



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA “UTILITY SCALE”

Autor: Sergio Clemente Martín
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid, agosto 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
‘Proyecto Básico de una planta solar fotovoltaica de gran potencia “Utility
Scale”’

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 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.

Fdo.: Sergio Clemente Martín

Fecha: 29/ 08 / 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Sergio', enclosed within a hand-drawn rectangular box.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 29/ 08 / 2022

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Sergio Clemente Martín

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto Básico de una Planta Solar Fotovoltaica de Gran Potencia “Utility Scale”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2ª. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3ª. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4ª. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5ª. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 22 de Agosto de 2022

ACEPTA

Fdo. Sergio Clemente Martín



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

--



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA “UTILITY SCALE”

Autor: Sergio Clemente Martín
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid, agosto 2022

Agradecimientos

Con el Trabajo de Fin de Grado se cierra una preciosa etapa en la que, no son una, sino muchas, las personas que han hecho que este camino fuera increíblemente bonito.

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a mis padres y hermano. A mi madre, Esther, por criarme, creer en mí y siempre estar ahí. A mi padre, Jesús, pues es él el que me ha inspirado siempre y hace que día a día me enamore más de la electricidad. A mi hermano, David, por ser un ejemplo de constancia y superación a seguir. También a mis queridos yayos.

Me gustaría dar las gracias a todos mis compañeros a lo largo de la universidad, en especial, a Chema y Juan Carlos. Gracias.

Agradecer también a todos mis profesores, que me han apoyado a lo largo de mi formación.

Finalmente, a mi directora, Consolación, por haberme enseñado y acompañado en este trayecto.

PROYECTO BÁSICO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA “UTILITY SCALE”.

Autor: Clemente Martín, Sergio.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El consiguiente estudio presenta el desarrollo del proyecto de una planta solar fotovoltaica de 57,425 MWp y 49,4 kWn. Esta se sitúa en La Roda, municipio de Albacete y consta de todo lo necesario para su ejecución e interconexión a la red.

Palabras clave: Energía renovable, planta solar fotovoltaica, recurso solar, strings, seguidores, Power Stations.

1. Introducción

La realidad que supone el cambio climático llevó al mundo a cerrar el Acuerdo de París, en el que se fijaron las metas para alcanzar la neutralidad de emisiones contaminantes. Entre ellas, se sitúan la reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento, como mínimo, del 32,5% en la eficiencia energética y la incorporación de energías renovables en el 32% de la generación [1].

Es por tanto necesaria una transición energética. Debemos deshacernos de aquellas tecnologías con emisiones de gases contaminantes y tender hacia aquellas que generen energía renovable y limpia.

Es por ello que el consiguiente trabajo presenta el desarrollo de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, que ayude a reducir las emisiones y a alcanzar los objetivos marcados en el Acuerdo de París. Mediante la instalación de 49,4 MWn, se quiere aportar generación para llegar a los 37 GW de potencia fotovoltaica instalada marcada por el PNIEC para 2030 [2].

2. Definición del Proyecto

El presente proyecto se define en base a cuatro etapas diferenciadas.

1. Selección del emplazamiento

Primeramente, se han estudiado y comparado tres lugares del territorio español para aprovechar al máximo el recurso solar. El emplazamiento escogido, en La Roda, cuenta con 100 hectáreas, no cuenta con espacios protegidos, se sitúa cercano a la subestación de interconexión y es totalmente llano.

2. Funcionamiento de las plantas solares

Se ha realizado una extensa explicación del funcionamiento y componentes de las plantas solares fotovoltaicas, desde sus inicios hasta su estado actual, desarrollando las diversas tecnologías y los fenómenos para que estas funcionen.

3. Optimización de la planta

Mediante el programa PVsyst, se han realizado las simulaciones necesarias para optimizar los equipos de la planta. Además, se reflejan los cálculos eléctricos para la correcta instalación eléctrica del parque fotovoltaico.

4. Viabilidad económica

Finalmente, se ha llevado a cabo un estudio de la viabilidad económica del proyecto, reflejando las razones económicas por las que este ha de desarrollarse.

3. Descripción del parque fotovoltaico

La planta fotovoltaica consta de los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico

Formado por 104.409 módulos de 550 Wp, organizados en strings de 27 paneles, conformando 3867 cadenas. Además, se dispone de 967 seguidores 2V y 242 cajas de continua. Los paneles los proporciona la empresa JA Solar, mientras que los seguidores los distribuirá Soltec.

- Power Stations

La planta está compuesta por trece Power Stations MV Skid de la empresa Power Electronics. Cada PS consta de un inversor de 3800 kW y un transformador 690V/20kV de 4390 kVA.

- Subestación Elevadora

La subestación 20/132 kV permite elevar la tensión a los niveles de interconexión te la subestación conectada a red.

También se compone de las líneas de baja, media y alta tensión, así como de todas las protecciones necesarias.

Gracias a esta instalación se proporciona una energía media de 104.422,75 MWh durante los 25 años de vida útil de la planta.

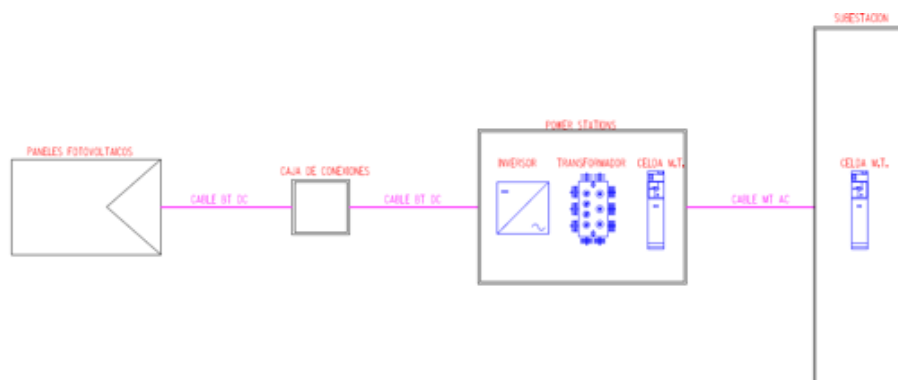


Ilustración 1. Esquema de la planta solar fotovoltaica.

4. Viabilidad Económica

Para la realización de este proyecto será necesaria una inversión de 49.071.485,96 €. Estableciendo una tasa de descuento del 5% y unos costes de operación de 7,5 €/MWh, se obtiene un VAN de 11.980.949,43 € y un TIR del 7,37%. La inversión se recuperaría en un período de 11,09 años, siendo esta totalmente rentable. El LCOE obtenido es de 40,29 €/MWh, coherente con los actuales y menor que el precio medio de casación del mercado.

5. Conclusiones

La ejecución de la planta solar fotovoltaica de 57,425 MWp resulta interesante tanto desde el punto de vista energético como económico. Mediante la instalación de este nuevo parque solar, se conseguiría una gran aportación en la consecución de un país cuyo objetivo es alcanzar las cero emisiones netas en el año 2050. Además, se estimularía la creación de empleo y ayudaría a España a destacar con respecto a otros países europeos.

6. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Objetivos de reducciones de gases de efecto invernadero”. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>

- [2] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

BASIC PROJECT FOR A UTILITY SCALE PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANT

Author: Clemente Martín, Sergio.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The following study presents the development of a 57,425 MWp and 49,4 kWn photovoltaic solar plant project. It is located in La Roda, municipality of Albacete and consists of everything necessary for its implementation and interconnection to the grid.

Keywords: Renewable energy, solar photovoltaic plant, solar resource, strings, trackers, Power Stations.

1. Introduction

The reality of climate change led the world to sign the Paris Agreement, in which goals were set to achieve neutrality of pollutant emissions. These include a 55% reduction in greenhouse gas emissions, an increase of at least 32.5% in energy efficiency and the incorporation of renewable energies in 32% of generation [1].

An energy transition is therefore necessary. We must get rid of those technologies with polluting gas emissions and move towards those that generate renewable and clean energy.

This is the reason why this work presents the development of a high power solar photovoltaic plant, which helps to reduce emissions and to achieve the goals set in the Paris Agreement. Through the installation of 49,4 MWn, the aim is to provide generation to reach the 37 GW of installed photovoltaic capacity set by the PNIEC for 2030 [2].

2. Project Definition

This project is defined on the basis of four distinct stages.

1. Site selection

Firstly, three locations in Spain have been studied and compared in order to take maximum advantage of the solar resource. The chosen site, in La Roda, has 100 hectares, no protected areas, is close to the interconnection substation and is completely flat.

2. Operation of the solar plants

An extensive explanation of the operation and components of photovoltaic solar plants has been made, from their beginnings to their current state, developing the various technologies and phenomena for them to work.

3. Plant optimization

Using the PVsyst program, the necessary simulations have been carried out to optimize the plant equipment. In addition, the electrical calculations for the correct electrical installation of the photovoltaic park are reflected.

4. Economic Feasibility

Finally, a study of the economic feasibility of the project has been carried out, reflecting the economic reasons why it has to be developed.

3. Description of the photovoltaic plant

The photovoltaic plant consists of the following elements:

- Photovoltaic generator

Formed by 104.409 modules of 550 Wp, organized in strings of 27 panels, forming 3867 strings. In addition, there are 967 2V trackers and 242 DC boxes. The panels will be supplied by JA Solar, while the trackers will be distributed by Soltec.

- Power Stations

The plant consists of thirteen MV Skid Power Stations from Power Electronics. Each PS consists of a 3800 kW inverter and a 4390 kVA 690V/20kV transformer.

- Substation

The 20/132 kV substation allows the voltage to be raised to the interconnection levels of the grid-connected substation.

It also consists of the low, medium and high voltage lines, as well as all the necessary protections.

Thanks to this installation, an average energy supply of 104.422,75 MWh will be provided during the 25 years of the plant's useful life.

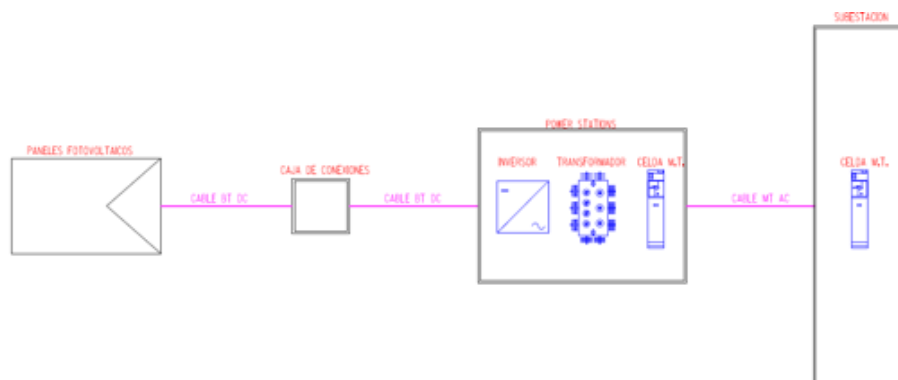


Figure 1. Esquema de la planta solar fotovoltaica.

4. Economic feasibility

An investment of 49.971.485,96 € will be necessary to carry out this project. Establishing a discount rate of 5% and operating costs of 7.5 €/MWh, an NPV of 11.980.949,43 € and an IRR of 7,37% is obtained. The investment would be recovered in a period of 11,09 years, being totally profitable. The LCOE obtained is 40,29 €/MWh, consistent with the current ones and lower than the average market matching price.

5. Conclusions

The execution of the 57,425 MWp solar photovoltaic plant is interesting both from an energy and economic point of view. The installation of this new solar park would make a major contribution to the achievement of a country's goal of achieving zero net emissions by 2050. It would also stimulate job creation and help Spain stand out from other European countries.

6. References

- [1] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Objetivos de reducciones de gases de efecto invernadero”. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>

- [2] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	12
1.1 Motivación del proyecto	12
1.2 Estado de la cuestión	13
1.3 Objetivos del proyecto	16
1.4 Metodología de trabajo.....	17
1.5 Objetivos de Desarrollo Sostenible	17
CAPÍTULO 2. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO	19
2.1 Comparativa de los emplazamientos	19
2.2 Selección del emplazamiento desde el punto de vista del recurso solar	319
2.3 Análisis del emplazamiento seleccionado.....	43
CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (tecnologías)	50
3.1 Historia de la energía solar fotovoltaica	50
3.2 El efecto fotoeléctrico	51
3.3 El recurso solar	53
3.3.1 La radiación solar	54
3.3.2 Optimización del recurso solar.....	56
3.4 Semiconductores	58
CAPÍTULO 4. FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	60
4.1 Célula solar fotovoltaica	60
4.2 Paneles solares	63
4.3 Tecnologías fotovoltaicas	64
4.4 Estructuras de soporte	66

4.5 Inversores.....	68
4.6 Transformadores	69
CAPÍTULO 5. EQUIPOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	71
5.1 Equipos y optimización.....	71
5.2 Conclusión de la selección de equipos	88
CAPÍTULO 6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	90
6.1 Estimación de la producción de energía eléctrica	90
6.1.2 Performance Ratio	91
CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	99
7.1 Instalación de corriente continua	99
7.2 Instalación de corriente alterna	99
CAPÍTULO 8. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	101
CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.	102
9.1 Costes del proyecto.....	102
9.2 Ingresos del proyecto.....	103
9.3 Flujos de caja	104
9.4 Índices de rentabilidad	105
9.5 Costes normalizados	107
9.6 Conclusión	107
CAPÍTULO 10. PLANIFICACIÓN PROYECTO	109
CAPÍTULO 11. CONTAMINACIÓN EVITADA	109
CAPÍTULO 12. CONCLUSIONES.....	111
CAPÍTULO 13. BIBLIOGRAFÍA	112

Índice de figuras

Ilustración 1. Evolución de la potencia instalada acumulada en todo el mundo anualmente en GWp. [4].....	14
Ilustración 2. Los 10 países con más potencia fotovoltaica instala [5]	14
Ilustración 3. Porcentaje de la energía solar fotovoltaica generada sobre el total de energía producida en España. [6].....	15
Ilustración 4. Aportación al PIB del sector fotovoltaico (Fuente: APPA Renovables)	16
Ilustración 5. Comparación GHI en La Roda según las distintas bases de radiación.	25
Ilustración 6. Comparación DHI en La Roda según las distintas bases de radiación.	25
Ilustración 7. Localización La Roda	Ilustración 8. Localización y distancia a la subestación.
27	
Ilustración 9. Comparación GHI en Almendralejo según las distintas bases de radiación.	32
Ilustración 10. Comparación DHI en Almendralejo según las distintas bases de radiación.	32
Ilustración 11. Localización Almendralejo.	34
Ilustración 12. Línea del emplazamiento a la subestación.	34
Ilustración 13. Comparación GHI en Ciudad Real según las distintas bases de radiación.	39
Ilustración 14. Comparación DHI en Ciudad Real según las distintas bases de radiación.	40
Ilustración 15. Localización Ciudad Real.	Ilustración 16. Distancia a la subestación Ciudad Real.
41	
Ilustración 17. Comparación GHI en los tres distintos emplazamientos.	42
Ilustración 18. Comparación DHI en los tres distintos emplazamientos.	42
Ilustración 19. Comparación temperatura media en los tres distintos emplazamientos.....	43
Ilustración 20. Área y acceso al emplazamiento en La Roda. (Fuente: Google Earth).	44
Ilustración 21. Distancia a subestación. (Fuente: Google Earth).	45
Ilustración 22. Perfil de elevación emplazamiento La Roda. (Fuente: Google Earth).....	45
Ilustración 23. Localización de la Subestación de La Roda. (Fuente: REE).	46
Ilustración 24. Comparación y análisis radiación difusa y radiación global. (Fuente: Meteonorm).....	47

Ilustración 25. Duración de la radiación solar. (Fuente: Meteonorm).	48
Ilustración 26. Diagrama de velas de las temperaturas anuales en La Roda. (Fuente: Meteonorm).	49
Ilustración 27. Interpretación del efecto fotoeléctrico sobre un metal [13].	52
Ilustración 28. Energía solar con respecto a la longitud de onda. [15].	53
Ilustración 29. Radiación solar y constante solar en la atmósfera y superficie terrestre. (Fuente: Solar Mazd [17]).	54
Ilustración 30. Ángulos paneles solares (Fuente: Alonso Alonso).	57
Ilustración 31. Unión P-N [19].	59
Ilustración 32. Curva I-V. Variación de las curvas con respecto a radiación y temperatura. (fuente: autosolar)	61
Ilustración 33. Curva I-V. Principales características eléctricas de un módulo fotovoltaico.	62
Ilustración 34. Problemas y solución panel solar. (Fuente: Propia).	64
Ilustración 35. Tipos de paneles solares de silicio.	65
Ilustración 36. Seguidores a un eje. Horizontal, polar y vertical. (Fuente: Alonso Alonso)	67
Ilustración 37. Seguidores a dos ejes. (Fuente: mipanelsolar.com)	67
Ilustración 38. Gráficas P-V, P-I, I-V. Punto de máxima potencia. (Fuente: propia).	68
Ilustración 39. Conexión panel solar a red mediante convertidor e inversor. (Fuente: propia)	69
Ilustración 40. Esquema general planta fotovoltaica. (Fuente: NREL).	70
Ilustración 41. Tres cadenas de cuatro paneles y un inversor central. (Fuente: propia)	76
Ilustración 42. Datos para la estimación de energía del programa PVsyst.	91
Ilustración 43. Diagrama de pérdidas en el año 1.	96
Ilustración 44. Precio histórico de la casación del mercado diario en España. (Fuente: Omie)	104
Ilustración 45. Cash flow del proyecto.	106
Ilustración 46. Evolución de las emisiones de GEI. (Fuente REE).	109
Ilustración 47. Factores de emisión de CO ₂ por tecnología. (Fuente REE).	110
Ilustración 48. Pérdidas de los paneles a 25 años.	160

Ilustración 49. Cálculos de la viabilidad económica del proyecto.....	161
---	-----

Índice de tablas

Tabla 1. Principales aspectos de la primera localización de la planta fotovoltaica.	20
Tabla 2. Recurso solar en La Roda.	21
Tabla 3. Recurso solar en La Roda. Base PVGIS.	22
Tabla 4. Recurso solar en La Roda. Base NASA.	23
Tabla 5. Recurso solar en La Roda. Base NREL.	24
Tabla 6. Media recurso solar en La Roda.	26
Tabla 7. Principales aspectos de la segunda localización de la planta.	27
Tabla 8. Recurso solar en Almendralejo. Base Meteonorm.	29
Tabla 9. Recurso solar en Almendralejo. Base PVGIS.	30
Tabla 10. Recurso solar en Almendralejo. Base NASA.	31
Tabla 11. Recurso solar en Almendralejo. Base NREL.	32
Tabla 12. Media recurso solar en Almendralejo.	34
Tabla 13. Principales de la tercera localización de la planta fotovoltaica.	35
Tabla 14. Recurso solar en Ciudad Real. Base Meteonorm.	36
Tabla 15. Recurso solar en Ciudad Real. Base PVGIS.	37
Tabla 16. Recurso solar en Ciudad Real. Base NASA.	38
Tabla 17. Recurso solar en Almendralejo. Base NREL.	39
Tabla 18. Media recurso solar en Ciudad Real.	41
Tabla 19. Datos técnicos de los paneles seleccionados.	72
Tabla 20. Datos técnicos de los inversores seleccionados.	73
Tabla 21. Datos técnicos de los seguidores seleccionados.	74
Tabla 22. Resultados simulación. Caso Base.	75
Tabla 23. Simulaciones ratio óptimo.	80
Tabla 24. Optimización de la distancia entre seguidores.	82
Tabla 25. Optimización inversores.	84
Tabla 26. Optimización de los módulos fotovoltaicos.	86
Tabla 27. Características principales de la estación solar MV Skid Compact.	87
Tabla 28. Producción de la planta cada año.	98

Tabla 29. Flujos de caja.	105
Tabla 30. Niveles de aislamiento nominales para materiales del tipo A.....	126
Tabla 31. Niveles de aislamiento nominales para materiales de tipo B.....	127
Tabla 32. Objetivos de Desarrollo Sostenible y su papel en el proyecto.	140

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1. Energía de un fotón. (Fuente: Alonso Alonso).....	52
Ecuación 2. Radiación sobre una superficie.....	55
Ecuación 3. Eficiencia de un módulo fotovoltaico.	62
Ecuación 4. Factor de forma en módulos fotovoltaicos.	62
Ecuación 5. Ratio de una planta fotovoltaica.....	77
Ecuación 6. Número de cadenas.	77
Ecuación 7. Energía producida por el campo fotovoltaico.	90
Ecuación 8. Coste de producto.....	103
Ecuación 9. Ingresos estimados.	103
Ecuación 10. VAN	106
Ecuación 11. TIR.	106
Ecuación 12. PR.	106
Ecuación 13. LCOE	107
Ecuación 14. Voltaje de los módulos en serie.....	125
Ecuación 15. Intensidad admisible por un cable.....	128
Ecuación 16. Intensidad máxima a la salida del transformador.....	131
Ecuación 17. Intensidad de corto circuito	132
Ecuación 18. Caída de tensión en Baja Tensión.	133
Ecuación 19. Caída de tensión en Media Tensión.	134
Ecuación 20. Tensión fase-tierra en caso de doble falla.	136
Ecuación 21. Resistencia de puesta a tierra.....	137
Ecuación 22. Tensión de contacto máxima admisible.	138
Ecuación 23. Tensión de paso máxima admisible.....	138
Ecuación 24. Resistencia de puesta a tierra.....	138

Índice de Acrónimos

ODS – Objetivos de Desarrollo Sostenible.

UE – Unión Europea.

PIB – Producto Interior Bruto.

PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System.

NASA – National Aeronautics and Space Administration.

NREL – National Renewable Energy Laboratory.

GHI – Global Horizontal Irradiance.

DHI – Diffuse Horizontal Irradiance.

REE – Red Eléctrica de España.

MPP – Maximum Power Point.

MPPT – Maximum Power Point Tracker.

GCR – Ground Coverage Ratio.

CEM – Condiciones Estándar de Medida.

CC – Corriente Continua.

CA – Corriente Alterna.

BT – Baja Tensión.

MT – Media Tensión.

OPEX – Operational Expenditure.

WACC – Weighted Average Cost of Capital.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change.

SEI – Sistema Español de Inventario.

REBT – Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

ITC – Instrucciones Técnicas Complementarias.

ITC - LAT – Instrucciones Técnicas Complementarias Líneas Alta Tensión.

ITC – RAT - Instrucciones Técnicas Complementarias Reglamento Alta Tensión.

