLTAJE DC DEL SISTEMA (V)	1500.0
TENSIÓN DEL SISTEMA MT AC (V)	30000.0

ÁREA DISPONIBLE (ha)	219.83
ÁREA VALLADA (ha)	198.4
PERÍMETRO VALLADO (km)	17.54
CARRETERAS (km)	10.54

MODELO DE MÓDULO FV	Trina Solar TSM-720NEG21C.20
POTENCIA DEL MÓDULO FV (W)	720.00
CANTIDAD DE MÓDULOS FV	180990
MÓDULOS POR STRING	30

ESTRUCTURA	STRINGS POR ESTRUCTURA	NÚMERO DE ESTRUCTURAS	NÚMERO DE STRINGS	ÁNGULO DE INCLINACIÓN (TILT)
Axone Duo (56 modules)	1	6033	6033	-

ÁNGULO DE ROTACIÓN DEL LAYOUT	0.00
GCR	0.34
DISTANCIA PITCH (m)	7.0
SEPARACIÓN ENTRE FILAS (m)	4.62

MODELOS DE INVERSOR	POENCIA INVERSOR Pmax (kVA)	CANTIDAD DE INVERSORES
Sungrow SG1100UD	1265.0	102

POTENCIA DE TRAFIO EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (kW)	CANTIDAD DE TRAFOS EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
6600.0	17
POTENCIA TOTAL EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (kW)	112200
NÚMERO TOTAL DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	17

ÁREA	POTENCIA PICO (MW)	POTENCIA NOMINAL EN INVERSORES (MW)	RATIO DC/AC EN INVERSORES DE ALMACENAMIENTO
AA-Polygon1	130.313	129.03	1.010
NÚMERO TOTAL DE ÁREAS			1
NÚMERO TOTAL DE ÁREAS AGRUPADAS			0

ESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN	DISPOSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN	CAPACIDAD (MVA)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES
ST	SIMPLE BARRA	104.40	1
NÚMERO TOTAL DE ST			1
NÚMERO TOTAL DE SBS			0
TENSIÓN DE INTERCONEXIÓN (kV)			220.0
CANTIDAD TOTAL DE TRANSFORMADORES			1

Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)			
Título del plano: Distribución de los paneles en la parcela		Título del plano: 001-Rev. 01	
Escala: 1:10000	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII	Director: Miguel Ángel Jimeno	Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:52:07 +02'00' 23/06/2025