Documento I. MEMORIA DESCRIPTIVA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto tiene como objeto desarrollar un análisis de la viabilidad de un proyecto de una planta solar fotovoltaica de gran potencia y las razones para ello. Primeramente, se analizarán los motivos por los cuales este proyecto es importante. Posteriormente, se dará un contexto de los datos globales que conciernen al trabajo. Se analizarán los objetivos, así como la alineación con los ODS, la tecnología de trabajo y los recursos a emplear.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Desde hace tiempo es ya sabido el gran problema que supone para el mundo el calentamiento global. Como también es sabido que, gran parte de este problema radica en la manera en la que generamos energía. Según el tiempo avanza, la humanidad se ve envuelta en una mayor demanda de electricidad debido al modo en el que vivimos. Gran parte de esta demanda se ve satisfecha debido a fuentes no renovables. Sin embargo, esto debe cambiar. Se ha de poner fin a la gran cantidad de emisiones contaminantes que generan las energías no renovables. Una manera para hacerlo es cambiar su producción por energía limpia, como la obtenida a partir de las plantas fotovoltaicas.

Para ello, la Unión Europea y los grandes organismos del mundo se han puesto unas metas a corto y medio plazo con el fin de reducir y terminar con las emisiones de gases de efecto invernadero. En lo que a la Comisión Europea se refiere, estos son los objetivos acordados en el Acuerdo de París en los 10 próximos años (2021-2030) [1]:

- La UE ha de reducir en al menos un 55% (un 23% en lo que a España respecta [2]) sus emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las de 1990.
- Al menos un 32% de energías renovables en el consumo de energía.
- Como mínimo un 32,5% de mejora de eficiencia energética.
- Se ha de conseguir el objetivo de interconexiones de electricidad del 15%

Se establece también el año 2050 como la fecha fijada para alcanzar la neutralidad climática (0 emisiones).

Con el objetivo de cumplimentar estos requisitos, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021- 2030 plantea que, para 2030, España requerirá una potencia total instalada de 161 GW de potencia, de entre los cuales 37 GW han de ser provenientes de plantas solares fotovoltaicas [3]. Para ello, hará falta la instalación de aproximadamente 2,5 GW durante la próxima década.

España posee de grandes capacidades para hacer de esta tecnología su punto fuerte. Sin embargo, ha de explotarse más si queremos ser más competitivos a nivel mundial y respetar el medio ambiente principalmente. Hemos de ponernos a la cabeza en lo que a producción de energía por medios renovables se refiere, pues tenemos capacidad para ello. Por nuestra localización geográfica y nuestras condiciones terrenales, tenemos todos los ingredientes para hacer que la solar fotovoltaica lidere el mercado y nos ayude a cumplir con los objetivos marcados en los plazos establecidos.

Ante esta información, el principal interés de este proyecto es contribuir a la realización de las expectativas impuestas ejecutando un proyecto de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, así como incrementar la producción de energía solar fotovoltaica por España para hacer a este país más competitivo a nivel global. Además, se busca la neutralidad climática y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Este proyecto va de la mano de los ODS 13, 7 y 8, como se detalla en el Anexo 2.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Desde el inicio del nuevo siglo, las fuentes renovables no han parado de crecer. En lo que a la Energía Solar Fotovoltaica se refiere, este crecimiento llega algo más tarde. Alrededor del año 2009, comienza a haber crecimientos notables en la instalación de plantas fotovoltaicas. Por aquel entonces, la potencia total instalada rondaba los 50 GWp. Actualmente, la potencia instalada mundialmente acumulada se sitúa por encima de los 760 GWp [4] tal y como se puede apreciar en la figura 1.

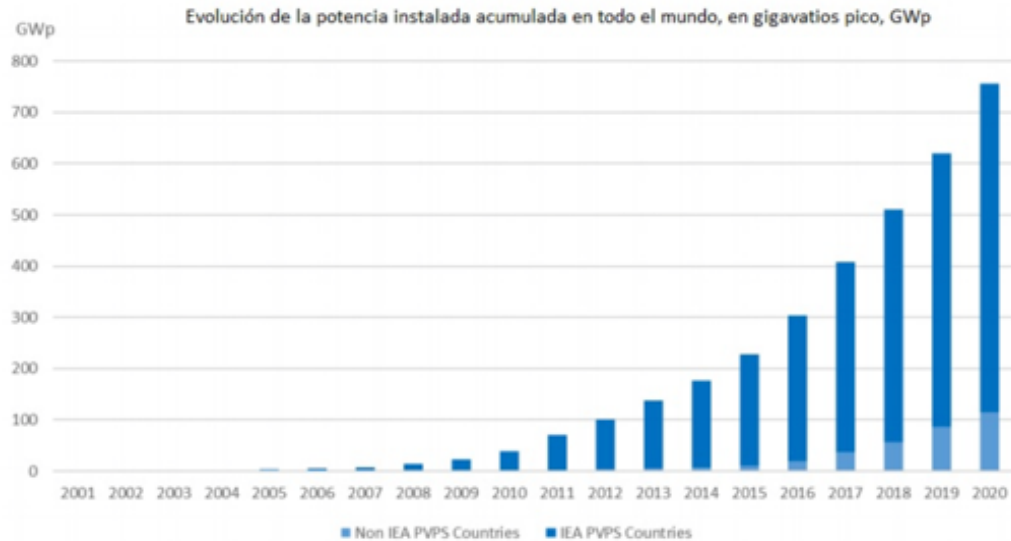


Ilustración 1. Evolución de la potencia instalada acumulada en todo el mundo anualmente en GWp. [4]

A fecha 2020, el principal propulsor de esta tecnología es China, pues contiene 252,2 GW instalados, seguido de Estados Unidos, con 95,2 GW y de Japón con 71,1 GW. El país con más potencia fotovoltaica instalada en la Unión Europea es Alemania, país que consta de 53,9 GW instalados. Por su parte, España se sitúa en décima posición en el ranking mundial con una capacidad total 9,9 GW [6]. Se ha de destacar que en 2021 España alcanza ya los 11,75 GW instalados. Según REE, a día de hoy hay 16,563 MW instalados en nuestro país.

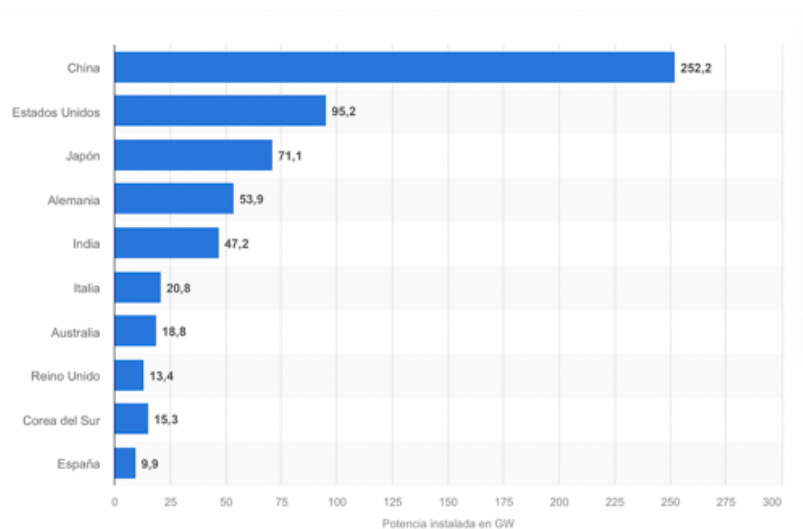


Ilustración 2. Los 10 países con más potencia fotovoltaica instalada [5]

A pesar de la pandemia de la COVID-19, este incremento en instalación de plantas fotovoltaicas no ha parado de subir. Tanto es así que la energía solar fotovoltaica era ya un 6,1% de la energía total generada en España en 2020 [6]. Actualmente, es un 14,36%.

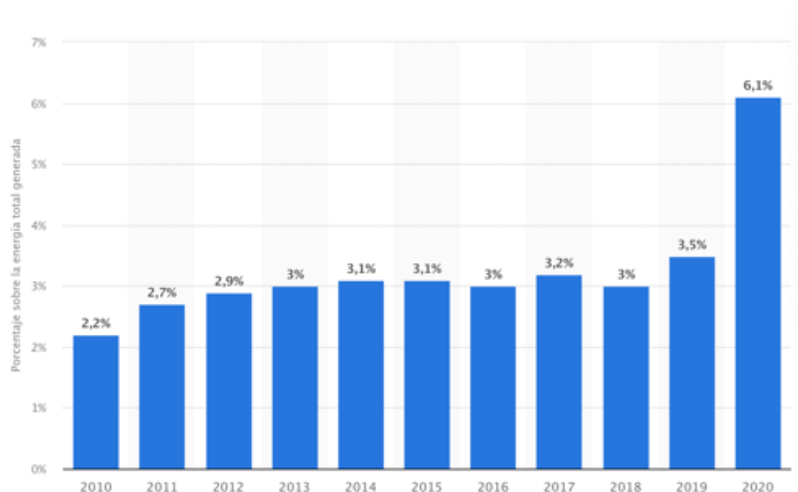


Ilustración 3. Porcentaje de la energía solar fotovoltaica generada sobre el total de energía producida en España. [6]

Adicionalmente, la fotovoltaica es la fuente renovable que más ha incrementado su producción respecto a 2020. Se produce un 37,7% más que en el año anterior.

Por otro lado, la implementación de esta tecnología tiene un gran impacto macroeconómico. En lo que a España respecta, en 2020 el empleo nacional ascendió hasta llegar a los 40.368 trabajadores en el sector fotovoltaico. Además, la contribución directa de dicha energía al PIB fue de 4.686 millones de euros en este mismo año, creciendo en un 12% respecto al año anterior. La evolución a la contribución del PIB se puede ver en el siguiente gráfico:

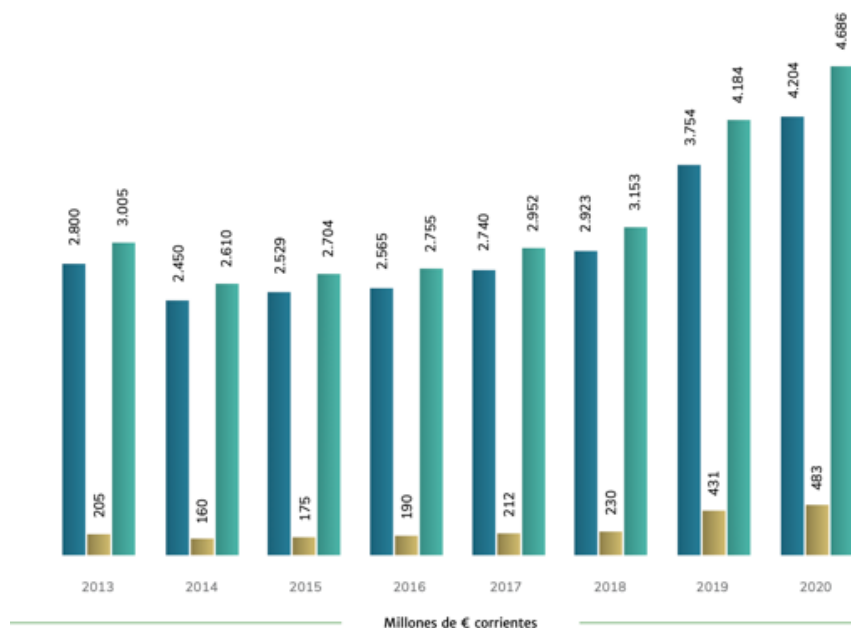


Ilustración 4. Aportación al PIB del sector fotovoltaico (Fuente: APPA Renovables)

Ante estos datos apreciamos que la tecnología fotovoltaica es una tecnología en auge, que debe seguir aumentando. No solo es beneficiosa para el medio ambiente, sino que también impulsa el crecimiento del país. El objetivo de este proyecto será contribuir en todo ello realizando la ejecución de una planta fotovoltaica de gran potencia.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Para abordar el estudio de viabilidad del proyecto de una planta solar fotovoltaica de gran potencia se perseguirán los siguientes objetivos, distribuidos en distintas fases:

1. Selección del emplazamiento

Se comenzará por seleccionar una localización en la que se situará la planta fotovoltaica. Esta será de 50 MWp, con una superficie de 100 hectáreas.

El emplazamiento será llano, con pendientes máximas puntuales del 10%. Este, deberá de estar cercano a una subestación eléctrica (radio de menos de 20 km). No podrá situarse en la red de espacios naturales protegidos y habrá de tener fácil accesibilidad. Con el objeto de

obtener el máximo rendimiento, la planta se deberá situar en un lugar con buena radiación. La selección del emplazamiento se realizará eligiendo entre tres posibles candidatos, dependiendo de los análisis que son explicados en el siguiente punto.

2. Análisis del recurso solar

Se manejarán distintas bases de radiación (Meteonorm, PVGIS, NASA) y se compararán los resultados con distintos emplazamientos para seleccionar el óptimo. Radiación global sobre plano horizontal, radiación difusa sobre plano horizontal, temperatura media y velocidad del viento. (Son las variables que caracterizan el recurso solar y que introduciremos en PVsyst). Además, se hará uso de la simulación computacional del programa PVsyst para elegir los distintos componentes de la planta. Entre ellos están los paneles, inversores y seguidores solares.

3. Redacción del proyecto

En este apartado se sitúan la redacción de la memoria, planos, presupuesto y anexos. Será en este punto cuando se diseñe la instalación. Se hará un estudio de viabilidad de proyecto, con cálculos justificativos que abalen la posibilidad de poner en marcha la nueva planta tanto técnicamente como económicamente. También se estudiará el recurso y producción de energía eléctrica.

1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Como se mencionó en los objetivos del proyecto, primeramente, se deberá establecer el emplazamiento de la planta. Para ello se tendrán en cuenta los diferentes factores previamente mencionados como la pendiente del terreno, que esté próxima a una subestación o que esté situada en zonas de buena radiación. Con el fin de obtener el mejor emplazamiento, se emplearán las bases de datos Meteonorm, NASA, PVGIS y NREL, comparando los datos entre todas ellas para seleccionar el lugar óptimo en el que situaremos nuestra planta solar fotovoltaica.

Una vez escogido el emplazamiento, se hará uso del programa PVsyst (creado por la Universidad de Ginebra y referencia mundial para modelos computacionales de proyectos de plantas fotovoltaicos) para obtener información acerca del equipamiento óptimo que se usará en la planta para diseñar la planta.

Mediante diferentes simulaciones computacionales con dicho programa, se seleccionarán los siguientes equipos principales de la planta, a saber:

1. Paneles solares (se tendrán en consideración 2-3 modelos diferentes)
2. Inversores (se tendrán en consideración 2-3 modelos distintos)
3. Seguidores (se tendrán en cuenta tanto la tecnología 1V como 2V)

Finalmente, determinada la solución óptima del panel, seguidor e inversor, se redactará la Memoria técnica donde se diseñará conceptualmente la planta, junto con los Planos y el Presupuesto del proyecto. Adicionalmente, se realizará un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad del proyecto y se incluirán los cálculos justificativos pertinentes.

1.5 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los ODS juegan un papel fundamental de cara al mundo futuro en el que queremos vivir. Es por ello que es de vital importancia tenerlos en cuenta. En este proyecto, se tocan las tres dimensiones de dichos objetivos, siendo los ODS número 13, 7 y 8 los más relevantes. En el anexo 2 se detalla la relevancia de los ODS y su relación con el proyecto.

CAPÍTULO 2. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

A la hora de montar una planta solar fotovoltaica de gran potencia, la selección de la ubicación en la que esta se encontrará es de vital importancia. Para obtener el máximo rendimiento y la máxima potencia, se exigirá que la planta se sitúe en un lugar con buenos recursos solares. El objeto de este capítulo es comparar tres posiciones diferentes para la planta en función de los datos obtenidos en las distintas bases de radiación. Se ha de tener en cuenta que estas localizaciones han de cumplir los requisitos mencionados en el punto 1.3.1. Se analizarán los recursos solares en cada emplazamiento para después comparar las características más importantes entre todos ellos. Posteriormente, se procederá a analizar en profundidad el emplazamiento seleccionado, dando razones por la que este fue el elegido.

2.1 COMPARATIVA DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Se van a comparar tres distintos emplazamientos en base a sus recursos solares en distintos lugares de España. Todos cuentan con 100 hectáreas y se encuentran lejos de espacios protegidos. Se sitúan a una distancia menor a 20 km de la subestación más cercana y la elevación del terreno no supera el 10% de pendiente máxima.

1. La Roda, Albacete

La primera localización analizada para situar la planta fotovoltaica se encuentra en La Roda, municipio de la provincia de Albacete, en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha. Cumpliendo con los criterios previamente establecidos, estos son los aspectos principales del emplazamiento:

<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud (m)</i>	<i>Pendiente Máxima</i>
39.147737°	-2.169546°	712	6,60%

Tabla 1. Principales aspectos de la primera localización de la planta fotovoltaica.

Además, se encuentra a 5,71 km de la subestación más cercana, denominada “Subestación la Roda”. Se ha de mencionar que a 100 metros del emplazamiento se sitúa la subestación de “La Dehesa” que da servicio a una planta eólica privada, por lo que no la seleccionamos.

Por otro lado, la superficie ocupa 100 hectáreas, con lo que se conseguirán los 50 MWp requeridos. También se puede comprobar que está alejada de espacios naturales protegidos.

En función al análisis de los datos en distintas bases de radiación, estos son los recursos solares obtenidos en las distintas bases:

- Meteonorm

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	67,00	30,00	5,10	3,60
Febrero	86,00	40,00	6,50	4,00
Marzo	135,00	52,00	9,60	4,00
Abril	165,00	62,00	12,50	3,90
Mayo	203,00	75,00	16,60	3,50
Junio	222,00	70,00	22,20	3,50
Julio	242,00	59,00	25,70	3,60
Agosto	211,00	55,00	25,10	3,50
Septiembre	155,00	50,00	20,30	3,20

Octubre	112,00	43,00	15,40	3,00
Noviembre	70,00	31,00	8,80	3,40
Diciembre	60,00	25,00	5,70	3,20
Total	1.726,00	592,00	14,50	3,50

Tabla 2. Recurso solar en La Roda.

- PVGIS

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media</i> (°C)
Enero	73,76	25,94	5,37
Febrero	90,94	32,81	6,33
Marzo	144,86	46,24	9,35
Abril	176,95	55,74	12,82
Mayo	214,87	61,95	17,21
Junio	227,42	55,53	22,28
Julio	242,11	50,04	26,11
Agosto	213,00	45,97	25,13

Septiembre	158,48	41,87	19,98
Octubre	118,35	35,40	15,45
Noviembre	76,08	26,56	9,24
Diciembre	65,60	22,47	5,94
Total	1.802,41	500,52	14,60

Tabla 3. Recurso solar en La Roda. Base PVGIS.

- NASA

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	70,26	4,47	2,94
Febrero	89,57	5,83	3,06
Marzo	138,98	8,97	3,05
Abril	167,69	11,70	2,97
Mayo	203,70	16,21	2,68
Junio	223,09	21,70	2,57
Julio	233,72	25,23	2,58

Agosto	204,17	24,77	2,49
Septiembre	153,54	19,97	2,40
Octubre	108,59	14,40	2,51
Noviembre	72,57	8,62	2,85
Diciembre	61,55	5,36	2,90
Total	1.727,42	13,98	2,75

Tabla 4. Recurso solar en La Roda. Base NASA.

- NREL

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)
Enero	93,51	28,46
Febrero	136,16	36,21
Marzo	176,42	60,24
Abril	199,71	79,80
Mayo	284,06	89,26
Junio	320,30	83,85

Julio	334,73	74,59
Agosto	283,93	68,59
Septiembre	206,02	65,49
Octubre	147,92	45,57
Noviembre	77,52	36,60
Diciembre	68,62	25,94
Total	2.328,91	694,60

Tabla 5. Recurso solar en La Roda. Base NREL.

En base a los resultados obtenidos, podemos descartar NREL para analizar tanto la radiación global como la difusa en plano horizontal, pues nos da unos valores muy diferentes al resto. Además, solo se han analizado los recursos correspondientes a los años 2018 y 2019, por lo que esa base no es muy recomendable y se obviará en futuros análisis. Comparando las demás bases, apreciamos que la diferencia entre las demás variables no es demasiado grande, por lo que podríamos realizar una media de todas ellas o seleccionar una de las bases. Esto se puede apreciar en los siguientes gráficos:

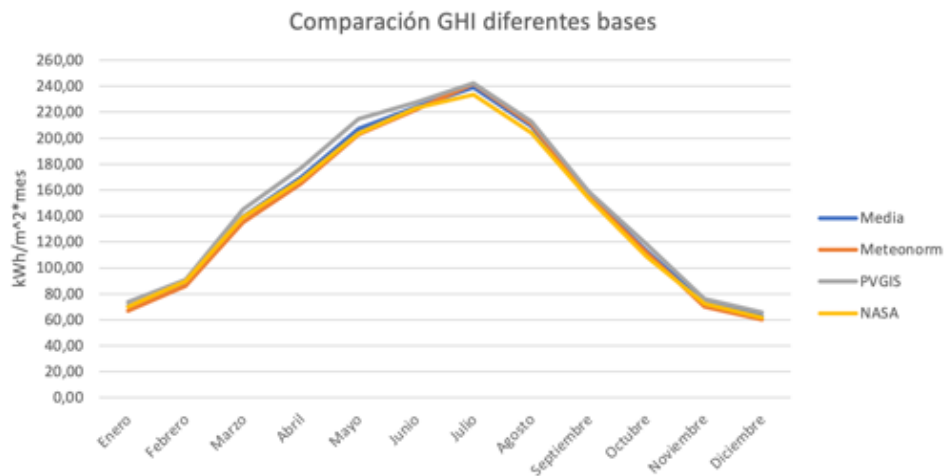


Ilustración 5. Comparación GHI en La Roda según las distintas bases de radiación.

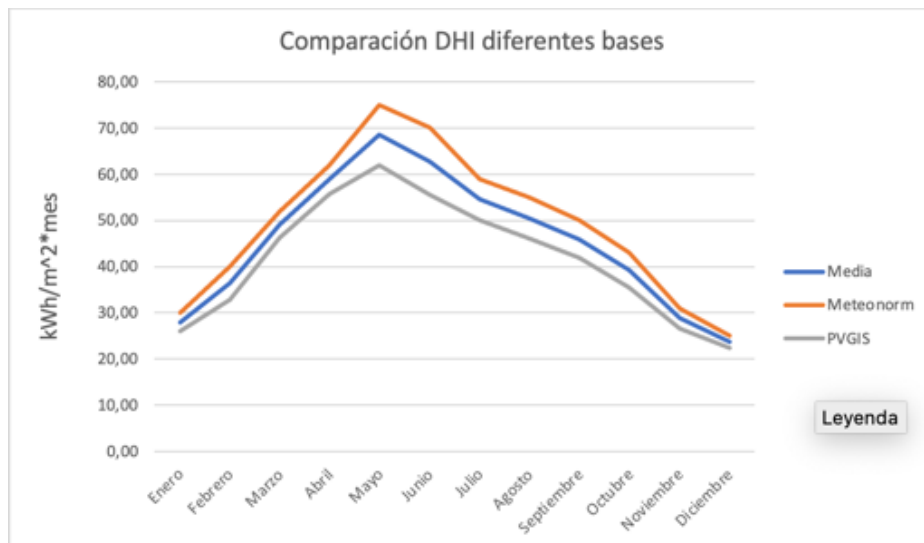


Ilustración 6. Comparación DHI en La Roda según las distintas bases de radiación.