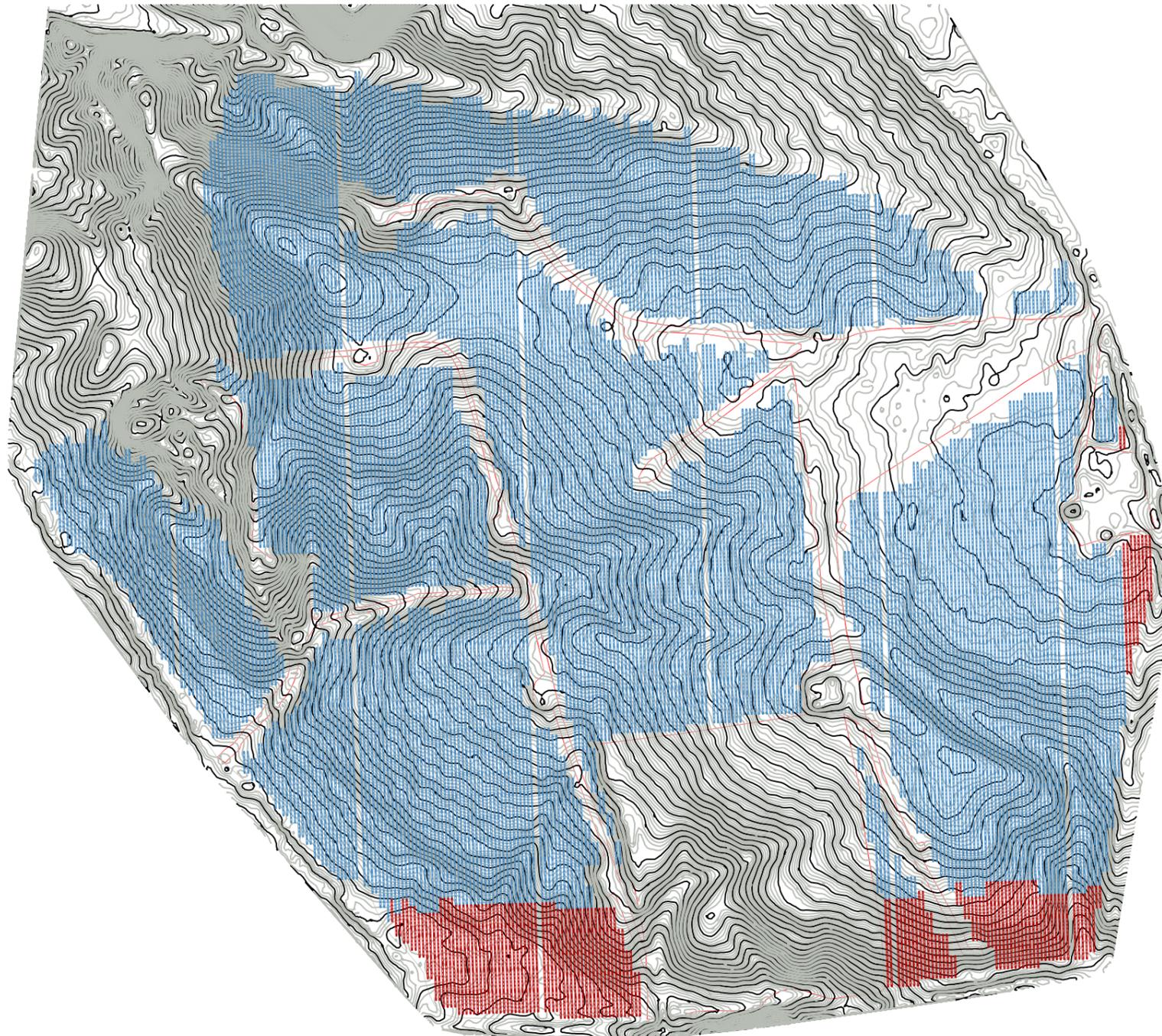
Leyenda

Este documento muestra las estructuras utilizadas en la planta fotovoltaica en azul.

Estructuras con advertencias de topografía: 0
Estructuras fuera de los límites del MDT: 0
Pendiente máxima de fila superada: 0
Pendiente máxima de pitch superada: 0
Pendiente máxima multi fila superada: 0
Tolerancia de ondulación superada: 0

Nota: Las estructuras pueden tener más de una advertencia (por ejemplo, por superar pendiente y longitud de poste). Si un bloque tiene una o más estructuras que fueron rechazadas, se quita el bloque entero.

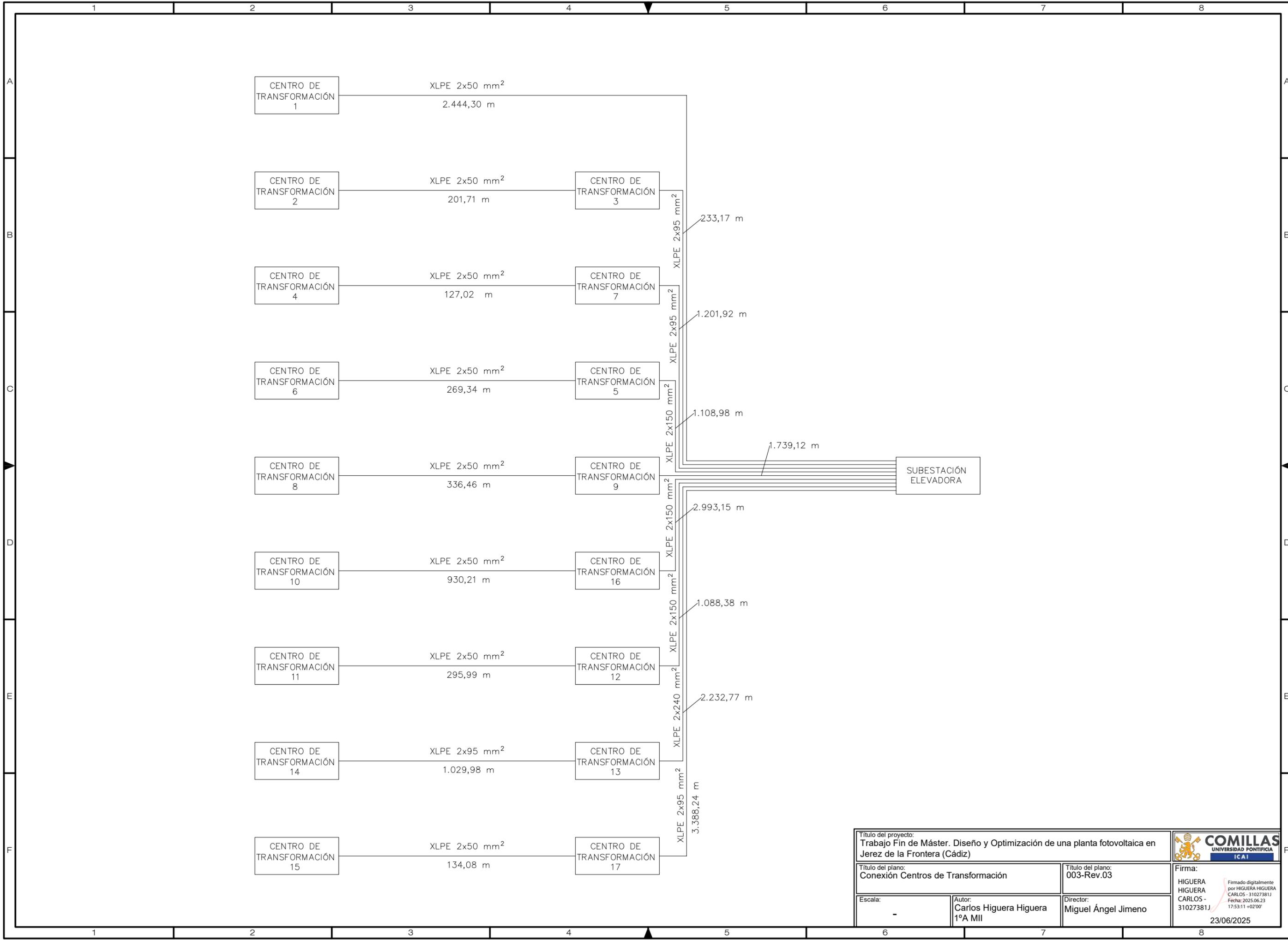
Se emitieron advertencias de topografía cuando:
La estructura está fuera de los límites del MDT