En lo que respecta al GHI, no hay gran diferencia entre ninguna de las bases. Tanto Meteonorm como NASA se acercan mucho a los valores de la media, quedando PVGIS algo por encima. Los valores de las distintas bases referidas al DHI sí difieren, siendo la media una aproximación más interesante al problema que esto supone. Por lo tanto, seleccionamos la media.

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>TAmbiente (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	70,34	27,97	4,98	3,27
Febrero	88,84	36,41	6,22	3,53
Marzo	139,61	49,12	9,31	3,53
Abril	169,88	58,87	12,34	3,44
Mayo	207,19	68,48	16,67	3,09
Junio	224,17	62,76	22,06	3,04
Julio	239,28	54,52	25,68	3,09
Agosto	209,39	50,49	25,00	2,99
Septiembre	155,67	45,93	20,08	2,80
Octubre	112,98	39,20	15,08	2,75
Noviembre	72,88	28,78	8,89	3,12
Diciembre	62,38	23,73	5,67	3,05
Total	1.752,61	546,26	14,33	3,14

Tabla 6. Media recurso solar en La Roda.

Esta es la que sería la localización de la planta, tratándose de una superficie de 100 hectáreas con una distancia al punto de interconexión de aproximadamente 6 km:



Ilustración 7. Localización La Roda



Ilustración 8. Localización y distancia a la subestación.

De manera más detallada se pueden encontrar la localización y el estado actual de la planta en los planos 01 y 02 respectivamente del documento II.

2. Almendralejo, Badajoz

La segunda localización analizada se encuentra próxima al municipio de Almendralejo, situado en la provincia de Badajoz, Extremadura. Las principales características de este emplazamiento son:

<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud (m)</i>	<i>Pendiente Máxima</i>
38.692703°	-6.272078°	347	7,40%

Tabla 7. Principales aspectos de la segunda localización de la planta.

Esta planta fotovoltaica estaría situada a aproximadamente 11 km de distancia de la subestación más cercana, la “Subestación Almendralejo”. La superficie ocupada es de 100

hectáreas, con posibilidad incluso de ampliar la potencia pico instalada y está alejada de espacios naturales protegidos.

Los recursos solares en las distintas bases son los siguientes:

- Meteonorm

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	72,00	29,00	8,70	2,60
Febrero	95,00	35,00	10,20	3,00
Marzo	144,00	55,00	13,30	3,30
Abril	174,00	62,00	15,70	3,30
Mayo	217,00	69,00	19,90	3,10
Junio	233,00	60,00	24,60	3,10
Julio	248,00	55,00	26,70	3,20
Agosto	218,00	53,00	27,00	2,90
Septiembre	161,00	54,00	23,60	2,50
Octubre	120,00	39,00	18,40	2,50
Noviembre	80,00	32,00	12,40	2,60
Diciembre	63,00	26,00	9,30	2,50

Total	1.823,00	569,00	17,48	2,88
-------	----------	--------	-------	------

Tabla 8. Recurso solar en Almendralejo. Base Meteonorm.

- PVGIS

	<i>GHI</i> (kWh/m ² *mes)	<i>DHI</i> (kWh/m ² *mes)	<i>T Media</i> (°C)
Enero	71,42	25,30	8,13
Febrero	91,89	29,79	9,13
Marzo	140,66	44,66	12,06
Abril	170,35	52,10	14,75
Mayo	214,06	57,62	18,77
Junio	229,73	50,73	23,10
Julio	247,98	43,60	26,04
Agosto	220,13	40,17	26,00
Septiembre	160,64	38,15	22,01
Octubre	116,52	33,31	17,51
Noviembre	77,62	25,36	11,73
Diciembre	65,14	21,61	8,86

Total	1.806,16	462,39	16,51
-------	----------	--------	-------

Tabla 9. Recurso solar en Almendralejo. Base PVGIS.

- NASA

	<i>GHI</i> <i>(kWh/m²*mes)</i>	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	74,10	6,63	2,35
Febrero	92,92	7,89	2,43
Marzo	141,83	10,78	2,48
Abril	168,15	13,14	2,59
Mayo	205,96	17,41	2,49
Junio	226,68	23,15	2,48
Julio	243,01	26,87	2,52
Agosto	213,37	26,59	2,37
Septiembre	158,72	22,50	2,25
Octubre	113,11	16,63	2,45
Noviembre	77,53	10,84	2,51
Diciembre	63,67	7,74	2,50

Total	1.779,04	15,89	2,45
-------	----------	-------	------

Tabla 10. Recurso solar en Almendralejo. Base NASA.

- NREL

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)
Enero	90,34	28,75
Febrero	122,09	44,80
Marzo	174,66	55,30
Abril	222,42	80,28
Mayo	284,13	82,00
Junio	306,52	84,06
Julio	329,16	64,77
Agosto	293,97	62,85
Septiembre	227,54	60,97
Octubre	153,67	47,32
Noviembre	88,14	34,43
Diciembre	73,70	26,94

Total	2.366,35	672,47
-------	----------	--------

Tabla 11. Recurso solar en Almendralejo. Base NREL.

Tras comparar los resultados en este segundo emplazamiento, seguimos descartando la base NREL por los motivos mencionados en el punto 2.1.1. Siguiendo el análisis anterior:

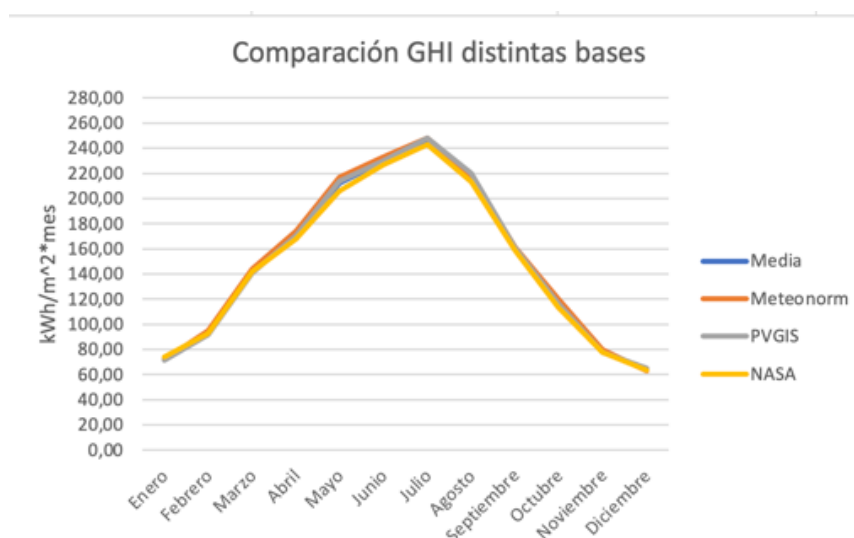


Ilustración 9. Comparación GHI en Almendralejo según las distintas bases de radiación.

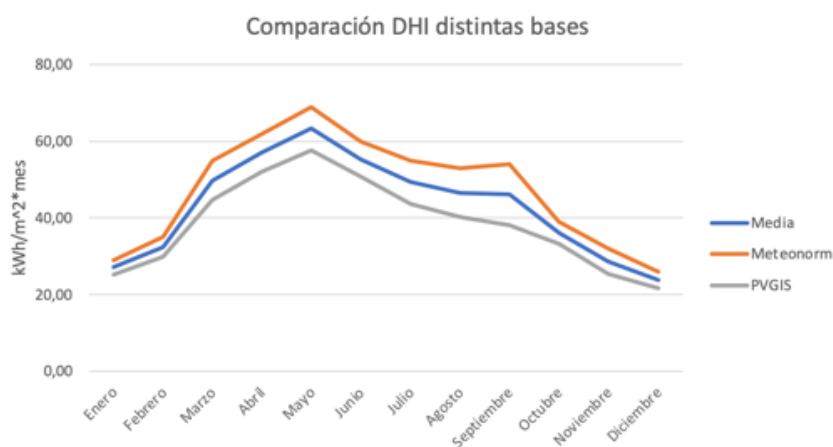


Ilustración 10. Comparación DHI en Almendralejo según las distintas bases de radiación.

Los valores siguen siendo muy parecidos entre ellos en la radiación global horizontal. En cuanto a la difusa, los valores son más dispares, pareciendo lo más acertado seleccionar la media de las bases.

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	72,51	27,15	7,82	2,48
Febrero	93,27	32,39	9,07	2,72
Marzo	142,16	49,83	12,05	2,89
Abril	170,83	57,05	14,53	2,95
Mayo	212,34	63,31	18,69	2,80
Junio	229,80	55,37	23,62	2,79
Julio	246,33	49,30	26,54	2,86
Agosto	217,17	46,59	26,53	2,64
Septiembre	160,12	46,08	22,70	2,38
Octubre	116,54	36,15	17,51	2,48
Noviembre	78,38	28,68	11,66	2,56
Diciembre	63,94	23,80	8,63	2,50
Total	1.803,40	515,69	16,61	2,67

Tabla 12. Media recurso solar en Almendralejo.

Esta es la que sería la localización de la planta, tratándose de una superficie de 100 hectáreas con una distancia al punto de interconexión de aproximadamente 11 km:

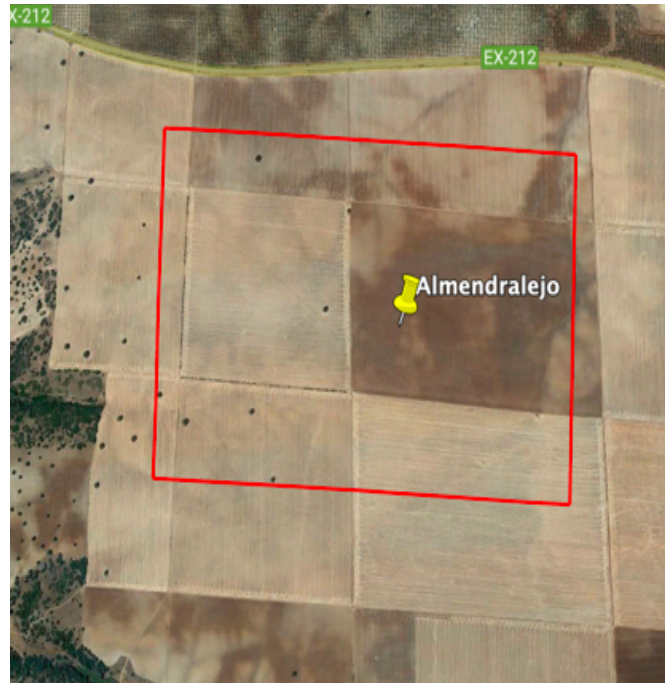


Ilustración 11. Localización Almendralejo.



Ilustración 12. Línea del emplazamiento a la subestación.

3. Ciudad Real

En base a los criterios mencionados para los dos puntos anteriores obtenemos:

<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altitud (m)</i>	<i>Pendiente Máxima</i>
38.900923°	-3.942877°	614	7,50%

Tabla 13. Principales de la tercera localización de la planta fotovoltaica.

Además, se sitúa a aproximadamente a 6 kilómetros de la subestación. Los recursos solares en las distintas bases son los siguientes:

- Meteonorm

	<i>GHI</i> <i>(kWh/m²*mes)</i>	<i>DHI</i> <i>(kWh/m²*mes)</i>	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	66,00	30,00	6,30	1,90
Febrero	90,00	35,00	8,10	2,40
Marzo	136,00	55,00	11,40	2,60
Abril	168,00	63,00	14,40	2,50
Mayo	202,00	74,00	19,10	2,30
Junio	226,00	71,00	25,10	2,40
Julio	239,00	63,00	28,30	2,30
Agosto	208,00	63,00	27,60	2,20

Septiembre	152,00	47,00	22,60	2,10
Octubre	110,00	46,00	16,80	2,00
Noviembre	70,00	29,00	10,10	2,10
Diciembre	58,00	26,00	6,80	2,00
Total	1.724,00	601,00	16,40	2,20

Tabla 14. Recurso solar en Ciudad Real. Base Meteonorm.

- PVGIS

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>
Enero	70,76	25,89	6,21
Febrero	88,98	31,07	7,29
Marzo	141,59	45,43	10,41
Abril	173,56	53,08	13,62
Mayo	213,97	58,66	18,22
Junio	230,45	51,85	23,61
Julio	247,11	45,51	27,27
Agosto	220,01	41,07	26,76

Septiembre	161,76	39,09	21,53
Octubre	118,91	33,39	16,52
Noviembre	77,04	25,74	10,10
Diciembre	65,21	21,95	7,00
Total	1.809,34	472,74	15,71

Tabla 15. Recurso solar en Ciudad Real. Base PVGIS.

- NASA

	<i>GHI</i> <i>(kWh/m²*mes)</i>	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	74,71	4,86	2,41
Febrero	93,38	6,35	2,51
Marzo	143,24	9,54	2,59
Abril	169,04	12,20	2,62
Mayo	205,94	16,93	2,44
Junio	227,39	22,96	2,38
Julio	240,94	26,86	2,41
Agosto	211,87	26,42	2,31

Septiembre	158,46	21,53	2,25
Octubre	114,62	15,39	2,39
Noviembre	77,18	9,27	2,49
Diciembre	65,76	5,94	2,46
Total	1.782,54	14,90	2,44

Tabla 16. Recurso solar en Ciudad Real. Base NASA.

- NREL

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)
Enero	84,99	28,81
Febrero	121,14	42,39
Marzo	176,49	55,70
Abril	222,21	81,14
Mayo	280,25	91,39
Junio	316,18	87,74
Julio	335,78	69,05
Agosto	291,59	68,66

Septiembre	222,25	62,27
Octubre	157,16	45,91
Noviembre	84,42	33,01
Diciembre	66,65	25,00
Total	2.359,10	691,09

Tabla 17. Recurso solar en Almendralejo. Base NREL.

Para seleccionar la mejor base y siguiendo con el descarte de NREL:

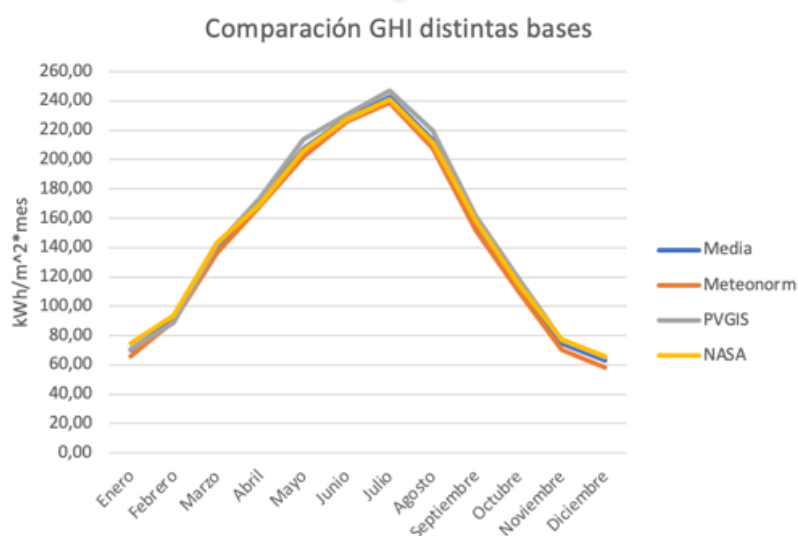


Ilustración 13. Comparación GHI en Ciudad Real según las distintas bases de radiación.

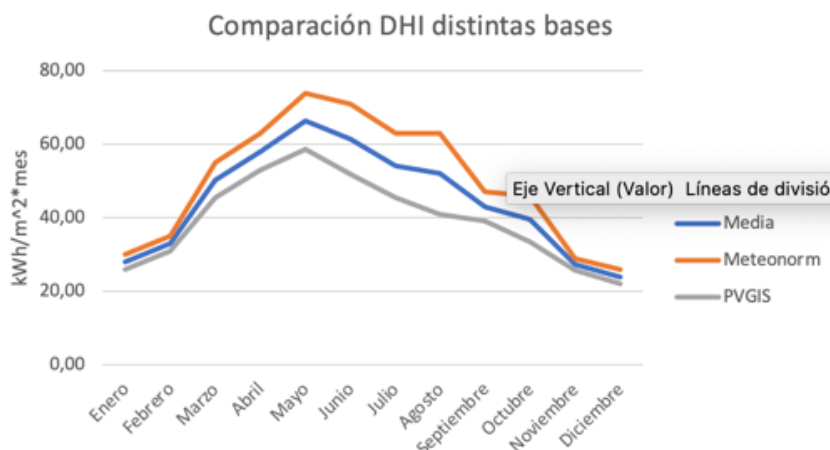


Ilustración 14. Comparación DHI en Ciudad Real según las distintas bases de radiación.

Igualmente a las comparativas anteriores, no hay ninguna diferencia clara entre las distintas bases de radiación en lo que se refiere al GHI. La comparación del DHI mantiene la tendencia de los otros emplazamientos. Por ello, se opta por, de nuevo, tomar la media.

	<i>GHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>DHI</i> (<i>kWh/m²*mes</i>)	<i>T Media (°C)</i>	<i>V viento (m/s)</i>
Enero	70,49	27,94	5,79	2,16
Febrero	90,79	33,04	7,25	2,45
Marzo	140,28	50,21	10,45	2,60
Abril	170,20	58,04	13,40	2,56
Mayo	207,30	66,33	18,08	2,37
Junio	227,95	61,43	23,89	2,39
Julio	242,35	54,25	27,47	2,35

Agosto	213,29	52,03	26,93	2,26
Septiembre	157,41	43,05	21,89	2,18
Octubre	114,51	39,70	16,23	2,19
Noviembre	74,74	27,37	9,82	2,29
Diciembre	62,99	23,98	6,58	2,23
Total	1.772,30	537,37	15,65	2,34

Tabla 18. Media recurso solar en Ciudad Real.

El emplazamiento, también de 100 hectáreas sería el siguiente:



Ilustración 15. Localización Ciudad Real.



Ilustración 16. Distancia a la subestación Ciudad Real.

2.2 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL RECURSO SOLAR

Para seleccionar la mejor localización de entre las tres, se decide compara la radiación global en plano horizontal, la difusa en plano horizontal y la temperatura media.

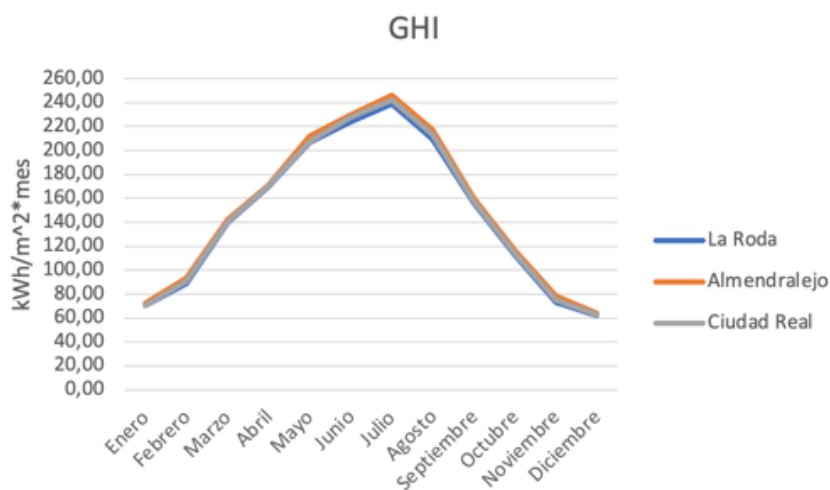


Ilustración 17. Comparación GHI en los tres distintos emplazamientos.

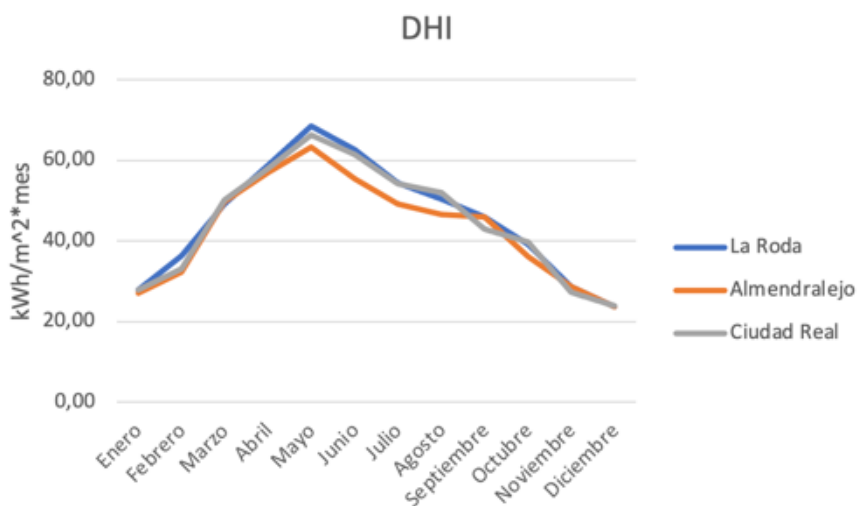


Ilustración 18. Comparación DHI en los tres distintos emplazamientos.

Analizando las figuras anteriores, apreciamos que ningún emplazamiento sobresale del resto. Si bien es cierto que Almendralejo tiene el pico máximo de radiación global en plano horizontal, este mismo emplazamiento tiene el pico mínimo de radiación difusa. Por otro lado, en la ilustración 19, durante todos los meses del año, no vemos una clara diferenciación en ninguno de los lugares.

Por otro lado, analizando la temperatura media:

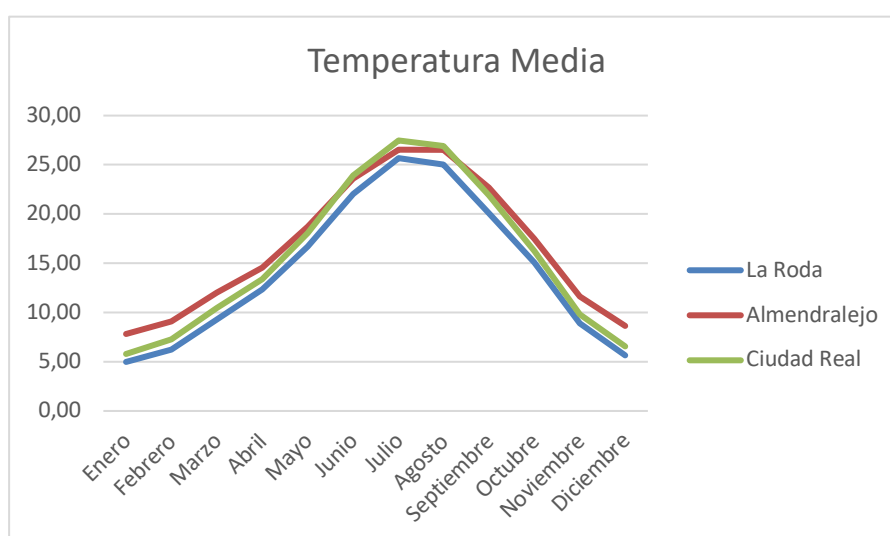


Ilustración 19. Comparación temperatura media en los tres distintos emplazamientos.