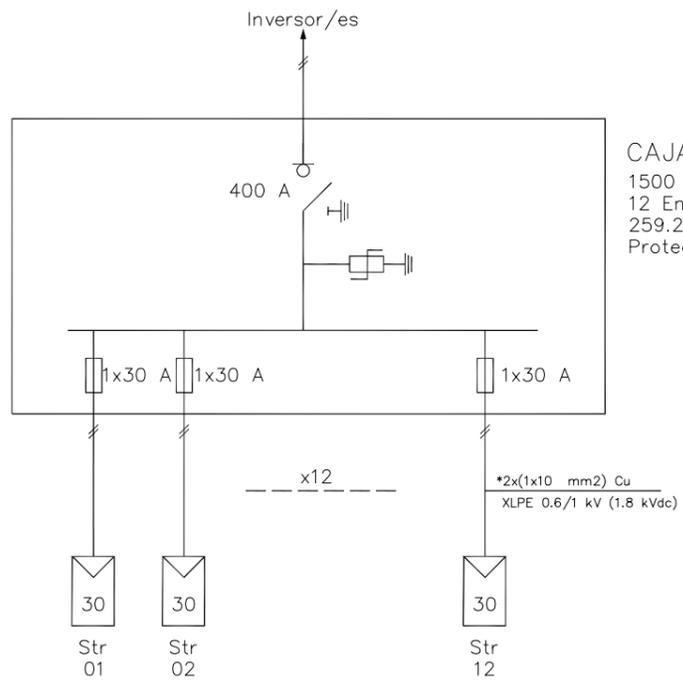
Notas

-  Postes de la estructura
-  Estructura de montaje
-  Quitada por el algoritmo del layout
-  Estructura con advertencias de topografía
-  Curvas de nivel maestras
-  Curvas de nivel auxiliares

Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)			
Título del plano: Distribución de los paneles en la parcela		Título del plano: 002-Rev. 02	
Escala: 1:10000		Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:52:44 +02'00'	
Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII		Director: Miguel Ángel Jimeno	
		23/06/2025	

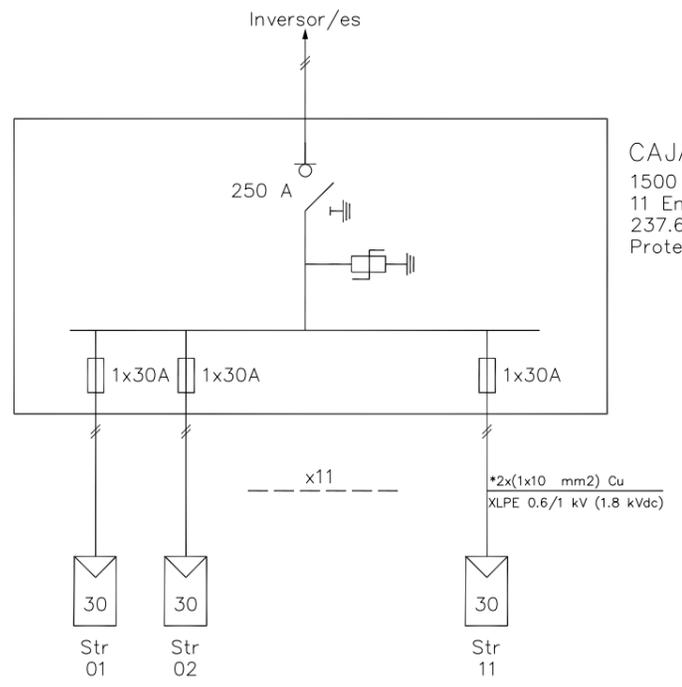


Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)		
Título del plano: Conexión Centros de Transformación		
Escala: -	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII	Título del plano: 003-Rev.03
Director: Miguel Ángel Jimeno		Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J <small>Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:53:11 +02'00'</small> 23/06/2025



CAJA DE STRING TIPO 1
 1500 VDC
 12 Entradas
 259.2 kW, 209.2 A
 Protección: IPS4

12 Strings por caja de string
 30 Módulos por string
 Trina Solar TSM-720NEG21C.20
 Potencia 720 Wp / 1500 VDC

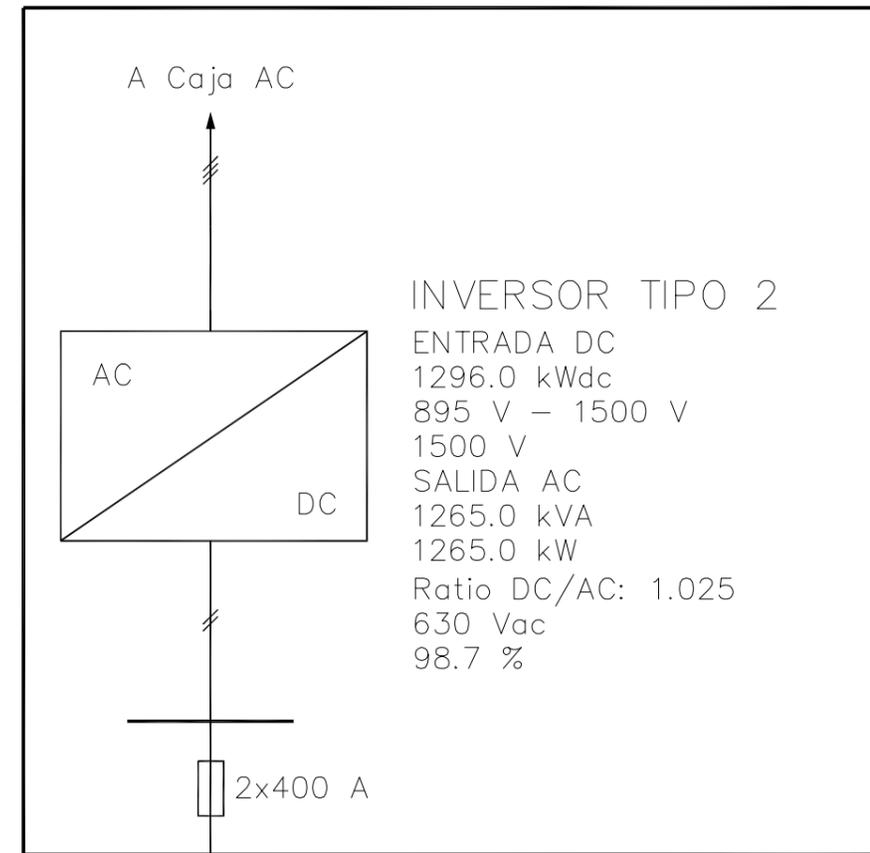
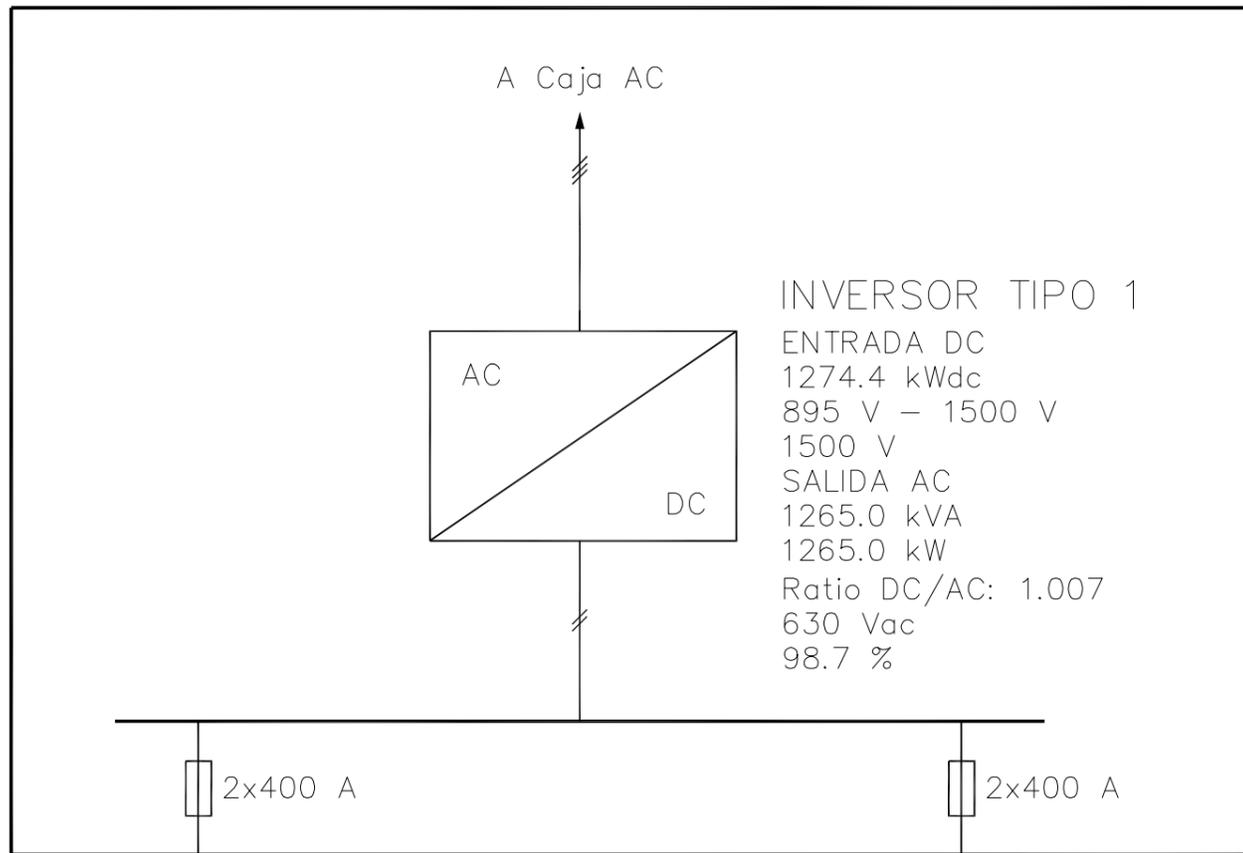