En este caso sí se puede apreciar que, en Albacete (La Roda), la temperatura es menor durante todo el año. Para que los paneles solares trabajen de manera óptima, se requerirán bajas temperaturas. Estos son fabricados para funcionar a una temperatura de 25°C. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que, habitualmente, trabajan 20°C por encima de la temperatura ambiente. Esto se puede apreciar en el apartado 4.1. Por todo ello, se decide escoger la primera localización, La Roda.

2.3 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

Si bien los motivos comparativos se han mostrado en el apartado anterior, en este se procede a dar una explicación más extensa de las características propias del sitio situado en La Roda,

municipio de la provincia de Albacete. Los principales aspectos que se tuvieron en cuenta a la hora de seleccionar la planta fueron:

1. Terreno con entre 60 y 100 hectáreas.
2. Pendiente máxima del terreno del 10%.
3. Cercanía a subestación eléctrica (menos de 20 km de distancia).
4. Localización alejada de espacios naturales protegidos.
5. Fácil accesibilidad.
6. Buen recurso solar.

Como se muestra en las figuras 7 y 8, el recinto escogido es una agrupación de parcelas de aproximadamente 100 hectáreas, con capacidad para ampliar a más si en un futuro se requiriese. Además, del punto más cercano del emplazamiento al punto más cercano de la subestación hay 5,71 km. Por otro lado, la accesibilidad al emplazamiento se puede realizar a través de la red de carreteras de Castilla-La Mancha CM-3135. La subestación cuenta con la cercanía de la carretera E-903. Esto se puede ver en las siguientes imágenes:



Ilustración 20. Área y acceso al emplazamiento en La Roda. (Fuente: Google Earth).



Ilustración 21. Distancia a subestación. (Fuente: Google Earth).

El emplazamiento también se puede apreciar en los planos 01 y 02 del documento II.

En la siguiente figura se muestra el perfil de elevación, que va desde los 710 metros hasta los 713 metros, quedándose muy por debajo del 10% de pendiente máxima.



Ilustración 22. Perfil de elevación emplazamiento La Roda. (Fuente: Google Earth)

Se demuestra que esta localización queda alejada de los espacios protegidos establecidos por la Red Natura 2000 [7] (zonas de tipo LIC, ZEC y ZEPA). Además, tampoco se recoge como espacio protegido en el Plan de Ordenación Municipal de La Roda [8].

El punto de interconexión se trata de la “Subestación de La Roda” y es propiedad de Iberdrola. Se caracteriza por tener tres puntos de posible entrada [9]: dos de 20 kV y uno de 132 kV. Todas las salidas se realizan a 132 kV, tensión normalizada de la red. Para realizar la interconexión planta-subestación seleccionaremos uno de los nudos de 20 kV, pues la subestación de la propia planta será 20/132kV, como se puede apreciar en el apartado 5.2. Actualmente, la subestación de Iberdrola no dispone de capacidad, pero podría preverse una ampliación para el futuro.



Ilustración 23. Localización de la Subestación de La Roda. (Fuente: REE).

El análisis del recurso solar se ha podido observar para cuatro diferentes bases de datos en el apartado 2.1. De la tabla 6 extraemos un óptimo resultado para la radiación global horizontal, así como muy buena radiación difusa horizontal, temperatura media y muy baja velocidad del viento. Además, la herramienta Meteonorm nos proporciona otros recursos de interesante importancia.

- Comparación GHI y DHI

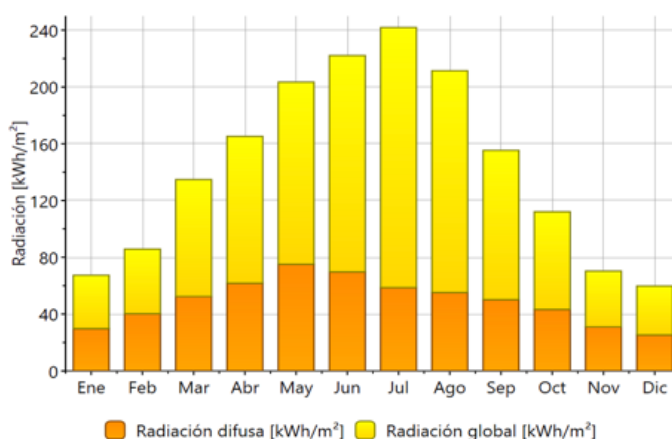


Ilustración 24. Comparación y análisis radiación difusa y radiación global. (Fuente: Meteonorm).

En la figura anterior se aprecia una comparativa entre la radiación difusa y la radiación global, además de darnos información acerca de por qué es una buena localización para nuestra planta. Podemos ver que en los meses de verano la radiación global se distancia mucho de la radiación difusa, llegando, en total, a valores entorno a los 240 kWh/m² en el mes de Julio. Sin embargo, en los meses de invierno no hay demasiada diferencia, llegando a obtener un máximo de entorno a 80 kWh/m². Esto es importante pues la planta se diseñará para obtener el óptimo a lo largo de todo el año, no solo de los meses en los que más radiación se puede aprovechar. Si bien es cierto que en invierno se pierde un tercio de la radiación total, debido a la buena localización en la que situaremos la planta, no se pierde tanto como cabría esperar.

- Duración de la radiación solar

Para obtener el máximo rendimiento de la planta se espera la obtención del máximo de horas de radiación solar sobre nuestra planta.

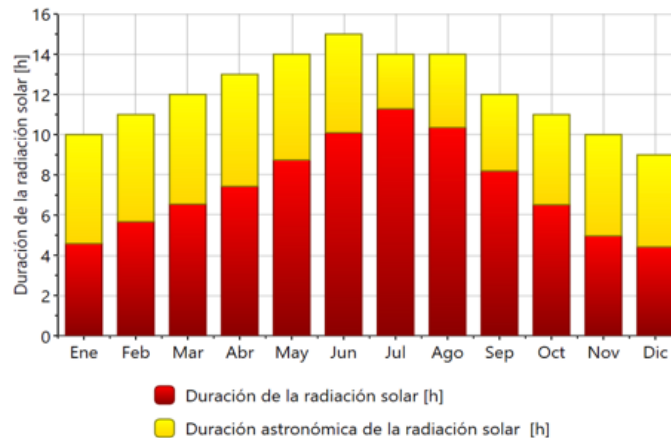


Ilustración 25. Duración de la radiación solar. (Fuente: Meteonorm).

Acorde con la figura 25, alcanzamos un máximo de aproximadamente 11 horas de sol durante el mes de julio y un mínimo de 4 horas y media durante el mes de enero.

- Temperatura

Es bien sabido que, por lo general, a mayor radiación, mayor temperatura y viceversa. Es importante analizar este parámetro pues la temperatura no siempre es buena. Es más, cuanto más baja sea, mejor trabajarán los paneles. Por ello, a la hora de seleccionar el emplazamiento en la sección 2.1 se buscó aquel lugar que la minimizara. Aun así, encontramos temperaturas muy elevadas a lo largo del año.

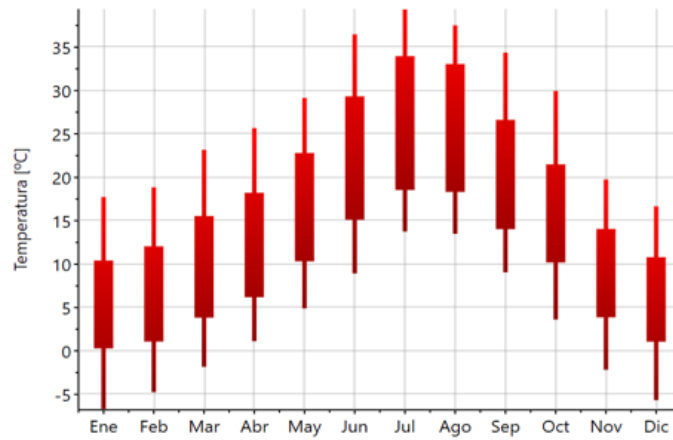


Ilustración 26. Diagrama de velas de las temperaturas anuales en La Roda. (Fuente: Meteonorm).

Se aprecian picos máximos de más de 35°C, lo que daría una temperatura al panel de casi 60°C.

CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (TECNOLOGÍAS)

A pesar de que la producción de energía mediante paneles solares pueda parecer reciente, su principio de funcionamiento data de muchos años atrás. Los paneles solares aprovechan el efecto fotoeléctrico para transformar la energía proveniente del sol en electricidad. Esto se realiza gracias a los semiconductores (principalmente silicio dopado) que, una vez excitados por la radiación solar, permiten la conducción de corriente eléctrica. El objetivo de este capítulo es introducir los recursos que hacen posible a las células solares su funcionamiento.

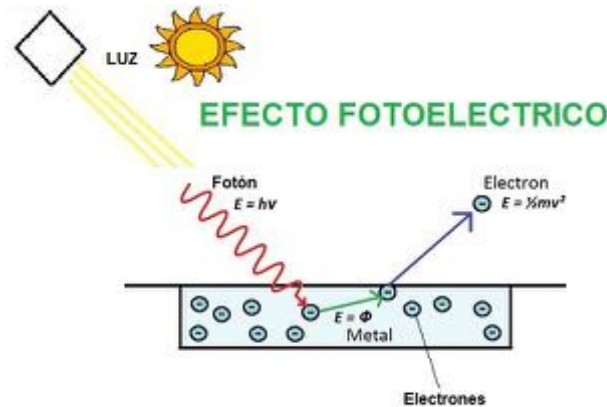
3.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La historia de la energía solar fotovoltaica se remonta hasta el año 1839, cuando el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico al darse cuenta de que cierta celda compuesta por electrodos de platino y una solución conductora producía más electricidad cuando estaba expuesta al sol. Sin embargo, no fue capaz de explicar su funcionamiento. Años más tarde, en 1873, el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith halló la capacidad del selenio de ser fotoconductor. Posteriormente, en 1883, debido a este descubrimiento, Charles Fritts construyó la primera celda solar, queriendo terminar con las centrales de carbón, pero constaba solamente con una eficiencia de menos del 1%. Gracias a estos descubrimientos, más investigadores trataron de saber más acerca del selenio. Fue usado para otras aplicaciones similares, pero nunca llegó a tener gran relevancia [10]. No sería hasta 1905, cuando Albert Einstein publicó un ensayo sobre el efecto fotoeléctrico y el transporte de energía mediante la luz, que la energía solar fotovoltaica se daría a conocer. Este hecho fue de vital importancia, llegando a darle el premio Nobel de física en 1921 por “sus aportaciones en física teórica y, especialmente, por el descubrimiento de la ley del efecto fotoeléctrico”. El siguiente hallazgo relevante se dio en 1940 gracias a Russell Ohl, investigador en los Laboratorios Bell Telephone. Ohl se dio cuenta de que el silicio expuesto al sol generaba una corriente eléctrica. Esto marca el inicio de las plantas solares que conocemos hoy en día pues el mismo Russell descubrió la unión p-n y el efecto fotovoltaico

en el silicio [11]. La primera célula solar se daría trece años más tarde y sería creada por un grupo de científicos trabajando en los Laboratorios Bell. Estas primeras celdas alcanzaban solamente un rendimiento del 4%, que después crecería hasta el 11% permitiendo energizar un dispositivo por primera vez en la historia mediante esta tecnología. En 1960, Hoffman Electronics alcanzó una eficiencia del 14%, llevando a los paneles solares al programa espacial. Sin embargo, por aquel entonces, las celdas costaban alrededor de 100\$ por vatio. Gracias a la investigación del Dr. Elliot Berman a finales de los años 70, el costo se redujo a 20\$ por vatio. Otro avance histórico se produjo en 1977, cuando Jimmy Carter instaló 32 paneles solares en la Casa Blanca para calentar agua. Desde los años 80, el precio de los paneles se ha visto disminuido en un 10% anual. Actualmente, nos encontramos con una eficiencia promedio de entre el 15 y el 18% (juntando todas las tecnologías) y un precio de entorno 1\$ por vatio.

3.2 EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico es el principal motivo por el que los paneles solares producen electricidad. Este efecto hace referencia a la emisión de los electrones de la superficie de un metal cuando este recibe una radiación electromagnética (luz). A finales del siglo XIX se descubrió que los electrones eran expulsados cuando incidía sobre un metal luz de elevada frecuencia, esto es, normalmente, cuando sobre ellos incide luz ultravioleta. Einstein, el gran artífice de este descubrimiento, asumió que la energía proveniente de la luz se separaba en “paquetes” denominados fotones. Estos fotones estaban asociados a una energía proporcional a la frecuencia en base a la ecuación $E = hf$, siendo h la constante de Planck. Por lo tanto, los electrones expulsados serían proporcionales a la intensidad de luz incidente. Se interpreta entonces el efecto fotoeléctrico como la energía cinética que ganan los electrones cuando son excitados por un haz de luz. Esto funcionará únicamente si la energía incidente es mayor que el trabajo necesario que debe hacer el electrón para escapar de las fuerzas de atracción del material [12].



Efecto Fotoeléctrico = Emisión de los electrones de un metal cuando incide sobre el metal una luz

Ilustración 27. Interpretación del efecto fotoeléctrico sobre un metal [13].

Este efecto es primordial en las celdas fotovoltaicas. Como se verá más adelante, las células están formadas por materiales semiconductores, principalmente silicio, dopado con elementos del grupo III y V de la tabla periódica. Estas células están formadas por uniones del tipo P-N, las P contienen huecos y las N exceso de electrones. Al incidir la radiación proveniente del sol en la placa solar, los electrones saltan de la capa de valencia a la de conducción debido a la baja diferencia de energía entre ellas. Esto solo sucede si se supera la energía de enlace, que es la energía mínima para generar un electrón-hueco que posibilite la generación de corriente eléctrica. Cuando esto sucede, en las placas solares se da lugar el efecto fotovoltaico que, no es más que el efecto fotoeléctrico al que se le añade una diferencia de potencial que produce electricidad. Este efecto solo se producirá si se cumple la siguiente ecuación:

$$E_{\text{Fotón}} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g$$

Ecuación 1. Energía de un fotón. (Fuente: Alonso Alonso)

Con h constante de Planck, c la velocidad de la luz, λ la longitud de onda y E_g la energía del gap.

En el caso del silicio la energía de gap es 1,12 eV, que equivale a la energía de un fotón con longitud de onda igual a 1,1 μm . Longitudes de onda mayores a la previamente mencionada

se pierden. De las menores o iguales a 1,1, solo se aprovecha la que aporta 1,12 eV. Por lo tanto, del espectro infrarrojo se pierde aproximadamente toda la energía y del ultravioleta y visible solo se aprovecha la mitad [14].

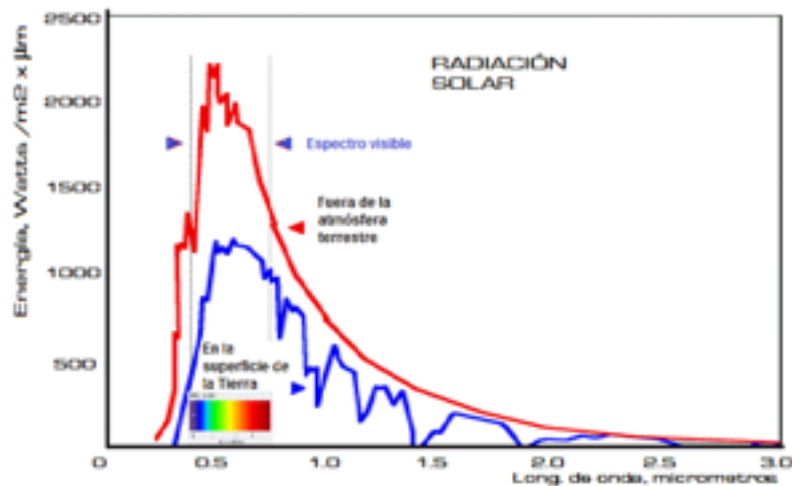


Ilustración 28. Energía solar con respecto a la longitud de onda. [15].

3.3 EL RECURSO SOLAR

La energía del sol es la energía primaria para los seres humanos pues sin ella no existiríamos. El sol nos proporciona luz y calor, posibilitando la vida desde hace millones de años. Este gran astro es la estrella más cercana a la Tierra y es el culpable de mantener unido el Sistema Solar. Es un cuerpo gigantesco de 1,4 millones de kilómetros de diámetro, relleno de gases calientes, alcanzando los 15,5 millones de grados centígrados en el núcleo. Es ahí donde se producen las reacciones de fusión en las que el principal compuesto del sol, el hidrógeno, se convierte en helio desprendiendo una cantidad inmensa de energía. Esta energía se irradia en todas las direcciones en forma de ondas electromagnéticas (luz) siendo 120.000 terawatios la potencia que llega a la superficie terrestre [16], 20.000 veces superior a la que necesita el planeta.

Las plantas fotovoltaicas funcionan gracias a esta energía proveniente del sol. La radiación solar incide sobre ellas, provocando que estas generen electricidad gracias al efecto fotoeléctrico previamente analizado.

3.3.1 LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar hace referencia específicamente a la energía proveniente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Esta energía se emite en forma de onda corta y, por lo tanto, de alta energía, quedando debilitada en su paso por la atmósfera terrestre debido a los procesos de absorción (por parte de moléculas de gases), reflexión, atenuación y difusión. Se mide en la Constante Solar K, quedando definida como la cantidad de energía solar (W/m^2) que incide sobre la perpendicular de la atmósfera a una distancia de 1 Unidad Astronómica. Su valor, que varía con la distancia entre el Sol y la Tierra, depende del laboratorio de medida, siendo su valor medio de 1370 W/m^2 . Este valor corresponde con el medido a su llegada a la atmósfera. Sin embargo, el valor real que alcanza la superficie terrestre es de entorno a 1 kW/m^2 . Para obtener dichos valores, se utiliza un sensor de radiación o piranómetro, que se ha de situar en una superficie horizontal, estando situado al sur en el hemisferio norte y al norte en el hemisferio sur.

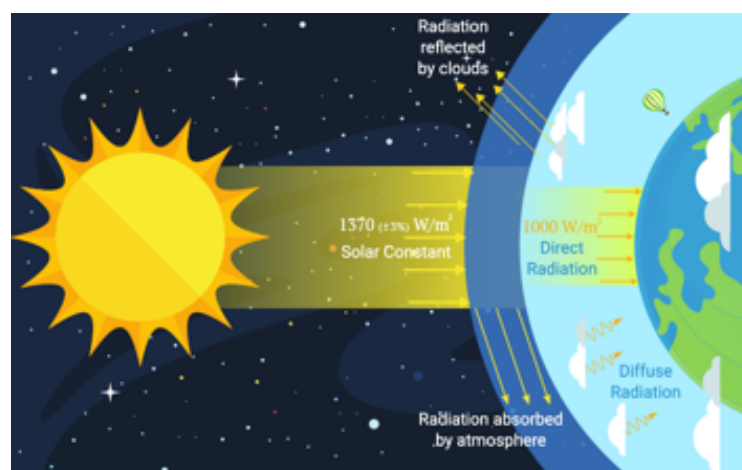


Ilustración 29. Radiación solar y constante solar en la atmósfera y superficie terrestre. (Fuente: Solar Mazd [17]).

La radiación solar es de diversos tipos según cómo alcanza la superficie terrestre:

- Radiación solar directa (G_{sD})

La radiación solar directa es la parte de la radiación que alcanza la superficie terrestre sin ser dispersada ni absorbida por la atmósfera. Es el tipo de radiación más importante para la energía solar fotovoltaica.

- Radiación solar difusa (G_{sd})

La radiación solar difusa es la que llega a la superficie de manera atenuada, esto es, alcanza la superficie terrestre tras haber sido dispersada en la atmósfera debido a moléculas de aire y otras partículas como polvo o gotas de agua. Se propaga de manera uniforme en todas las direcciones.

Por lo tanto, la radiación total que incide sobre una superficie viene dada por la siguiente ecuación:

$$G_s = G_{sD} \cos \alpha + G_{sd}$$

Ecuación 2. Radiación sobre una superficie.

Siendo α el ángulo que forman los rayos con la superficie. Para que la radiación fuera máxima el ángulo debería ser 0° , esto es, que la radiación incidiera perpendicularmente. Por este motivo las regiones cercanas al ecuador reciben más energía que las cercanas a los polos

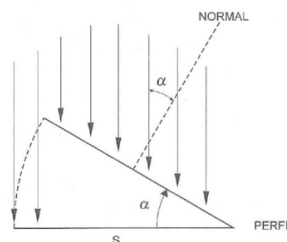


Figura 24. Radiación sobre plano inclinado (Fuente: Alonso Alonso).

- Radiación solar reflejada

Es la porción de radiación reflejada por la propia superficie terrestre. Este fenómeno se conoce como albedo.

Todas estas radiaciones inciden sobre la célula fotovoltaica excitándola y produciendo energía.

3.3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Como se ha mencionado en el apartado anterior, queremos que los rayos de sol incidentes sobre el globo terrestres sean lo más perpendiculares posible para que la radiación solar directa y difusa sean máximas. Por ello, es de vital importancia tanto cómo se sitúan los paneles solares como dónde nos encontramos en la Tierra, esto es, a qué latitud. En el ecuador es donde más perpendicularmente inciden los rayos solares y, por tanto, donde más se puede optimizar la energía solar. Esta región se denomina “Sunbelt”.

Para optimizar la radiación captada por los paneles solares se ha de tener en cuenta dos ángulos fundamentales: Orientación (α) e inclinación (β).

- Orientación (α)

La orientación se define como el ángulo entre la normal a la superficie y el sur geográfico.

- Inclinación (β)

La inclinación se define como el ángulo de elevación del panel con respecto a la superficie en la que se instala.

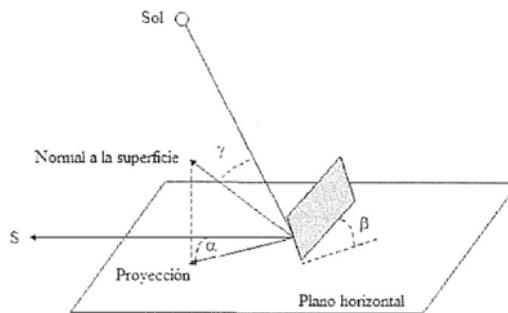


Ilustración 30. Ángulos paneles solares (Fuente: Alonso Alonso).

En nuestro caso, al situarse España en el hemisferio norte, los paneles deben estar orientados (α) hacia el sur geográfico. En cuanto a la inclinación, se debe respetar que el ángulo de incidencia sea 0° (perpendicular) durante el mayor tiempo posible a lo largo de todo el año.