CAJA DE STRING TIPO 2
 1500 VDC
 11 Entradas
 237.6 kW, 191.8 A
 Protección: IPS4

11 Strings por caja de string
 30 Módulos por string
 Trina Solar TSM-720NEG21C.20
 Potencia 720 Wp / 1500 VDC

- LEYENDA
- String de 30 módulos conectados a la string box
 - Fusible
 - Seccionador bajo carga
 - Descargador de sobre tensiones
 - Cables BT DC al inversor

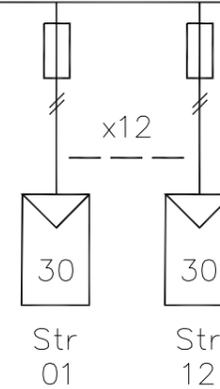
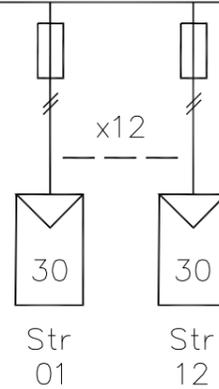
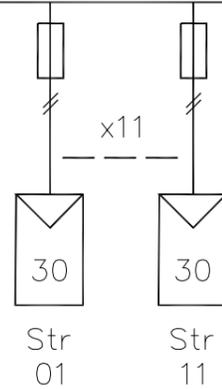
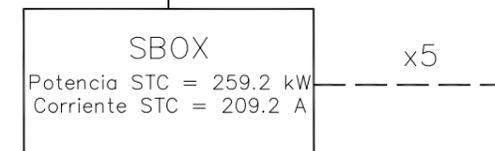
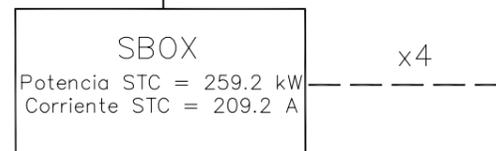
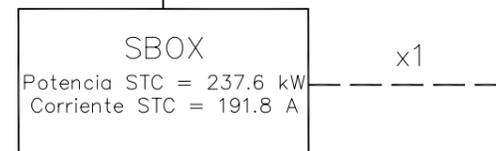
Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)			
Título del plano: Diagrama caja de string		Título del plano: 004-Rev. 01	
Escala: -	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII	Director: Miguel Ángel Jimeno	
		Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:53:38 +02'00'	
		23/06/2025	



*2x(1x300 mm²) Al
XLPE 0.6/1 kV (1.8 kVdc)

*2x(1x300 mm²) Al
XLPE 0.6/1 kV (1.8 kVdc)