Sin embargo, no hay una posición fija que sea óptima pues el sol varía su altura y, por tanto, el ángulo de incidencia de los rayos, a lo largo de todo el año, siendo el solsticio de verano el día de mayor altura y el de invierno el de menor. Esto significa que en verano la inclinación debe ser mínima pues a más altura, más perpendicularidad de los rayos. En invierno los paneles deberían de estar más verticales. Podemos calcular la altura máxima y mínima del sol según las siguientes ecuaciones [18]:

$$H_{\text{máx}} = 90^\circ + 23^\circ - \text{latitud}$$

$$H_{\text{mín}} = 90^\circ - 23^\circ - \text{latitud}$$

Por lo tanto, para nuestra ubicación en La Roda, donde la latitud es aproximadamente $39,15^\circ$, en verano la inclinación debería ser $90^\circ - H_{\text{máx}} = 90 - (90 + 23 - 39,15) = 16,15^\circ$ como mínimo, siendo la latitud el máximo. En invierno, la inclinación sería $90^\circ - H_{\text{mín}} = 90 - (90 - 23 - 39,15) = 62,15^\circ$ como máximo, siendo la latitud el mínimo. Como queremos aprovechar la radiación solar durante todo el año, se hará uso de seguidores que varíen el ángulo de los paneles según varía el del sol. Sin embargo, si esto no fuera posible, un buen ángulo sería la latitud donde se sitúa el panel (siendo habitualmente esta la posición final). La inclinación óptima vendrá determinada por el programa PVsyst.

3.4 SEMICONDUCTORES

Las células fotovoltaicas están compuestas por materiales semiconductores, que permiten el efecto fotovoltaico transformando la energía proveniente del sol en electricidad. Un material semiconductor se sitúa entre los conductores y los aislantes pues, según distintos factores como la radiación, el campo magnético, la presión, entre otros, actúan como un conductor de la electricidad o no. Son elementos del grupo IV de la tabla periódica, siendo el Silicio el más común y usado en la actualidad. Para que surja la conducción de la electricidad por parte de los semiconductores, estos deben ser excitados para saltar de la banda de valencia a la banda de conducción, generando pares electrón-hueco que permiten el paso de corriente. La excitación necesaria para que se produzca el salto de electrones dependerá de cada semiconductor, variando el rango de energía necesaria entre los 0,5 y 5 eV. En el caso de los conductores esta diferencia es de 0 eV y en el de los aislantes es de más de 5 eV. Esta energía se denomina energía de banda. Sin embargo, los elementos del grupo IV, denominados elementales (o intrínsecos) por si solos producen una diferencia de potencial ínfima y difícilmente aprovechable. Es por ello que a estos semiconductores se les añaden otros elementos, esto es, se les dopa, para mejorar su rendimiento. A estos semiconductores se les conoce como extrínsecos. En el caso de la tecnología fotovoltaica, se les dopa para aumentar las corrientes producidas. Los dopantes pueden ser de dos tipos: donadores (tipo n), si constan de cinco electrones en su última capa (elementos del grupo V), dando electrones al semiconductor, o aceptadores (tipo p), si constan de tres electrones en su última capa (elementos del grupo III), aceptando electrones del semiconductor. En las células solares actuales se produce la unión tipo P-N. Se colocan semiconductores tipo N junto con semiconductores del tipo P. El exceso de electrones del tipo N tiende a irse al exceso de huecos del tipo P, haciendo que el tipo N se cargue positivamente y el P de manera negativa, formando una diferencia de potencial.

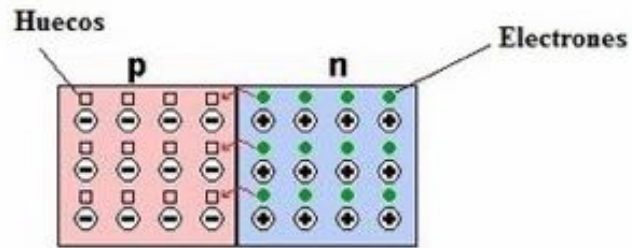


Ilustración 31. Unión P-N [19].

La mayor parte de las células fotovoltaicas de hoy en día funciona con silicio como semiconductor siendo el boro el dopante tipo P y el fósforo el dopante tipo N.

CAPÍTULO 4. FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Es importante conocer en detalle el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica para extraer su máximo rendimiento. Además, es necesario conocer las distintas partes de las que consta una planta solar fotovoltaica como la que construiremos. Por ello, en este capítulo se desarrollan el funcionamiento y los componentes de las plantas solares fotovoltaicas.

4.1 CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

La célula o celda solar fotovoltaica es el dispositivo semiconductor causante de transformar la energía proveniente del sol en electricidad mediante el previamente mencionado efecto fotovoltaico. Al conectar una carga, se aprovecha la diferencia de potencial producida haciendo que por esta circule una corriente. Se tratan de fotodiodos que funcionan como generadores. Sin embargo, precisamente por ser diodos, el rango máximo de voltaje que alcanzan es de entorno 0,6 V. Es por ello por lo que las células se conectan en serie y paralelo para aumentar tanto la corriente como el voltaje y entregar una mayor potencia, formando módulos o paneles fotovoltaicos. La principal característica de las células fotovoltaicas es la curva I-V, que representa la relación entre la corriente y la tensión entregadas. Esta curva cambia en función de la temperatura y de la radiación recibida. Cuanto menor sea la temperatura, mayor será el voltaje de salida, manteniéndose la intensidad prácticamente invariable. Por otro lado, cuanto mayor sea la radiación, mayor será la intensidad de salida, manteniéndose el voltaje prácticamente invariable.

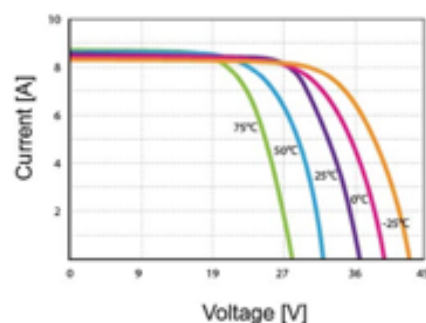
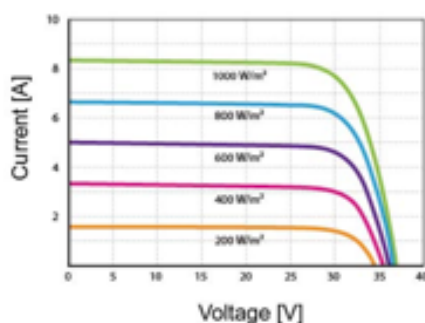


Ilustración 32. Curva I-V. Variación de las curvas con respecto a radiación y temperatura. (fuente: autosolar)

Es precisamente por esta relación de la curva I-V con la temperatura que se ha seleccionado el emplazamiento donde la temperatura es menor.

Las células solares disponen de características eléctricas indispensables a la hora de realizar los cálculos. Estos parámetros se pueden extraer de las hojas de características propias de los módulos solares y son los siguientes:

- Intensidad de cortocircuito (I_{sc})

Es la intensidad máxima que se puede obtener en un módulo fotovoltaico. Se produce cuando la tensión de salida es 0 V.

- Tensión en circuito abierto (V_{oc})

Es la tensión máxima obtenida. Se da cuando no hay paso de corriente, esto es, para una intensidad de 0 A.

- Tensión nominal (V_n)

Es la tensión a la que trabaja el módulo. Los paneles actuales trabajan en 12, 24, 48 o 72 voltios.

- Potencia máxima (P_M)

Es el valor máximo de potencia que se puede obtener como producto de la corriente por la tensión. En las plantas solares fotovoltaicas conectadas a la red esta potencia adquiere el nombre de potencia pico. Es el punto donde se querrá trabajar siempre y, como se verá posteriormente, se hará uso de seguidores e inversores que permitirán alcanzar dicho punto.

- Tensión máxima (V_M ó V_{mp})

Corresponde a la tensión necesaria para obtener el funcionamiento máximo de potencia.

- Corriente máxima (I_M ó I_{mp})

Es el valor de corriente que como resultado nos daría la potencia máxima.

- Eficiencia del módulo (η)

Es el cociente entre la potencia producida por el panel y la irradiación incidente sobre este en condiciones estándar de medida (CEM).

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M * I_M}{G * A_c}$$

Ecuación 3. Eficiencia de un módulo fotovoltaico.

Siendo G la irradiancia en condiciones C (1000 W/m^2) y A_c el área de captación de la célula en m^2 .

- Factor de forma

Se define como la relación entre la tensión y corriente máximas con la tensión en circuito abierto y la corriente de cortocircuito.

$$F_F = \frac{V_M I_M}{V_{OC} I_{SC}}$$

Ecuación 4. Factor de forma en módulos fotovoltaicos.

En la siguiente figura se muestran las características más significativas:

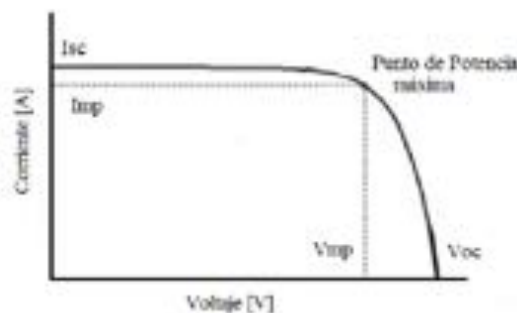


Ilustración 33. Curva I-V. Principales características eléctricas de un módulo fotovoltaico.

4.2 PANELES SOLARES

Las células fotovoltaicas por si solas son capaces de entregar muy poca potencia (1-2W). Por ello, dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario la asociación de las celdas fotovoltaicas, normalmente en serie, pero también en paralelo, para adecuarse a los niveles de tensión e intensidad requeridos para cierta potencia. La asociación de células es lo que se conoce como panel o módulo solar. Las células se asocian en serie para aumentar el nivel de tensión manteniendo la intensidad constante. Por otro lado, conectándolas en paralelo lo que se aumenta es la intensidad, manteniendo el mismo voltaje.

Del mismo modo, los módulos solares se conectan en serie o paralelo para dar lugar a generadores fotovoltaicos. Por norma general, la interconexión de los módulos deberá ser entre paneles de mismas características y, si fuera posible, del mismo fabricante.

Tanto paneles como generadores tienen las mismas características que las células solares.

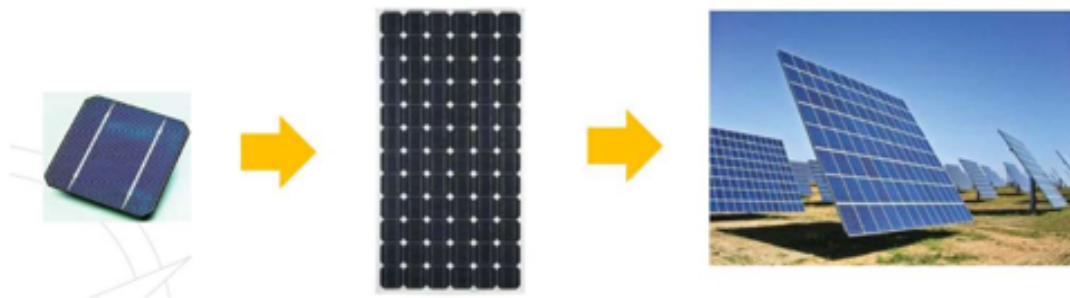


Figura 28. Célula fotovoltaica, panel solar y generador fotovoltaico. (Fuente: Alonso Alonso).

Mediante este proceso podemos alcanzar tensiones de entre 600 y 1000 V, solucionando el problema de la poca potencia. Sin embargo, a esta solución se le aparece un problema cuando ciertos paneles están siendo irradiados y otros, por el contrario, se encuentran en un periodo de sombra. En este caso el voltaje obtenido sería muy elevado y negativo (intersección entre curva I-V con sombra y curva I-V sin sombra), tomando mucha energía y haciendo que los paneles se quemaran. Para evitar este problema, se añade un diodo “Bypass”. Estos se añaden cada 10-12 celdas. Realizando esto, no obstante, se vuelve al problema inicial de obtener poco voltaje de salida y, por lo tanto, poca potencia. Por ello, la solución final es conectar

paneles de entre 12 y 72 V, colocando diodos bypass y conectando posteriormente a un inversor que eleve la tensión de salida y los haga trabajar en el punto de máxima potencia.

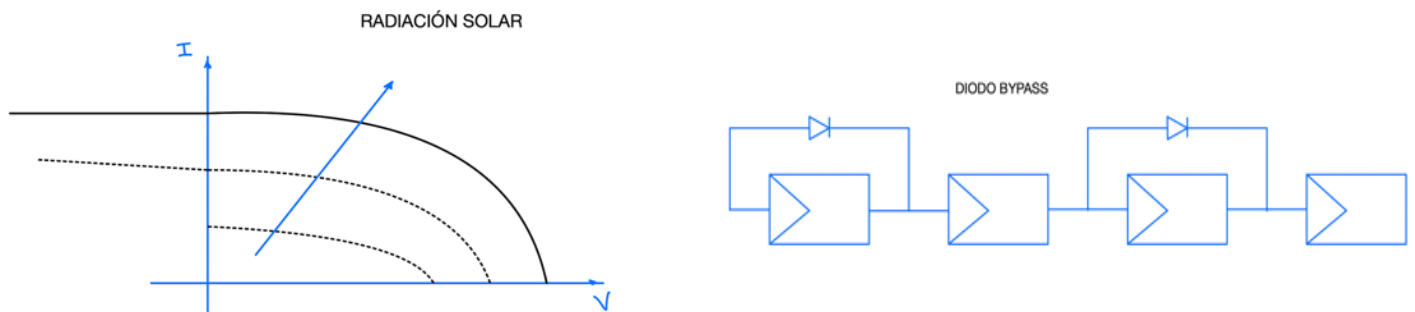


Ilustración 34. Problemas y solución panel solar. (Fuente: Propia).

4.3 TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

Las placas solares están compuestas por distintos tipos de semiconductores. Aunque actualmente la mayoría de la producción mundial (hasta un 90%) se basa en la tecnología del Silicio cristalino, la investigación sigue siendo exhaustiva para encontrar la mejor relación entre eficiencia y coste.

- Silicio

Como ya se ha comentado, el silicio (dopado) es el principal elemento utilizado a la hora de fabricar plantas solares fotovoltaicas. En base al coste y eficiencia que queramos conseguir, este puede verse en tres formas diferentes: monocristalino, policristalino y amorfo. Estas tres tecnologías se diferencian en la pureza y cristalinidad del silicio, siendo el monocristalino el más ordenado atómicamente y el amorfo el menos ordenado.

La tecnología de silicio monocristalino es la tecnología industrial usada que alcanza un rendimiento más alto. Este es de entorno al 20%. Su coste es el más elevado de las tres formas en las que se fabrica actualmente. Con el silicio policristalino se obtiene una eficiencia menor, de entre el 12 y el 14%, evidentemente abaratándose el coste. En cuanto

al silicio amorfo, el rendimiento es más bajo, alcanzando máximos del 8% y perdiéndolo con el tiempo [20]. Sin embargo, también se le conoce como tecnología de lámina delgada pues disminuye en gran cantidad el consumo de silicio.



Ilustración 35. Tipos de paneles solares de silicio.

- Células solares multiunión

Esta tecnología está en proceso de desarrollo y se conoce por ser la que mayor rendimiento ha llegado a ofrecer. Estas células han alcanzado un rendimiento máximo del 47,1%, sin embargo, su coste es muy elevado y por ello simplemente se ha alcanzado en el laboratorio, sin ser producidas industrialmente. Su tecnología se basa en el tándem de varias uniones (junctions) p-n. En concreto, la mayor eficiencia se alcanzó con tres uniones p-n. Tradicionalmente y, en los paneles actuales, solo se fabrican con una unión. Además, en estas células solares de unión múltiple no se trabaja con silicio sino con otros materiales como el fosfuro de galio e indio, el arseniuro de indio y galio, y el germanio, para así responder a diferentes longitudes de onda [21].

- Células de Perovskita

La perovskita es un revolucionario material compuesto en el que el hidrógeno, el carbono y otros tipos de materiales orgánicos se unen a un metal y a un halógeno, dando lugar a una estructura cristalina similar a la del diamante y propia de los materiales piezoeléctricos. Es un material de fácil accesibilidad, de alta eficiencia, buena flexibilidad, bajo coste de extracción, nulo en emisiones... tiene además excelentes propiedades óptimas, eléctricas y magnéticas, convirtiendo al material en un muy buen semiconductor. Se han logrado alcanzar eficiencias en laboratorio de hasta el 25,7%, aumentando hasta el 29,8% si se junta con el silicio. Es por ello por lo que se prevé en los próximos años como una gran alternativa

al silicio. Sin embargo, tiene un gran inconveniente: su inestabilidad. Este material, más allá de durar entre 20 y 30 años como los paneles actuales, se degrada antes y dura menos [22].

4.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte son altamente importantes en las instalaciones de plantas solares fotovoltaicas de gran potencia. Esto se debe a sus dos principales funciones. La primera es fijar y sujetar correctamente la planta, para que esta soporte cualquier condición climatológica extrema y además sea estable y duradera durante la vida útil de la planta. Para ello, normalmente se fabrica el soporte en acero galvanizado en caliente y las sujeciones en acero inoxidable. La segunda es darle la posibilidad de cambiar de orientación y/o inclinación para aprovechar al máximo radiación solar. Las estructuras solamente capaces de soportar la planta se denominan estructuras fijas. Aquellas capaces de seguir al sol se denominan estructuras móviles. A continuación, se detallan ambas estructuras:

- Estructuras de soporte fijas

Es la opción más austera pero más económica. Antes de emplazarlas, se ha de tener en cuenta la orientación e inclinación óptimas. La orientación óptima será al sur si nos encontramos en el hemisferio norte y al norte si nos encontramos en el hemisferio sur. Si tomamos La Roda como ejemplo, la orientación deberá ser el sur geográfico. En el apartado 3.3.2 se comentan las inclinaciones óptimas. En instalaciones de gran potencia se ha de prestar especial atención a no producir sombras entre las hileras de módulos.

- Estructuras de soporte móviles

El objetivo de estas estructuras es el de maximizar la radiación solar incidente durante todo el día y durante todas las estaciones del año, intentando que los paneles estén siempre a 90° con respecto al sol. Debido a este objetivo, estas estructuras reciben el nombre de seguidores. Existen dos sistemas de seguimiento solar: a un eje o a dos ejes.

- Seguimiento a un eje

Con estos seguidores se consigue ser el azimut del sol o la altura, pero no ambas funciones. Normalmente se busca mover el panel de este a oeste, desde su salida hasta su puesta. Son los más económicos de entre los seguidores, pero consiguen aumentar el rendimiento entre un 15 y un 35%. Existen los seguidores de eje horizontal (E-O), polar y vertical (N-S).

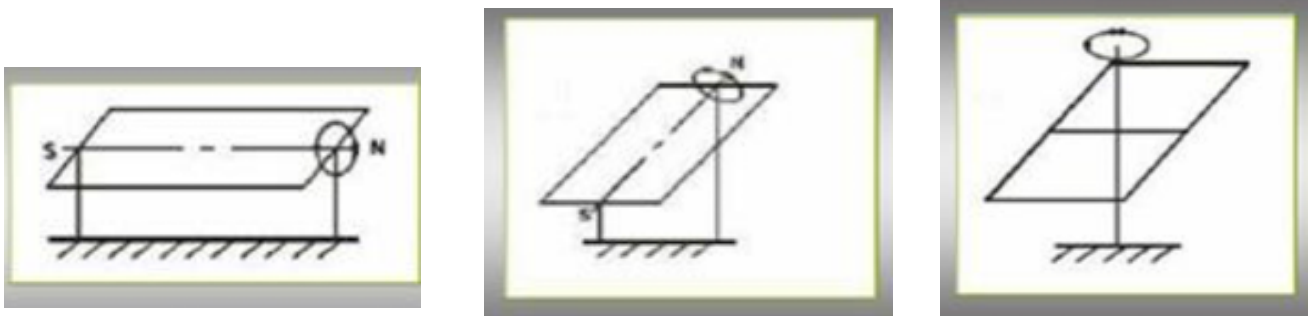


Ilustración 36. Seguidores a un eje. Horizontal, polar y vertical. (Fuente: Alonso Alonso)

- Seguimiento a dos ejes

Con estos seguidores se obtiene el seguimiento norte-sur y este-oeste. Son los menos económicos, pero permiten la mayor generación de energía. La ganancia en rendimiento se sitúa entre el 35 y 40%.

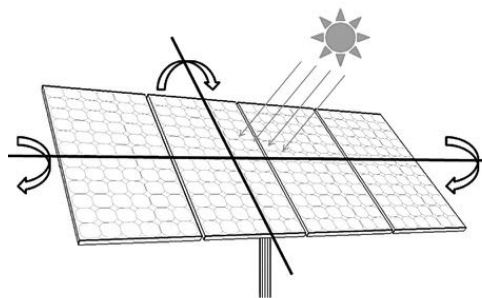


Ilustración 37. Seguidores a dos ejes. (Fuente: mipanelsolar.com)

4.5 INVERSORES

Los inversores son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua en alterna. Los generadores fotovoltaicos generan corriente en continua, por lo que el inversor se usa para transformarla en alterna y poder conectar los paneles con la red. Se ha de tener en cuenta la cantidad de armónicos que se vierten a la red, teniendo que ser estos de orden mínimo para obtener una onda lo más sinusoidal posible. Para ayudar en este efecto se añaden inductancias a la salida del inversor.

Además de la poca tensión producida por las celdas solares, estas tienen un segundo inconveniente. Este es que, dependiendo de la condición de trabajo, se obtendrá diferente potencia. Por ello, habrá que ajustar la carga para obtener la máxima potencia. Se usará el inversor para obtener una carga equivalente.

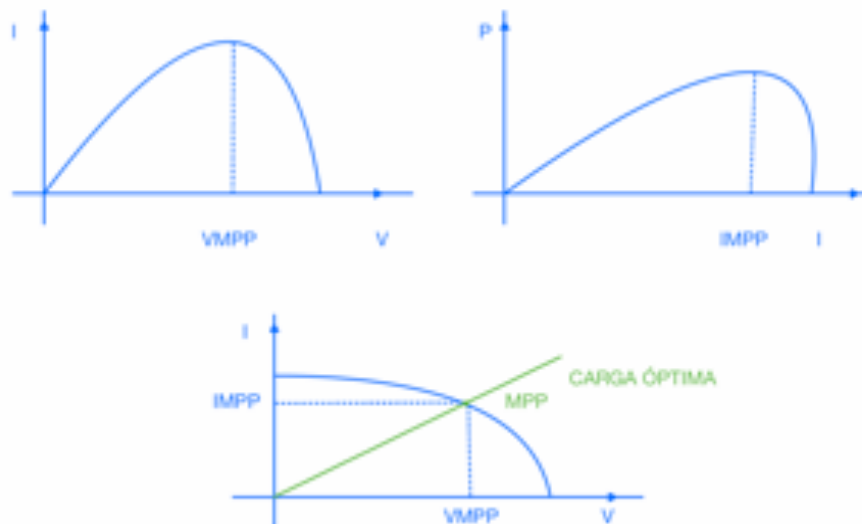


Ilustración 38. Gráficas P-V, P-I, I-V. Punto de máxima potencia. (Fuente: propia).