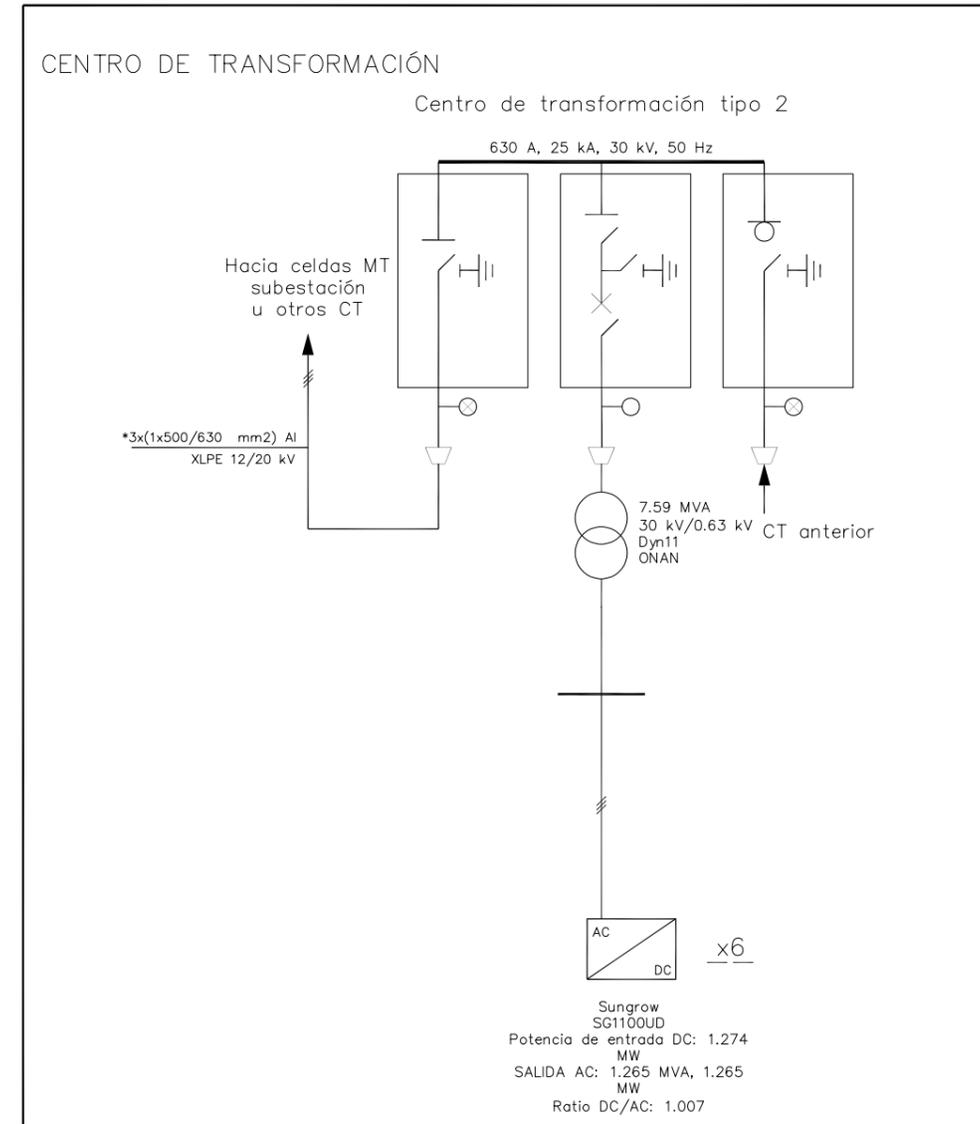
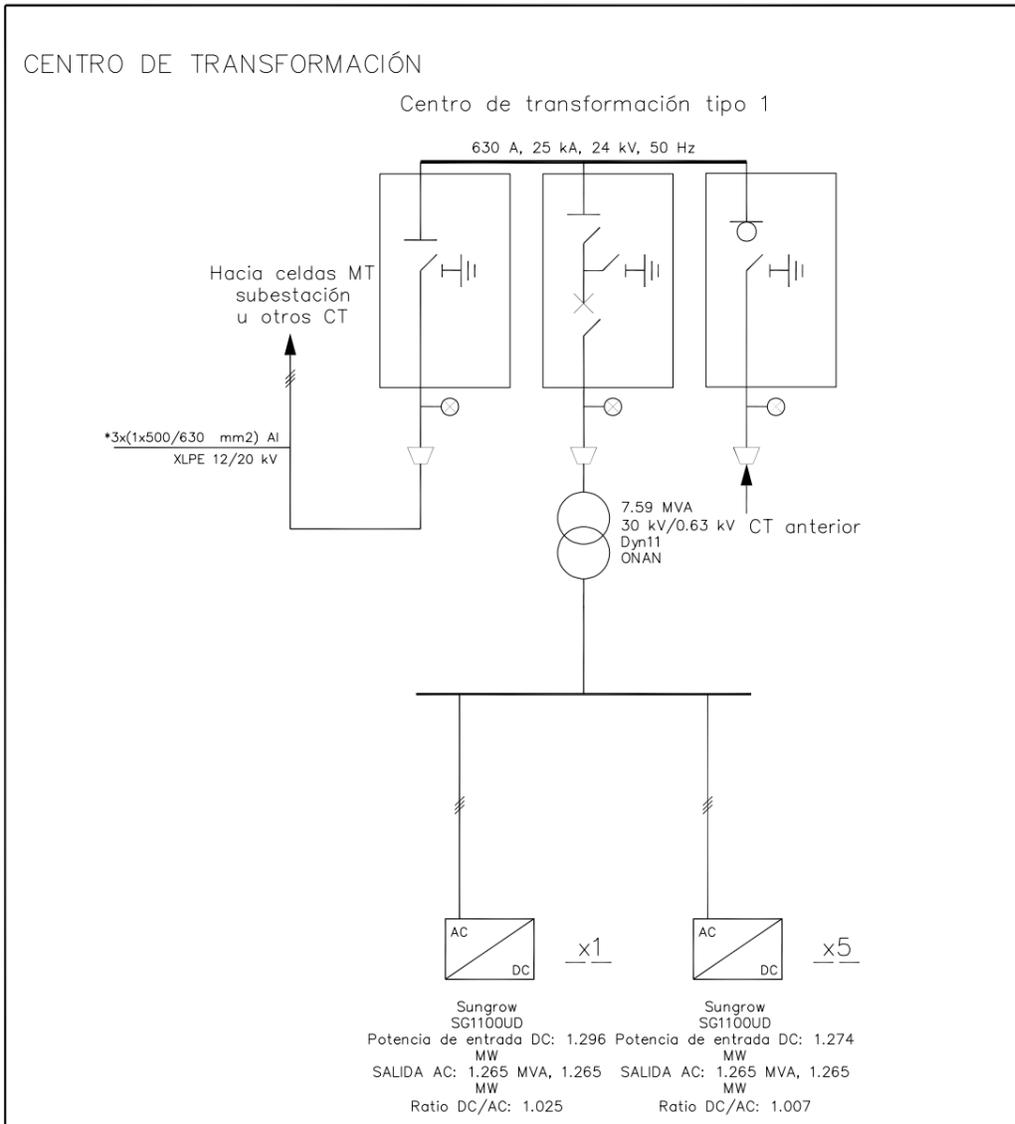
*2x(1x500/630 mm²) Al
XLPE 0.6/1 kV (1.8 kVdc)