Esto se realiza mediante distintos algoritmos que nos permiten trabajar siempre en el punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP). Los algoritmos se denominan seguidores del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, MPPT). Se pueden tener algoritmos muy diversos que cumplan esta función, pero se dividen en cuatro

familias principales: Basados en el modelo, Perturbar y Observar (P&O), conductancia incremental y Voltaje en circuito abierto o corriente de cortocircuito. Los más usados son los algoritmos P&O y conductancia incremental. Normalmente estos programas se implementan en un convertidor (CC-CC) que está conectado al inversor.

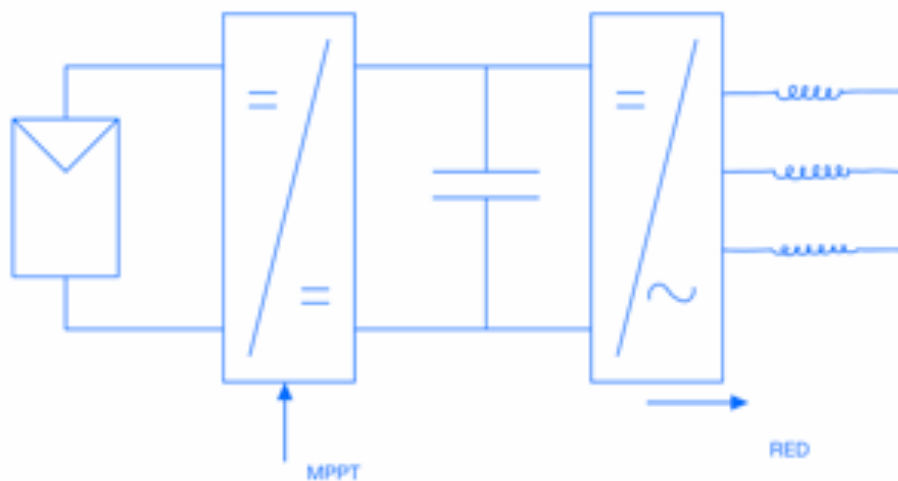


Ilustración 39. Conexión panel solar a red mediante convertidor e inversor. (Fuente:propia)

Además, los inversores se pueden clasificar en dos grupos en función de su potencia:

- Inversores centrales

Son inversores de gran potencia utilizados para grandes plantas. Todos los paneles van conectados a un solo inversor de este tipo.

- Inversores string

Su potencia es menor que la de los anteriores. Se utilizan en proyectos más reducidos. Cada string de paneles solares va conectado a un inversor de este tipo.

4.6 TRANSFORMADORES

La planta a diseñar irá conectada a la red. Esto implica que será necesario elevar la tensión de baja (salida de la planta) a media tensión para conectar en la subestación. Para ello se hará

uso de transformadores de potencia. En nuestro caso será necesario elevar de baja (630-690 V) a alta tensión (132 kV). Si se quisiera, actualmente se pueden juntar los inversores con los transformadores formando estaciones de potencia (power stations).

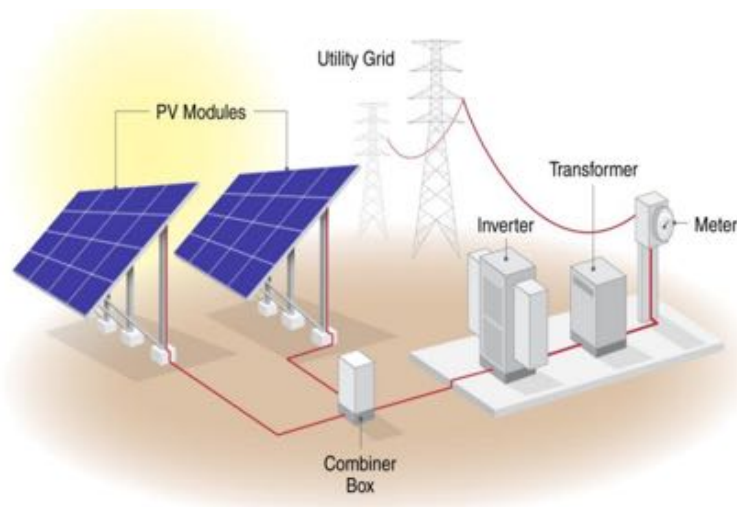


Ilustración 40. Esquema general planta fotovoltaica. (Fuente: NREL).

CAPÍTULO 5. EQUIPOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Cuando se diseña una planta fotovoltaica, uno de los principales objetivos es el de buscar la mejor relación entre unos buenos equipos que nos den el rendimiento requerido y un precio razonable. Es por ello por lo que el presente capítulo busca realizar diferentes simulaciones con el programa PVsyst para encontrar aquellos paneles, inversores y seguidores que nos optimicen el funcionamiento de la planta teniendo en cuenta el coste de estos.

Este software está desarrollado por la universidad de Ginebra y es un programa de referencia utilizado en el sector para optimizar plantas fotovoltaicas y estimar la energía eléctrica producida.

Previamente a la simulación, se ha de seleccionar los diferentes paneles e inversores con los que se harán distintas simulaciones tratando de buscar la mejor opción. En cuanto a los módulos, se analizarán paneles de las empresas Canadian Solar, JA Solar y Longi. En relación a los inversores, se estudiarán aquellos de las empresas Power Electronics, SMA e Ingeteam. Todas estas empresas son líderes en el sector, por lo que encontraremos productos y precios muy competitivos. Además, se analizarán dos tipos de seguidores, 2V o 1V en función de si soportan uno o dos paneles en vertical de las compañías Soltec y PVH respectivamente.

5.1 EQUIPOS Y OPTIMIZACIÓN

Se parte de los siguientes equipos:

- **Paneles**

PANEL	CS6Y-550MB-AG	JAM72D30-550/MB	LR5-72 HBD 545 M
Fabricante	Canadian Solar	JA Solar	Longi
Potencia Nominal (Wp)	550,00	550,00	545,00

Voc	52,40	49,90	50,30
Isc	13,41	14,00	13,92
Vmpp	43,60	41,96	41,80
Impp	12,62	13,11	13,04
Pmpp	550,70	550,60	543,30
Eficiencia (%)	21,40	21,20	21,30
Tecnología	Silicio Monocristalino	Silicio Monocristalino	Silicio Monocristalino
Módulo	Bifacial (70%)	Bifacial (70%)	Bifacial (70%)
Celdas Serie	78,00	72,00	72,00

Tabla 19. Datos técnicos de los paneles seleccionados

Se ha optado por estos paneles pues son de similares características y están a la orden del día en cuanto a tecnología y potencia se refiere. Además, el rendimiento es prácticamente idéntico. El precio del panel de Canadian Solar es de 0.3\$/Wp, el de JA Solar de 0.25\$/Wp y el de Longi es de 0.22\$. Se ha de mencionar que estos precios cambian según proveedores y oscilan en un rango de precios de entre 0.2\$/Wp y 0.3\$/Wp. Todos ellos parten de la base de la misma tecnología: Bifacialidad y Silicio Monocristalino.

- Inversores**

INVERSOR	FS3670k	Sunny Central 3000-EV	Ingencon SUN 3600TL
Fabricante	Power Electronics	SMA	Ingecon
Potencia de salida AC (KW) 40°/50°	3800 / 3670	3000 / 2700	3227 / 2876

V MPP Mínimo (CC)	976,00	956,00	977,00
V MPP Máximo (CC)	1.500,00	1.425,00	1.300,00
Voltaje de Operación de la Red (V)	690,00	655,00	690,00
Eficiencia (EURO)	98,65	98,57	98,54
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60	50/60

Tabla 20. Datos técnicos de los inversores seleccionados.

Del mismo modo que con los paneles, con los inversores se ha procedido de la misma manera. Debido al tamaño de la planta se usarán inversores centrales. Los inversores seleccionados son de lo más actual del mercado, de los mejores fabricantes y con una potencia razonable para una planta de gran potencia. Se han seleccionado tres marcas punteras en el sector, todas ellas con una eficiencia similar, válidos para la frecuencia española, pero con un voltaje de salida a red diferente entre SMA y los otros dos fabricantes. Esto se debe a que posteriormente se deberá elegir el transformador o Powerstation que encaje con este voltaje de salida. Por ello era más razonable no focalizarse solamente en un voltaje de salida sino en más de uno.

- **Seguidores**

Seguidor	SF8	Axone Duo
Fabricante	Soltec	PVH
Eje	Single-Axis (N-S)	Single-Axis (N-S)
Configuración	2V	1V
Celdas	72/78	2x64

GCR	30-50%	30/50%
-----	--------	--------

Tabla 21. Datos técnicos de los seguidores seleccionados.

En cuanto a los seguidores, se han seleccionado dos empresas españolas destacables en este ámbito. Se diferencian en la configuración de paneles en horizontal, siendo ambas igualmente válidas, pero diferenciándose mínimamente en el presupuesto que podamos obtener por cada una de ellas. Se tratan de seguidores a un eje. Este se sitúa en la posición norte-sur para poder hacer un seguimiento este-oeste. Esto se debe a que en el mercado actual el seguimiento E-O tiene un precio muy competitivo. El precio que se paga de más con respecto a la estructura fija viene compensado con el rendimiento extra que ganamos por el seguimiento. Además, actualmente el seguimiento a dos ejes no se ve justificado con su precio.

Una vez analizadas las razones principales por las que se han seleccionado los distintos equipos, se procede a la simulación, partiendo de un caso base (selección aleatoria de panel, inversor y seguidor) para, tras realizar diferentes variantes de simulación, seleccionar la óptima. Primeramente, se seleccionó el panel de Canadian Solar, el inversor de Power Electronics y el seguidor 2V. En la siguiente tabla se aprecian los parámetros de partida:

▪ **Caso Base**

Se parte de los paneles del fabricante Canadian Solar, de los inversores de Power Electronics y del seguidor 2V. Las características de partida se muestran en la siguiente tabla:

CANADIAN SOLAR + POWER ELECTRONICS + SOLTEC

550Wp/ 3800kW /2V

Número de inversores	13,00
Módulos en serie	26,00

Número de cadenas	3.496,00
Potencia Nominal (kW)	49.400,00
Potencia Nominal (kWp)	49.993,00
Ratio	1,01
Pérdidas sobrecarga	0,00
Paso E-O (m)	12,00
Pérdidas eficiencia inversor	-1,31
Pérdidas inversor por exceso de potencia	0,00
Pérdidas por sombreado cercano	-1,80
GRC	40,50
Superficie total paneles (m2)	247.229,00
Superficie total planta	610.441,98
Producción del sistema (M Wh/año)	100.546,00

Tabla 22. Resultados simulación. Caso Base.

A continuación, se explican los parámetros mostrados en la tabla anterior:

- Número de inversores

El número de inversores se elige a priori. La planta a diseñar va a ser de 50 MW. En España, por legislación, la máxima potencia permitida para un campo de inversores es de 50 MW

nominales. Es por ello por lo que el número de inversores se fija según la potencia de estos y la esperada para la planta:
$$N_{\text{inversores}} = \frac{\text{Potencia Nominal(kW)}}{P_{\text{inversor (kW)}}$$

- Módulos en serie

Este valor viene calculado propiamente por el programa. Hace referencia al número de paneles que irán conectados en serie formando strings.

- Número de cadenas

Es el número de filas que habrá de paneles solares. Cada cadena está formada por N módulos en serie.

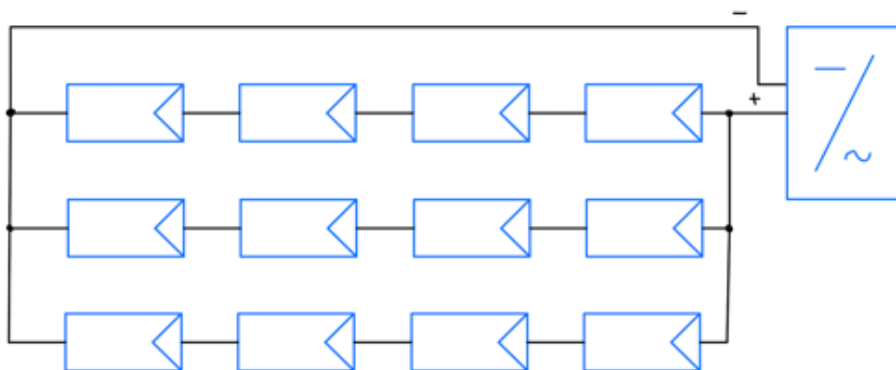


Ilustración 41. Tres cadenas de cuatro paneles y un inversor central. (Fuente: propia)

- Potencia nominal del inversor

Potencia límite a la que normalmente podrá trabajar el inversor. Como se ha mencionado antes, en España el límite se encuentra en 50 MW. En el caso de nuestra planta, esta será la potencia buscada.

- Potencia pico

Es la potencia nominal de los paneles. Por norma general, suele ser superior a la de los inversores. En algunos casos es igual. En otros, es menor. Esta última práctica se está empezando a ejercer, pero para ella es necesario poder almacenar energía.

- Ratio

El ratio se define como el cociente entre la potencia de los paneles y la de los inversores.

$$Ratio = \frac{Potencia\ Pico\ (kW)}{Potencia\ Nominal\ (kW)}$$

Ecuación 5. Ratio de una planta fotovoltaica.

Conocido el ratio requerido, podemos calcular el número de cadenas:

$$N_c = \frac{P_{nominal} * Ratio}{P_{pico} * Módulos\ en\ serie}$$

Ecuación 6. Número de cadenas.

- Pérdidas por sobrecarga

Son las pérdidas que se producen en el inversor al pedirle más potencia que la nominal. Esto altera la producción solar y reduce la vida útil del inversor. Se elevan al aumentar el número de cadenas. No es deseable que superen el 1%.

- Paso E-O

Es la distancia entre filas de paneles. Cuanto mayor sea, menores serán las pérdidas por sombreados cercanos. Se fija entorno a los 10-12 m para seguidores 2V y entorno a los 5 metros para los seguidores 1V.

- Pérdidas por eficiencia del inversor

Los inversores tienen una eficiencia muy alta, pero esta varía según la potencia instantánea. Los fabricantes indican que los inversores se sitúan en eficiencias de entre el 97% y el 99%. En el caso de ser inferiores, no se seleccionarían entre los óptimos.

- Pérdidas en el inversor por exceso de potencia

Son las pérdidas que se dan en el inversor cuando este trabaja a más potencia de la que debe. Los paneles suelen tener una mayor potencia que los inversores. Por lo tanto, puede ser que,

si estos trabajan a plena potencia, el inversor sufra ciertas pérdidas. Los valores aceptables para estas pérdidas son los iguales o inferiores al 1,5%

- Pérdidas por sombreado cercano

Son las pérdidas que se producen entre los propios paneles al generarse sombras entre ellos. También pueden darse por elementos próximos a ellos.

- Ground Coverage Ratio (GCR)

Es el porcentaje de todo el terreno que se ve ocupado por los módulos fotovoltaicos. Cuanto mayor sea, mejor pues se ahorrará mucho en terreno.

- Superficie total de los paneles

Es la superficie que ocupan solo los módulos fotovoltaicos. Se define también como el GCR de la superficie total. Se mide en m^2

- Superficie total de la planta

Es el espacio total necesario para la ejecución de la planta fotovoltaica. A los paneles se le añaden los inversores, las protecciones, la subestación... se mide en m^2

- Producción del sistema

Se define como los MWh/año que produce la planta fotovoltaica. Depende de todas las pérdidas anteriormente mencionadas, de la irradiación, de la temperatura, de los propios paneles...

Para comenzar con las simulaciones se decide iniciar con un ratio de valor la unidad para posteriormente ir modificándolo. Además, se fija el paso de los seguidores a 12 metros. Se calculan también el número de cadenas e inversores según las ecuaciones previamente descritas. El resto de los resultados mostrados en la tabla nos los ofrece PVsyst.

▪ Optimización del ratio

El primer paso a la hora de buscar el equipamiento y condiciones óptimas para la planta es modificar el cociente entre la potencia pico y la nominal. Se han tomado ratios superiores a la unidad, buscando la mejor relación entre las diferentes pérdidas y la producción del sistema. Como los inversores están fijados por la potencia nominal, para modificar el ratio se ha de cambiar el número de cadenas de paneles. Estos son los resultados obtenidos partiendo del caso base:

CANADIAN SOLAR + POWER ELECTRONICS + SOLTEC

Ratio	1,01	1,05	1,10	1,15	1,17	1,18
Configuración Seguidores	2V	2V	2V	2V	2V	2V
Número de inversores	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
Módulos en serie	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
Número de cadenas	3.496,00	3.627,00	3.800,00	3.972,00	4.050,00	4.060,00
Potencia Nominal (kW)	49.400,00	49.400,00	49.400,00	49.400,00	49.400,00	49.400,00
Potencia Nominal (kWp)	49.993,00	51.855,00	54.340,00	56.800,00	57.915,00	58.060,00
Pérdidas sobrecarga (%)	0,00	0,00	0,20	0,70	1,00	1,10
Pérdidas eficiencia inversor	-1,31	-1,32	-1,33	-1,34	-1,34	-1,34
Pérdidas inversor por exceso de potencia	0,00	-0,01	-0,05	-0,19	-0,34	-0,37
Paso E-O	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Pérdidas por sombreado cercano	-1,80	-1,80	-1,80	-1,80	-1,80	-1,80
GCR	40,50	40,50	40,50	40,50	40,50	40,50
Superficie total paneles (m ²)	247.229,00	256.493,00	268.727,00	280.890,00	286.406,00	287.113,00
Superficie total planta (m ²)	610.441,98	633.316,05	663.523,46	693.555,56	707.175,31	708.920,99
Producción del sistema (MWh/año)	100.451,00	104.222,00	109.063,00	113.919,00	115.965,00	106.220,00

Tabla 23. Simulaciones ratio óptimo.

Se han realizado cinco simulaciones diferentes. Partiendo del caso base y elevando el ratio desde 1,05 hasta superar un umbral de pérdidas que sea admisible. Este caso se ha producido con un ratio de 1,17.

Como se aprecia en la tabla, las pérdidas por eficiencia y por exceso de potencia están por debajo de los umbrales establecidos, por lo que no son un problema a la hora de optimizar el ratio. Las pérdidas por sobrecarga del inversor sí suponen un problema, y es por ello que el ratio más elevado que se ha podido alcanzar sin superar el límite superior del 1% es 1,17. Se muestra en la tabla precedente que, una vez alcanzado el ratio 1,18, las pérdidas por sobrecarga superan el 1%, siendo esto inadmisibles. Con el ratio 1,17 respetamos todos los límites y obtenemos la mayor producción del sistema, que es el objetivo fundamental. Esta es de 115.965 MWh/año. Sin embargo, cuanto mayor es el ratio, mayor será el número de cadenas y, por ende, tendremos un mayor número de paneles. Por esta razón la superficie total aumenta. Esto supone un elevado problema de coste, por lo que se intentará optimizar en los pasos siguientes.

Se ha de mencionar que, aunque evidentemente, las pérdidas por sobrecarga, exceso de potencia o eficiencia no sean las menos elevadas, esto no supone un problema pues para todas las simulaciones nos encontramos en un rango parecido de valores y está más que justificada la producción de más que obtenemos con respecto a las pérdidas de más que se generan.

▪ Distancia entre seguidores

Una vez optimizado el ratio, se buscará la mejor relación entre la distancia entre seguidores, pérdidas por sombreados cercanos y producción del sistema. A mayor distancia entre estos, menor pérdidas por sombreados y mayor producción. Sin embargo, el GCR disminuye notablemente siendo la superficie total de los paneles la misma. Por lo tanto, a pesar de que la producción aumente, también lo hará la superficie total de la planta. La distancia de partida entre seguidores era de 12 metros para la configuración 2V. Se han simulado distancias de 10 y 14 metros para dicha configuración. También se ha procedido a simular con un 1V y distancias de 5 metros.

CANADIAN SOLAR + POWER ELECTRONICS + SOLTEC/PVH

Ratio	1,17	1,17	1,17	1,17
Configuración Seguidores	2V	2V	2V	1V
Número de inversores	13,00	13,00	13,00	13,00
Módulos en serie	26,00	26,00	26,00	26,00
Número de cadenas	4.050,00	4.050,00	4.050,00	4.050,00
Potencia Nominal (KW)	49.400,00	49.400,00	49.400,00	49.400,00
Potencia Nominal (kWp)	57.915,00	57.915,00	57.915,00	57.915,00
Pérdidas sobrecarga (%)	1,00	1,00	1,00	1,00
Pérdidas eficiencia inversor	-1,34	-1,34	-1,34	-1,34
Pérdidas inversor por exceso de potencia	-0,34	-0,31	-0,36	-0,31

Paso E-O	12,00	10,00	14,00	5,00
Pérdidas por sombreado cercano	-1,80	-1,86	-1,72	-1,88
GCR	40,50	48,60	34,70	48,40
Superficie total paneles (m ²)	286.406,00	286.406,00	286.406,00	286.406,00
Superficie total planta (m ²)	707.175,31	589.312,76	825.377,52	591.747,93
Producción del sistema (MWh/año)	115.965,00	112.150,00	118.668,00	112.103,00

Tabla 24. Optimización de la distancia entre seguidores

Como se ha explicado previo a la tabla, la mayor producción del sistema (118.886 MWh/año) se obtiene para la mayor distancia entre seguidores (14 metros), pues las pérdidas por sombreados cercanos son menores. Sin embargo, el GCR disminuye en exceso y la superficie aumenta de manera inversamente proporcional a esta disminución. Si comparamos los resultados, la mejor relación producción-superficie es la proporcionada por el paso de 10 metros. Si bien se pierde un 5,5% de producción con respecto al máximo posible, se reduce la superficie total en un 28,6%. Esto quiere decir que se justifica la pérdida de producción por la cantidad de ahorro en terreno y materiales que se obtiene. El paso de 12 metros no es verdaderamente interesante pues su producción es entorno a 4 MWh/año mayor que la del paso de 10 metros mientras que la superficie aumenta en más de 10 hectáreas. La otra alternativa más interesante de las cuatro es la proporcionada por la configuración 1V. Sus valores son aproximadamente iguales a los ofrecidos por el 2V a 10 metros. Sin embargo, se obtienen, ligeramente, pérdidas de eficiencia y por sombreado cercano mayores a las del 2V. También su GCR es inferior, así como la producción total. Debido a que estos valores son muy cercanos, la elección se realiza en base al presupuesto que los fabricantes nos ofrezcan de los seguidores. Finalmente se seleccionan los seguidores SOLTEC y se sitúan a 10 metros entre ellos.

▪ Selección del inversor

Los inversores se rigen fundamentalmente por sus pérdidas de eficiencia y de exceso de potencia. Para todos los inversores simulados, estas apenas varían. La elección vendrá dada, como anteriormente, por la superficie total ocupada y por la producción del sistema. Además, en este apartado es muy importante tener en cuenta el número de inversores, pues a más inversores, mayor coste.

	CANADIAN POWER ELECTRONICS	+ CANADIAN + SMA	CANADIAN + INGETEA	CANADIAN + INGETEA
Ratio	1,17	1,17	1,17	1,27
Configuración Seguidores	2V	2V	2V	2V
Número de inversores	13,00	16,00	15,00	15,00
Módulos en serie	26,00	26,00	26,00	26,00
Número de cadenas	4.050,00	3.927,00	3.960,00	4.300,00
Potencia Nominal (kW)	49.400,00	48.000,00	48.405,00	48.405,00
Potencia Nominal (kWp)	57.915,00	56.156,00	56.628,00	61.490,00
Pérdidas sobrecarga	1,00	0,90	0,00	0,60
Pérdidas eficiencia inversor	-1,34	-1,54	-1,56	-1,56

Pérdidas inversor por exceso de potencia	-0,31	-0,28	-0,01	-0,24
Paso E-O	10,00	10,00	10,00	10,00
Pérdidas por sombreado cercano	-1,86	-1,86	-1,86	-1,86
GCR	48,60	48,60	48,60	48,60
Superficie total paneles (m ²)	286.406,00	277.708,00	280.042,00	304.085,00
Superficie total planta (m ²)	589.312,76	571.415,64	576.218,11	625.689,30
Producción del sistema (MWh/año)	112.150,00	108.611,00	106.460,00	114.775,00

Tabla 25. Optimización inversores.

Para un ratio de 1,17, parece que seleccionar el inversor de Power Electronics o de SMA podría ser indiferente, pues los valores de las simulaciones son muy cercanos. Usar el de INGETEAM queda descartado pues la producción es menor, la superficie mayor y el número de inversores no es mínimo. Con el de Power Electronics, se usarían 13 inversores, mientras que, con el SMA, se usarían 16. Por otro lado, la superficie total disminuye usando la segunda opción. Esto, sin embargo, es más secundario pues depende del número de cadenas, que se optimizará cuando se ajusten los paneles a elegir. Por último, la producción del sistema usando el inversor de Power Electronics es mayor. Por estas razones, entre los tres inversores de ratio 1,17 seleccionaríamos el de Power Electronics.

Puesto que el inversor del fabricante INGETEAM tiene unas pérdidas por sobrecarga nulas para dicho ratio, se ha procedido a simular con otro ratio hasta hacerlo competitivo con las

otras alternativas. En la última columna se aprecia como para un ratio de 1,27 se obtienen 114.775 MWh/año, siendo esta la producción máxima. Sin embargo, no varía mucho respecto a la primera opción. Además, la superficie ocupada es bastante mayor, aunque como se ha dicho es más secundario. Lo que sigue determinando la opción de Power Electronics es el número de inversores, pues en este caso se necesitarían dos menos.

Se ha de añadir que cada inversor irá dirigido a un transformador (o irán en conjunto mediante una PowerStation) por lo que el precio se elevaría todavía más.

▪ Selección de los paneles

Finalmente, el último parámetro a optimizar es qué paneles serán los adecuados para la planta. Los paneles elegidos son de distinta potencia, pero semejantes características. A la hora de elegir el óptimo, se tendrá en cuenta el precio unitario del panel, el número de cadenas y la producción del sistema. En la siguiente tabla se muestran los resultados para los tres distintos paneles analizados.

	CANADIAN + POWER ELECTRONICS	JA POWER ELECTRONICS	SOLAR + LONGI POWER ELECTRONICS
Ratio	1,17		1,16
Configuración Seguidores	2V		2V
Número de inversores	13,00		13,00
Módulos en serie	26,00		27,00
Número de cadenas	4.050,00		3.867,00

Potencia (kW)	Nominal	49.400,00	49.400,00	49.400,00
Potencia (kWp)	Nominal	57.915,00	57.425,00	57.786,00
Pérdidas sobrecarga		1,00	1,00	1,00
Pérdidas inversor	eficiencia	-1,34	-1,34	-1,34
Pérdidas inversor por exceso de potencia		-0,31	-0,32	-0,30
Paso E-O		10,00	10,00	10,00
Pérdidas sombreado cercano	por	-1,86	-1,86	-1,86
GCR		48,60	48,60	48,60
Superficie paneles (m ²)	total	286.406,00	269.715,00	271.015,00
Superficie total planta (m ²)		589.312,76	554.969,14	557.644,03
Producción del sistema (MWh/año)		112.150,00	112.731,00	111.640,00

Tabla 26. Optimización de los módulos fotovoltaicos.

Como se aprecia en la tabla, las tres opciones son muy parecidas y apenas se muestran diferencias significativas. Los paneles de JA Solar destacan en la superficie total de la planta,

siendo esta mínima y en la producción del sistema, siendo la misma máxima. En cuanto al número de paneles, sería con Longi con quien se necesitaría comprar un menor número de ellos. Por ello se podría pensar en usar tanto los de JA Solar como los de Longi. Además, como se mencionó al principio del capítulo, los precios de estas compañías son muy parecidos, siendo los de Longi los más competitivos. Si bien, cualquier opción estaría justificada, para la planta se usarán los paneles JA Solar pues se ahorrará en terreno y se producirá más año a año, siendo esto una mayor ventaja que el menor coste de los paneles por parte de Longi.

▪ Selección del transformador.

Debido a que el inversor seleccionado es de Power Electronics, se opta por la solución “llave en mano” MV Skid Compact de esta misma empresa. Esto es una estación solar que consta de un transformador con fácil conexión para cualquier HEMK. Estas son sus características principales:

Rango de potencia a 40° C	1910 kVA – 4390 kVA
Rango de potencia a 50°C	1775 kVA – 4075 kVA
Rango de tensión MT	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
Rango de tensión BT	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V

Tabla 27. Características principales de la estación solar MV Skid Compact.

Para el funcionamiento de la planta, se seleccionará el transformador de 4390 kVA, ya que los inversores elegidos (HEMK FS3670K) tienen una potencia nominal de 3800 kW. Además, su tensión de salida es 690 V, por lo que esa será también la tensión de entrada del transformador. La tensión de salida en media tensión será 20 kV (con ella se han realizado los cálculos en PVsyst) y se conectará a la subestación a dicha tensión para después elevar a 132 kV y poder transmitir la potencia al punto de interconexión de La Roda. Se opta por

situar un inversor con cada transformador. De tal manera, habrá que hacer uso de 13 power stations de este tipo.

5.2 CONCLUSIÓN DE LA SELECCIÓN DE EQUIPOS

En este apartado se resumen los equipos finalmente seleccionados en base a las simulaciones previamente analizadas.

- Paneles Solares Fotovoltaicos

Se hará uso de los paneles JAM72D30-550/MB de la empresa JA Solar. Se requerirán 104.409 módulos, divididos en 3867 cadenas con strings de 27 paneles en serie. La potencia nominal de cada panel es de 550 Wp y la de todo el conjunto es de 57.425 kWp y producirán un total de 112.730 MWh/año. Si se tienen en cuenta la disponibilidad de operación y mantenimiento, e interpretando que la planta no estará disponible durante un 2% del año, la producción total desciende a 110.475,40 MWh/año.

- Inversores

Los inversores seleccionados son los FS3670K de Power Electronics. Se ha de emplear un total de 13 inversores, cuya potencia nominal unitaria es de 3800 kW. La potencia total del conjunto de inversores asciende hasta los 49400 kW. Los inversores a emplear constan, cada uno, de hasta 36 entradas.

- Power Station

Conectadas a los inversores se encuentran las Power Stations. Proporcionados por la misma empresa que los inversores, Power Electronics, se hará uso de 13 transformadores de potencia “MV Skid Compact” de 4390 kVA, 0,69/20 kV.

- Seguidores

El seguimiento del sol por parte de los paneles vendrá dado por los soportes 2V SF8 de Soltec. Se hará uso de la configuración de los módulos 2x56 ya que en la planta se sitúan

strings de 27 paneles y esta configuración soporta hasta 28. Es capaz de soportar hasta 4 strings, por lo que serán necesarios 967 seguidores.

- Subestación

La subestación transformadora será 20/132 kV. Se dispondrá de celdas de media tensión incorporadas con un interruptor automático y un seccionador. Se llegará con cuatro líneas, tres de 380,19 A y una de 506,92 A. Se ha optado por escoger interruptores automáticos de 600 A y un seccionador. También dispondrá de transformadores de intensidad y tensión, así como de seccionadores de puesta a tierra, contadores y relés.

CAPÍTULO 6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La planta fotovoltaica optimizada produciría un total de 110.475,40 MWh el primer año de su instalación. Sin embargo, uno de los grandes problemas de las plantas fotovoltaicas es su pérdida de producción de energía con el paso de los años. Actualmente los fabricantes ofrecen soluciones a 20 o a 25 años, esto es, una vez pasado ese tiempo, se tendrán que sustituir los paneles antiguos por otros nuevos.

El presente capítulo tiene como principal objetivo estimar la energía que produciría la planta, no solo durante su primer año, sino durante los veinticinco años de vida útil que ofrecen los fabricantes. Para ello, será necesario calcular el conocido “performance ratio” o “PR”, que es el rendimiento obtenido en condiciones de trabajo.

6.1 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de energía eléctrica de la planta depende directamente de la radiación incidente, la potencia pico instalada y del rendimiento e inversamente de las condiciones estándar de medida según la siguiente fórmula:

$$E_a = \frac{G_a(\alpha, \beta) * P_p * PR}{G_{CEM}}$$

Ecuación 7. Energía producida por el campo fotovoltaico.

Donde:

Ea: Producción anual de energía estimada.

Ga: Radiación incidente dependiente de la inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos. En este coeficiente se incluye también el factor de bifacialidad.

Pp: Potencia pico instalada de los módulos.

PR: Performance Ratio o rendimiento de la instalación.

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida (1 kW/m^2)

El software utilizado estima la producción de energía en base a los datos de radiación y temperatura referentes al emplazamiento:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	70.3	27.97	4.98	94.0	89.2	5120	4862	0.901
February	88.8	36.41	6.22	113.8	108.5	6175	5886	0.900
March	139.6	49.12	9.31	181.6	174.1	9706	9285	0.890
April	169.9	58.87	12.34	221.0	212.1	11561	11063	0.872
May	207.2	68.48	16.67	267.8	257.1	13615	13034	0.848
June	224.2	62.76	22.06	291.3	280.0	14523	13915	0.832
July	239.3	54.52	25.68	314.1	302.8	15425	14780	0.819
August	209.4	50.49	25.00	276.2	266.1	13721	13145	0.829
September	155.7	45.93	20.08	207.2	198.8	10554	10100	0.849
October	113.0	39.20	15.08	148.4	142.0	7799	7449	0.874
November	72.9	28.78	8.89	96.8	91.9	5206	4944	0.890
December	62.4	23.73	5.67	83.0	78.6	4510	4268	0.896
Year	1752.6	546.26	14.38	2295.1	2201.2	117916	112730	0.855

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

Ilustración 42. Datos para la estimación de energía del programa PVsyst.

Como se aprecia en la ilustración, el programa separa el coeficiente G_a en dos: GlobEff y GlobInc, haciendo referencia a lo mismo que G_a . Por otro lado, Egrid es la energía finalmente estimada, sin tener en cuenta las pérdidas por mantenimiento y operación. Como se ha mencionado en el capítulo anterior, esta es de 112.730 MWh.

Las diferentes hipótesis para las pérdidas en los cálculos se detallan a continuación.

6.1.2 PERFORMANCE RATIO

El performance ratio es comúnmente conocido como el rendimiento de la instalación. Sirve de gran utilidad pues expresa el coeficiente entre el rendimiento real y el teórico, mostrando así cuánta energía hay verdaderamente disponible en la planta una vez descontadas las pérdidas. Debido a estas, es imposible llegar al 100% de rendimiento. Sin embargo, en la

actualidad se trabaja con PR de entre el 70% y el 85%. Se puede obtener como el producto de todos los diferentes rendimientos por separado, esto es: $PR = (100 - \text{Pérdidas}_T) \cdot (100 - \text{Pérdidas}_S) \cdot (100 - \text{Pérdidas}_{CM}) \cdot \dots$

Las pérdidas tenidas en cuenta durante la simulación son:

- **Pérdidas por temperatura:**

Estas pérdidas presentan uno de los mayores problemas del rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Cuando se trabaja fuera de las condiciones estándar (25°C), se ve un decremento en el rendimiento debido al incremento en la temperatura. Como se muestra en la ilustración 28, a mayor temperatura, menor será la potencia de salida.

Existe un factor de pérdidas por temperatura, especificado por cada fabricante, en el que se indica el rendimiento perdido por cada grado de temperatura aumentado. En las placas solares elegidas de JA Solar, este coeficiente, γ , es -0,350%/°C. Como se aprecia en la ilustración 22, para la ubicación seleccionada, las temperaturas más elevadas rondan los 35°C, haciendo que los paneles se pudieran acercar a temperaturas entorno a los 60°C, lo que generaría una pérdida de rendimiento, en el peor de los casos, de entorno al 12%.

- **Pérdidas por sombreado**

Dentro de este apartado se encuentran las pérdidas por sombreado lejano y cercano. Las primeras, hacen referencia a las sombras proyectadas por montes, árboles, torres eléctricas o por el propio terreno. En localizaciones como la elegida en La Roda, son despreciables. Las segundas, son producidas por los propios paneles entre sí, seguidores, o elementos cercanos a ellas. Estas son evitables en tanto la superficie del terreno se agranda. Lo aconsejable es que no superen el 2%.

- **Pérdidas por calidad del módulo**

Las pérdidas en este apartado son, sin embargo, ganancias pues hacen referencia a la desviación positiva del rendimiento del módulo con respecto a las especificaciones del

fabricante. Es habitual que los fabricantes proporcionen potencias menores a las actuales, para cumplir con las expectativas del cliente en el peor de los casos.

- **Pérdidas LID (Degradación Inducida por la Luz)**

Los paneles solares también sufren pérdidas de rendimiento debido al efecto conocido como “LID” o “Light Induced Degradation”. Este fenómeno es una degradación de las células de los paneles al estar expuestas a la radiación solar. Se produce debido a las microburbujas de oxígeno que quedan atrapadas en el silicio durante su fabricación [PSFC], produciendo que, estos átomos de oxígeno se recombinen con boro y fósforo y den lugar a la reducción de las propiedades del panel. Es especialmente importante durante los primeros meses, en los que se produce una gran pérdida de potencia y eficiencia [23], para posteriormente estabilizarse y llegar a pérdidas más bajas con el paso de los años.

- **Pérdidas por mismatch**

Se deben a desajustes de potencia en los módulos. Esto puede ser por un conexionado, tanto en serie como en paralelo, de paneles de distintas propiedades o por la propia operación en distintas condiciones. Entre los paneles conectados en serie, aquel con menor intensidad marcará las condiciones de operación. Lo mismo sucede con el voltaje para los paneles conectados en paralelo. Para evitarlas se puede hacer uso de diodos “Bypass” como se mencionó en el apartado 4.2.

- **Pérdidas por suciedad**

Los módulos fotovoltaicos pierden rendimiento en tanto se ven expuestos a suciedad. Los factores más importantes a tener en cuenta son el polvo y la lluvia. El polvo siempre actúa de forma negativa, mientras que la lluvia puede ser de ayuda, limpiando los paneles, o, por el contrario, puede actuar en su detrimento ensuciándolos. Se ha de tener en cuenta que estas pérdidas son muy variables dependiendo de la localización de la planta.

- **Pérdidas IAM angulares y de espectro**

Las condiciones óptimas de funcionamiento de un panel se dan para incidencia de los rayos solares de manera perpendicular. Este supuesto no sucede generalmente por lo que surgen las pérdidas angulares. Por otro lado, las condiciones estándar de medida marcan un espectro AM de 1,5 G. La variación de este produce pérdidas, pero también puede generar incrementos en el rendimiento.

- **Pérdidas por nivel de irradiancia**

Igualmente al apartado anterior, los paneles se fabrican para trabajar en condiciones CEM. El nivel de irradiancia en estas condiciones es 1000 W/m^2 . Sin embargo, esta condición no siempre se cumple, dando lugar a pérdidas o ganancias en función de si el valor es menor o mayor respectivamente.

- **Pérdidas eléctricas**

Las pérdidas eléctricas se dividen en pérdidas de CC y CA. Incluyen pérdidas en el cableado y en los transformadores elevadores. Para la simulación en PVsyst se han tomado valores de referencia en base a la experiencia.

En corriente continua, las pérdidas por efecto Joule en el cableado son bajas. Estas pérdidas se sitúan en el cableado que va de los módulos a los inversores. Se han fijado unas pérdidas del 1% con respecto a los niveles STC.

Las pérdidas por cableado en CA engloban los cables de los inversores al transformador BT/MT y los cables de media tensión hasta la subestación elevadora. Se ha utilizado un valor de 0,5% en los cables de MT y de 0,1% en el tramo de los inversores al transformador.

Las pérdidas en los transformadores vienen dadas por las corrientes de histéresis y de Foucault (en el hierro) y por las pérdidas óhmicas (en el cobre). En el transformador BT/MT a las pérdidas en el hierro y en el cobre se les da un valor de 0,2% y 0,8% respectivamente.

En el transformador de potencia de la subestación, las pérdidas en el hierro y en el cobre son inferiores, siendo sus valores 0,1% y 0,4%.

- Pérdidas en el inversor

Los inversores son elementos fundamentales en las plantas fotovoltaicas. Sus pérdidas son de vital importancia pues sirven para hacer el análisis de la optimización de la planta. Estas vienen explicadas en el apartado 5.1.

- Pérdidas por operación y mantenimiento

Se espera que los módulos fotovoltaicos tengan revisiones periódicas pues estos pueden fallar, hay que limpiarlos, se puede querer medir cierto parámetro...

Es por ello que estas operaciones suponen que, durante cierto tiempo, anualmente, los paneles no estén operativos. En este caso, se ha fijado que la planta estará operativa el 98% del tiempo.

El software resume con los siguientes diagrama de Sankey las pérdidas:

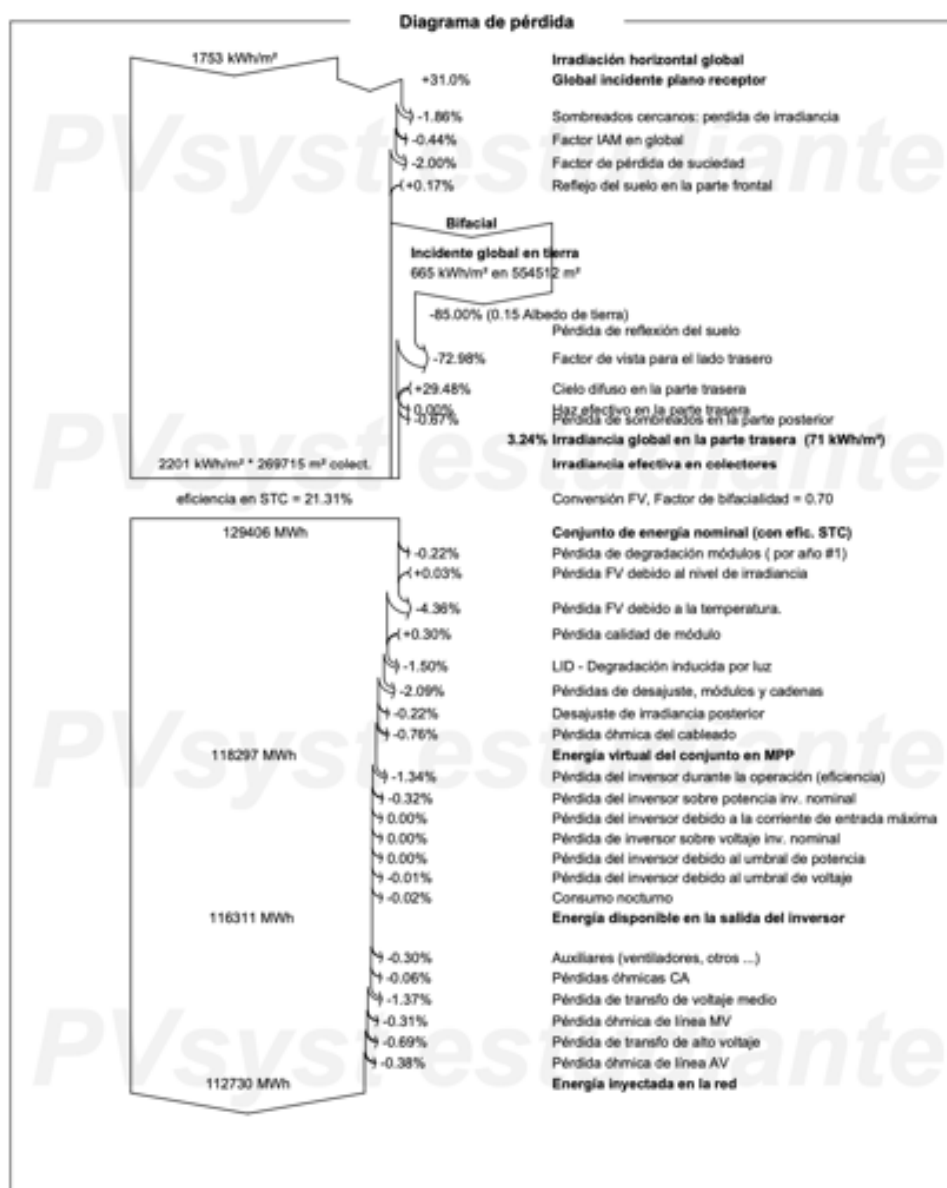


Ilustración 43. Diagrama de pérdidas en el año 1.

- Pérdidas por degradación

Además de las pérdidas anteriores, con el paso de los años, los paneles sufren de una cierta degradación. Esta no es demasiado elevada, pues se aproxima a una pérdida de un 0,45%/año. Sin embargo, dado que los módulos estarán disponibles durante 25 años, se ha de calcular la caída en la producción año a año. Para ello, se han modificado las pérdidas por envejecimiento en el software para los años 0 (recepción provisional de la planta), 1, 5, 10,

15, 20 y 25 y se ha interpolado mediante una recta de regresión. Los cálculos se muestran en el anexo 4.

<i>AÑO</i>	<i>PRODUCCIÓN (MWh/año)</i>	<i>PRODUCCIÓN Y OM (MWh/año)</i>
0	112.953	110.693,94
1	112.730	110.475,40
2	112.240	109.995,85
3	111.722,49	109.488,05
4	111.204,32	108.980,23
5	110.832,00	108.615,36
6	110.167,98	107.964,62
7	109.649,81	107.456,81
8	109.131,64	106.949,01
9	108.613,47	106.441,20
10	108.332	106.165,36
11	107.577,13	105.425,59
12	107.058,96	104.917,78
13	106.540,79	104.409,97

14	106.022,62	103.902,17
15	105.715	103.600,70
16	104.986	102.886,55
17	104.468,28	102.378,75
18	103.949,94	101.870,94
19	103.431,77	101.363,13
20	102.963	100.903,74
21	102.395,43	100.347,52
22	101.877,26	99.839,71
23	101.359,09	99.331,91
24	100.840,92	98.824,10
25	100.035	98.034,3
Promedio	106.553,83	104.422,75

Tabla 28. Producción de la planta cada año.