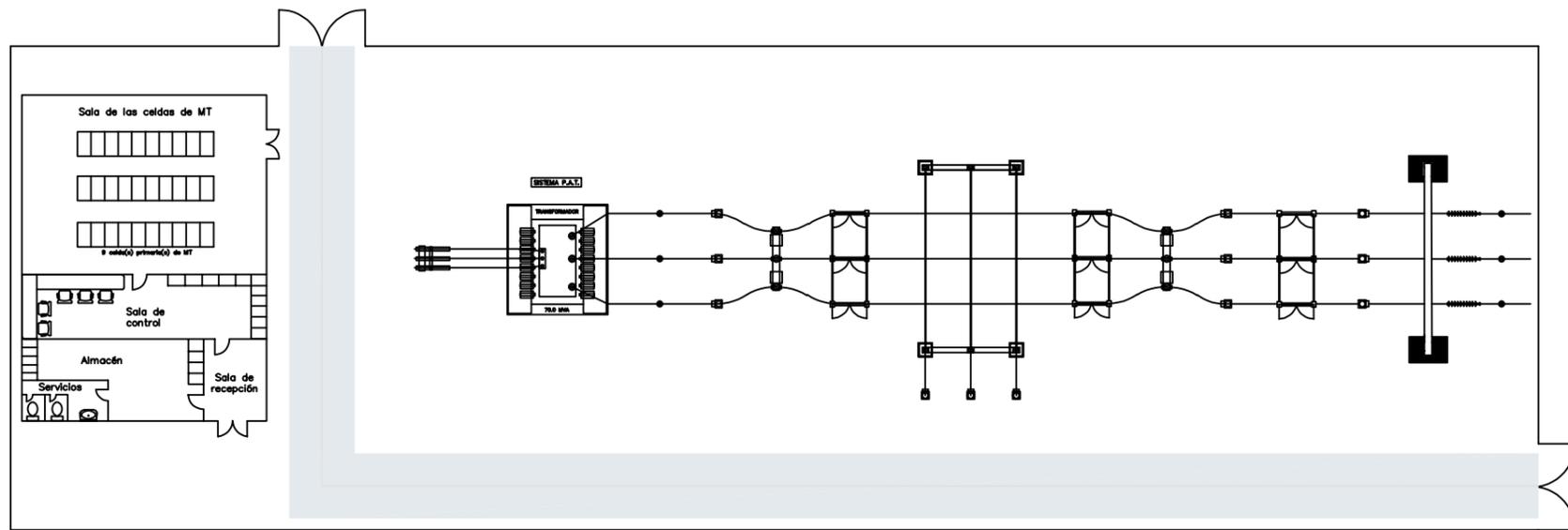
LEYENDA

- String de 30 módulos conectados a la string box
- Fusible
- Seccionador bajo carga
- Descargador de sobre tensiones
- Cables BT DC al inversor

Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)			
Título del plano: Diagrama de inversores		Título del plano: 005-Rev. 01	
Escala: -	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ªA MII	Director: Miguel Ángel Jimeno	Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J <small>Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:54:07 +0200'</small> 23/06/2025



Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)		
Título del plano: Centros de transformación	Título del plano: 006-Rev. 01	
Escala: -	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII	Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.23 17:54:38 +02'00' 23/06/2025
	Director: Miguel Ángel Jimeno	



CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN

Configuración: Simple barra
 Nivel de alta tensión: 220.0 kV
 Nivel de media tensión: 30.0 kV
 Capacidad de la subestación: 125.0 MVA
 Número de calles de transformador: 1
 Número de calles de salida: 1

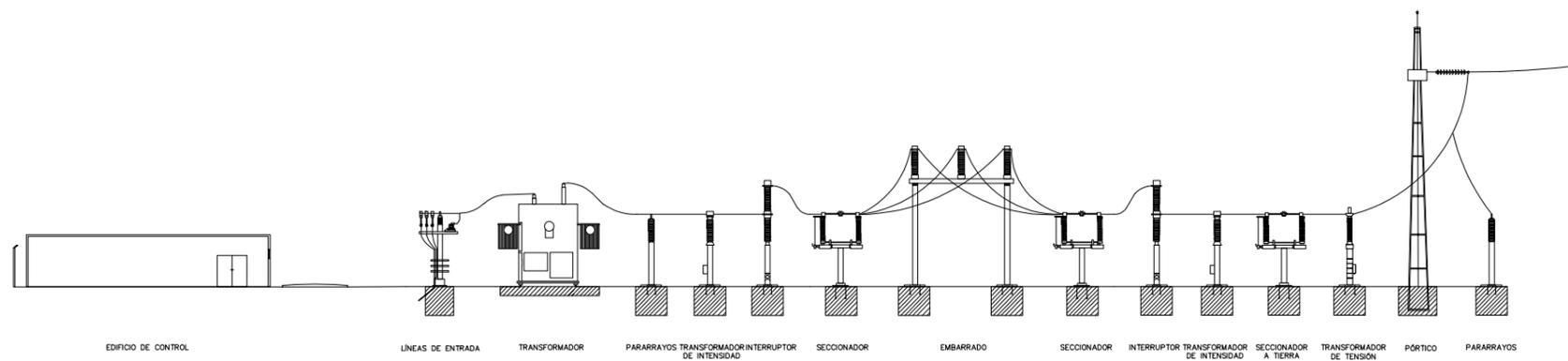
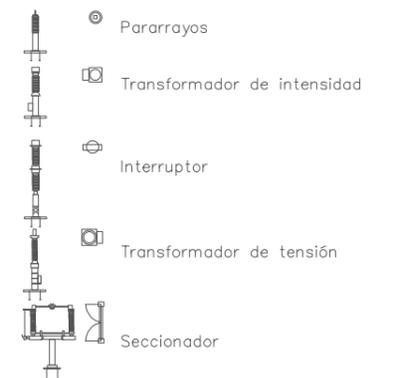
DISTANCIAS DE SEGURIDAD

- Entre fases: 3.4 m
 - Anchura de la calle: 13.6 m
 - Entre equipos de la apartada: 3.4 m

ALTURAS DE SEGURIDAD

- Altura de la apartada: 3.9 m
 - Altura de los embarrados: 6.9 m
 - Altura del pórtico: 9.9 m

LEYENDA



Título del proyecto: Trabajo Fin de Máster. Diseño y Optimización de una planta fotovoltaica en Jerez de la Frontera (Cádiz)		
Título del plano: Subestación elevadora		
Escala: 1:500	Autor: Carlos Higuera Higuera 1ºA MII	Título del plano: 007-Rev. 01
Director: Miguel Ángel Jimeno		Firma: HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J <small>Firmado digitalmente por HIGUERA HIGUERA CARLOS - 31027381J Fecha: 2025.06.24 09:15:09 +02'00'</small> 23/06/2025