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se describirán los tramos eléctricos (cableado) de las distintas partes de la planta fotovoltaica. Esta se compone de un circuito de corriente continua, a la salida de los paneles, y uno de corriente alterna, a la salida de los inversores. Esto se puede apreciar en los unifilares del Documento II: Planos, concretamente en los planos 04 y 05.

7.1 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Este primer tramo está formado por el cableado que va desde los módulos fotovoltaicos a los inversores, pasando entremedias por cajas de centralización. Como figura en el capítulo 5, la planta está formada por 3867 cadenas de 27 paneles en serie cada una. De cada cadena se llevará un cable de aluminio $1 \times 2,5 \text{ mm}^2$ con aislamiento 1,5 kV hasta las cajas de continua. Estos cables irán al aire y por bandeja.

Como se indica en el anexo 1, habrá 242 cajas, de las cuales 241 recibirán 16 cadenas de paneles cada una y una caja recibirán 11 cadenas. Desde las cajas de centralización que reciben 16 strings, se saldrá con cable de aluminio XLPE $1 \times 95 \text{ mm}^2$ y aislamiento 1,5 kV. De la caja que a la que le entran 11 strings, se saldrá con cable de aluminio XLPE $1 \times 50 \text{ mm}^2$ y aislamiento 1,5 kV. Estos cables irán soterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 metros. Esto se puede ver reflejado en el plano 04 del documento II.

7.2 INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

Este segundo tramo está conformado por la salida de los inversores a los transformadores y de los transformadores a la subestación elevadora. La primera parte no se analiza pues, al tratar con Power Stations en la que el inversor y el transformador viene integrado, no es necesario su análisis. Sin embargo, si hemos de tener en cuenta lo que sucede a la salida de los transformadores.

Se dispone de trece Power Stations con un transformador en cada una de ellas. Se van a agrupar los transformadores en un grupo de cuatro y tres grupos de tres. Cada transformador irá a un embarrado de media tensión y de ahí se dirigirán los cables a la subestación. Esto se puede apreciar en el plano 05 del documento II.

De todos los transformadores saldrán cables de aluminio 3x50 mm² XLPE con un aislamiento 12/20 kV.

Los grupos de tres transformadores saldrán del embarrado hacia la subestación con cables también de aluminio XLPE 3x300 mm² y aislamiento 12/20 kV.

Por otro lado, del embarrado al que llegan cuatro transformadores saldrán cables de aluminio HEPR 3x400 mm² y aislamiento 12/20 kV.

Los demás cálculos y el desarrollo de los previos se encuentran en el anexo 1 “Cálculos Eléctricos”.

CAPÍTULO 8. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

Acorde con lo estipulado en el documento III, en este capítulo se va a mostrar el resumen del presupuesto de ejecución de la planta solar.

El presupuesto incluye la mano de obra y el coste del material utilizado en el proyecto. Además, se estipula un 19% para la contrata, en gastos generales y beneficios industriales.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Capítulo 1. Obra civil.....	3.900.305,00 €.
Capítulo 2. Instalaciones de generación.....	32.732.266,88 €.
Capítulo 3. Evacuación MT.....	181.577,28 €.
Capítulo 4. Subestación.....	3.006.259,21 €.
Total.....	39.820.408,37 €.
13% GASTOS GENERALES.....	5.176.653,088 €.
6% BENEFICIOS INDUSTRIALES.....	2.389.224,502 €.
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA.....	47.386.285,96 €.

CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.

El objetivo del estudio de la viabilidad económica es determinar la rentabilidad del proyecto. Con esta finalidad, será necesario saber los costes del proyecto, que incluyen la inversión y los costes de operación y mantenimiento, los ingresos, los flujos de caja, los índices de rentabilidad y los costes normalizados. Además, es necesario saber que, para todo análisis de viabilidad económica, conocer el presupuesto de ejecución es indispensable. Como se menciona en el capítulo anterior, este viene desarrollado en el Documento III.

A continuación, se detallan los diferentes apartados para el estudio económico:

9.1 COSTES DEL PROYECTO

- Inversión

El coste de inversión está formado por los activos fijos (inmovilizado) y otros costes adicionales como pueden ser la puesta en marcha, capital circulante, licencias o disposición de fondos para la construcción. Por otro lado, el inmovilizado se divide en dos: costes directos y costes indirectos. Los costes directos se componen de costes instalados (equipos, cables, tubos, instalaciones eléctricas, sistemas de control...) y de costes no instalados (terrenos, obra civil, infraestructuras y servicio). Los costes indirecto hacen referencia a la supervisión, ingeniería del proyecto y construcción de este.

La inversión inicial se compone de:

- Presupuesto de ejecución del proyecto: 47.386.285,96 €.
- Costes de desarrollo: 600.000,00 €.
- Costes de interconexión: 685.200,00 €. (120.000€/km)
- Celdas de posición de subestación de llegada: 400.000,00 €.
- Total: 49.071.485,96 €.

- Costes de operación y mantenimiento

La planta, conforme pasan los años, se ve sometida a operaciones y mantenimientos que conllevan costes. Estos, han de ser tenidos en cuenta. Actualmente, se están considerando costes de operación y mantenimiento de entre 7 y 7,5 €/MWh. Se realizarán los cálculos con un coste de 7,5 €/MWh, que se ajusta más a nuestro proyecto. El coste de producto, OPEX, se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPEX = E * 7,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (1 - D)$$

Ecuación 8. Coste de producto.

Siendo E la energía inyectada a la red al año (MWh/año) y D la degradación anual acumulada (0,45%).

9.2 INGRESOS DEL PROYECTO

Las ganancias generadas por la planta vendrán de la venta de la energía generada por esta según la siguiente ecuación:

$$Ingresos = E * P * (1 - D) * (1 + r)$$

Ecuación 9. Ingresos estimados.

Donde:

- E: Energía inyectada a la red al año (MWh/año).
- P: Media aritmética del precio medio del mercado español (€).
- D: Degradación anual acumulada.
- r: Inflación acumulada.

El precio medio del mercado eléctrico español diario fluctúa constantemente y, por ello, es muy difícil estimar precios a futuro. Por esta razón, se considera la media aritmética de los precios históricos del pool de energía en los últimos años. De acuerdo con el operador del mercado eléctrico español:

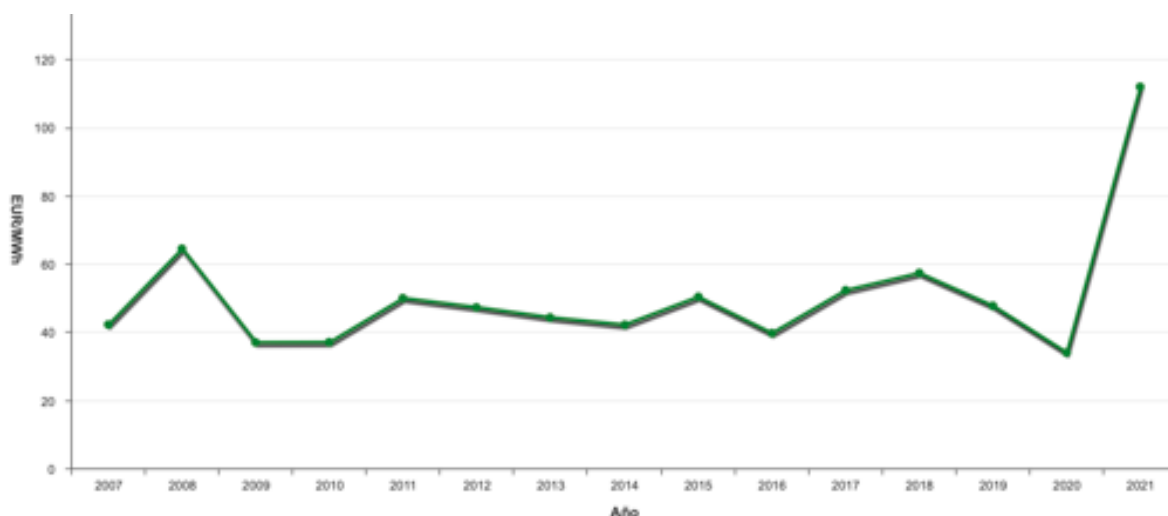


Ilustración 44. Precio histórico de la casación del mercado diario en España. (Fuente: Omie)

Con estos datos podemos realizar la media, obteniendo un valor de 50,5 €/MWh. Sin embargo, este valor es algo elevado debido a la actual crisis energética. Además, el precio del 2020 tampoco es real, pues es inferior debido a la pandemia. Por tanto, para obtener resultados más realistas, realizamos la media desde el año 2014 hasta el 2019, obteniendo un valor de 48,22 €/MWh.

En el caso de la inflación acumulada, se considerará un valor del 2% anual.

9.3 FLUJOS DE CAJA

Se calcularán los flujos de caja como la diferencia entre los ingresos en el año t y los gastos (OPEX) en el año t también.

AÑO	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh/año)	Ingresos €	Gastos €	Flujos de caja €
0	-	-	-49.071.485,96	-49.071.485,96
1	110.693,94	5.345.930,36	829.830,96	4.516.099,40
2	110.475,40	5.335.376,04	828.192,65	4.507.183,39

3	109.995,85	5.312.216,31	824.597,64	4.487.618,67
4	109.488,05	5.287.692,27	820.790,85	4.466.901,41
5	108.980,23	5.263.167,25	816.983,92	4.446.183,34
6	108.615,36	5.245.545,97	814.248,62	4.431.297,34
7	107.964,62	5.214.118,67	809.370,27	4.404.748,41
8	107.456,81	5.189.594,14	805.563,41	4.384.030,74
9	106.949,01	5.165.070,10	801.756,62	4.363.313,47
10	106.441,20	5.140.545,57	797.949,76	4.342.595,81
11	106.165,36	5.127.223,96	795.881,89	4.331.342,07
12	105.425,59	5.091.496,99	790.336,11	4.301.160,87
13	104.917,78	5.066.972,46	786.529,25	4.280.443,21
14	104.409,97	5.042.447,93	782.722,39	4.259.725,54
15	103.902,17	5.017.923,88	778.915,61	4.239.008,28
16	103.600,70	5.003.364,48	776.655,60	4.226.708,88
17	102.886,55	4.968.874,82	771.301,88	4.197.572,94
18	102.378,75	4.944.350,77	767.495,10	4.176.855,68
19	101.870,94	4.919.826,24	763.688,24	4.156.138,01
20	101.363,13	4.895.301,71	759.881,37	4.135.420,34
21	100.903,74	4.873.115,61	756.437,50	4.116.678,11
22	100.347,52	4.846.253,13	752.267,73	4.093.985,41
23	99.839,71	4.821.728,60	748.460,87	4.073.267,74
24	99.331,91	4.797.204,56	744.654,08	4.052.550,48
25	98.824,10	4.772.680,03	740.847,22	4.031.832,81

Tabla 29. Flujos de caja.

9.4 ÍNDICES DE RENTABILIDAD

Para valorar verdaderamente un proyecto, es necesario calcular el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de retorno (PR). Para determinar si el proyecto es rentable, el VAN deberá ser mayor o igual que cero, el TIR mayor o igual que la establecida para el proyecto (5% en este caso, típico para renovables) y el PR menor o igual que la vida útil del proyecto.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de los mencionados índices son las siguientes:

$$VAN = \sum_{t=1}^{25} \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 10. VAN

$$\frac{\frac{TIR}{1 - \frac{1}{(1+TIR)^N}}}{1} = \frac{MB}{INV}$$

Ecuación 11. TIR.

$$PR = \frac{INV}{MB}$$

Ecuación 12. PR.

En base a las anteriores ecuaciones, el VAN es 11.980.949,43 €, el TIR es un 7,37% y el PR son 11,09 años.

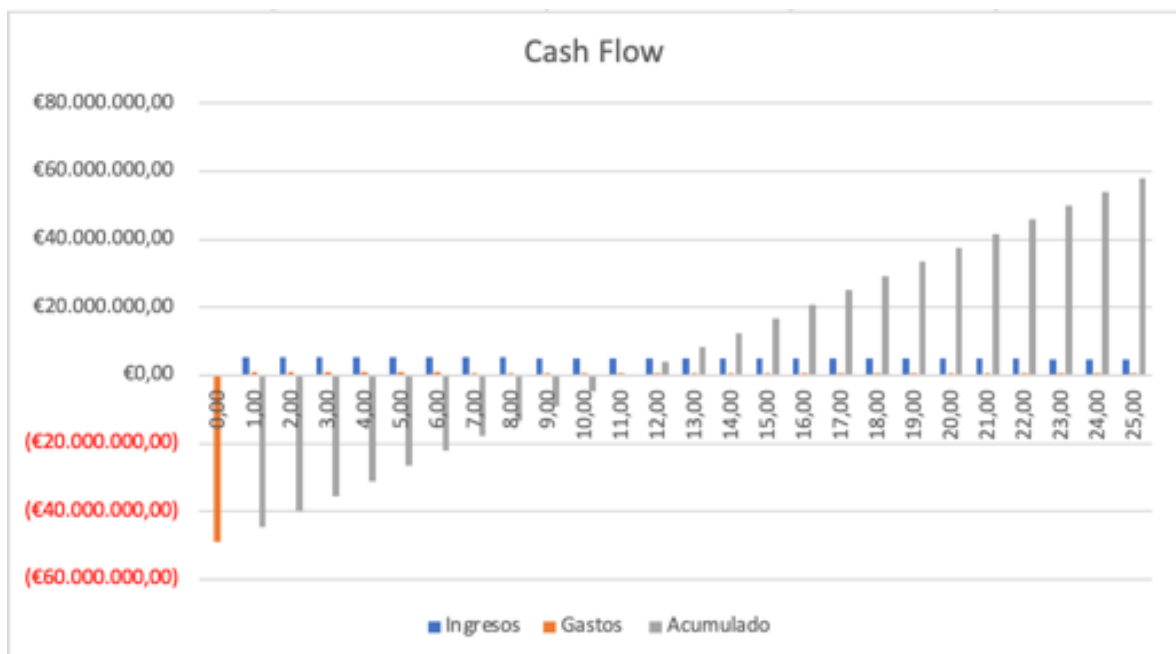


Ilustración 45. Cash flow del proyecto.

En base a estos valores, apreciamos que el proyecto es rentable.

9.5 COSTES NORMALIZADOS

El coste normalizado, LCOE (Levelized Cost of Energy), se define como el valor del coste de construir una instalación de energía y su producción a lo largo de su vida útil [24]. Nos facilita la comparación entre los costes de las diferentes fuentes de energía. De manera simplificada, se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}} = 40,29 \text{ €/MWh}$$

Ecuación 13. LCOE

Donde:

- I: Inversión inicial €.
- M: Costes de operación y mantenimiento anuales €.
- E_{generada}: Energía generada anualmente (MWh).
- r: Tasa de descuento. Es del 5%.

Este precio está dentro de los costes nivelados para plantas a gran escala [25].

9.6 CONCLUSIÓN

En base al análisis de la viabilidad económica, se puede concluir que este proyecto es económicamente rentable por diferentes motivos:

Primeramente, el VAN tiene un valor de 11.980.949,43 €, siendo este mayor que cero. Por otro lado, el TIR es del 7,37%, siendo superior al WACC establecido para este proyecto (5%). Otro indicador de que el proyecto es rentable es el período de retorno, siendo este 11,09 años, menor que los 25 años de vida útil del proyecto.

Otro parámetro importante que demuestra que el proyecto es viable es el LCOE. Su valor de 40,29 €/MWh demuestra que, por un lado, es competitivo y está a la orden del día con

los precios actuales, que continúan cayendo en lo que respecta a esta tecnología. Por otro lado, es inferior al precio de casación del mercado, lo que nos indica que es una técnica útil para abaratar los precios de la electricidad.

Por lo tanto, se demuestra que el proyecto sería rentable en caso de ser producido y favorable para el avance limpio y sostenible de la generación de energía.

[illegible]

CAPÍTULO 11. CONTAMINACIÓN EVITADA

Las plantas fotovoltaicas vienen libres de emisiones si no consideramos el impacto ambiental y de construcción que estas tienen. En este capítulo se va a considerar la contaminación que se evita por la implementación de esta tecnología. Los gases de efecto invernadero (GEI) producidos por las fuentes de energía contaminantes considerados por el IPCC y el SEI son el CO₂, el CH₄ y el N₂O. La contaminación del metano en la producción de electricidad es prácticamente despreciable, por lo que se consideran simplemente el dióxido de carbono y el monóxido de dinitrógeno. Para fijar las emisiones en términos de CO₂ equivalente, se fija que un gramo de N₂O equivale a 265 g de CO₂ según lo establecido en el AR5 (Fifth Assessment Report) [26]. La evolución de las emisiones de GEI en el sistema eléctrico español es la siguiente:

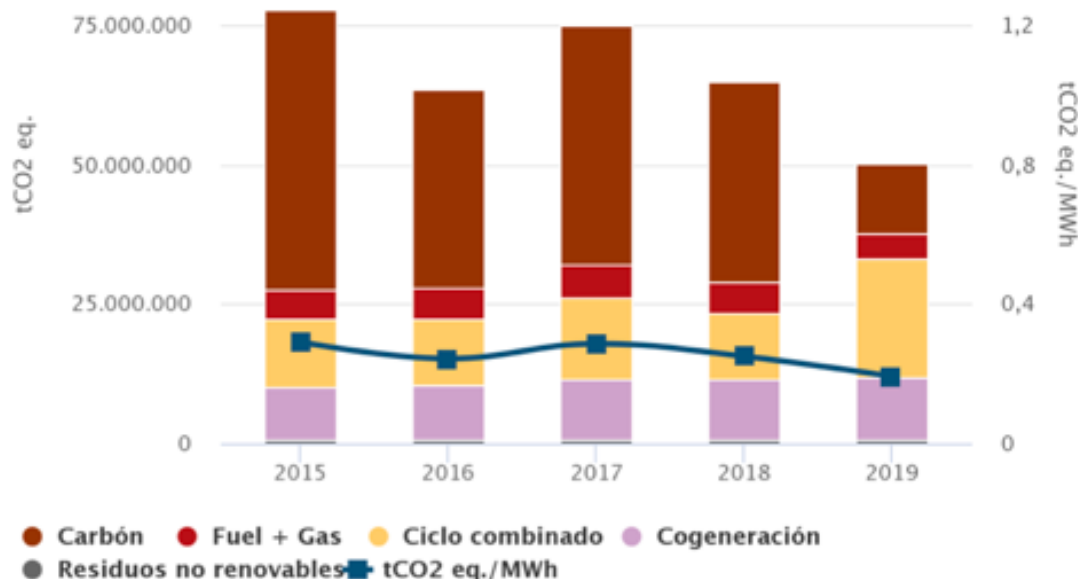


Ilustración 46. Evolución de las emisiones de GEI. (Fuente REE).

Para calcular la contaminación evitada, podemos usar los factores de emisión de CO₂ asociados a la generación de electricidad de las tecnologías contaminantes, que se resumen en la siguiente ilustración:

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Ilustración 47. Factores de emisión de CO₂ por tecnología. (Fuente REE).

Las emisiones evitadas se podrían calcular multiplicando la tecnología más contaminante por la producción media anual de la planta por su vida útil. De tal modo:

$$\text{Emisiones Evitadas} = 0,95 * 104.422,75 * 25 = 2.480.040,313 \text{ tCO}_2$$

CAPÍTULO 12. CONCLUSIONES

El objeto de este proyecto era el diseño de una planta fotovoltaica de gran potencia. Esta, finalmente, constará de 57,425 MWp y estará situada en la Roda, Albacete.

Primeramente, se estudiaron tres emplazamientos en los que situarla. De todos ellos se selecciono la Roda debido a sus perfectas características de localización y recurso solar. El emplazamiento dispone de 100 Hectáreas, está alejado de espacios protegidos, se encuentra a 5,71 km de la subestación más cercana y es prácticamente llano. También tiene un GHI y un DHI óptimos y la temperatura media es inferior a la de los otros emplazamientos con los que se comparó.

Tras ello, se procedió a optimizar la planta, la cual constará finalmente de 104.409 módulos de 550 Wp de JA SOLAR, formando strings de 27 paneles y un total de 3867 cadenas. La potencia pico de los paneles, por tanto, será de 57.425 kWp. Se dispondrá de 13 Power Stations, formadas, cada una, por un inversor de 3800 kW y un transformador 690V/20kV de 4390 kVA proporcionados por la empresa Power Electronics. Esto da lugar a una potencia nominal de la planta de 49.400 kW. Se contará con 967 seguidores 2V de Soltec. Cada uno alberga 4 strings de 27 paneles. Además, se instalará una subestación 20/132 kV. Gracias a todo ello, se obtendrá una producción anual de 110.475,40 MWh durante el primer año y una producción promedio de 104.422,75 MWh durante los 25 años de vida de la planta.

Finalmente, para llevar a cabo la ejecución de este proyecto se demuestra que hará falta una inversión de 49.071.485,96 €. Considerando esta inversión, una tasa de descuento del 5% y unos costes de operación de 7,5 €/MWh se obtienen un VAN de 11.980.949,43 € y un TIR del 7,37%. Esto demuestra que el proyecto es rentable siendo el período de retorno de 11,09 años. Por otro lado, el LCOE es de 40,29 €/MWh, menor que el precio medio de casación del mercado.

CAPÍTULO 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Objetivos de reducciones de gases de efecto invernadero”. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>
- [2] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [3] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [4] Renewable Energy Magazine. “La solar fotovoltaica bate récord del mundo”. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-solar-fotovoltaica-bate-record-del-mundo-20210505>
- [5] Statista. “Ranking mundial de los países con mayor potencia solar fotovoltaica instalada hasta la fecha de 2020”. <https://es.statista.com/estadisticas/641225/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-paises/>
- [6] Statista. “Volumen de energía solar fotovoltaica producido como porcentaje sobre la energía total generada de 2010 a 2021”. <https://es.statista.com/estadisticas/1004395/participacion-de-la-generacion-solar-fotovoltaica-en-la-generacion-total-en-espana/>
- [7] Ministerio para la Transición. Ecológica y el Reto Demográfico. “La Red Natura 2000 en España”. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/rn_espana.aspx
- [8] Plan de ordenación municipal de La Roda (Albacete). “Espacios protegidos”. <https://laroda.es/pom/06%20Catálogo%20de%20Bienes%20y%20Espacios%20Protegidos/>

[06%20CATALOGO%20DE%20BIENES%20Y%20ESPACIOS%20PROTEGIDOS%20\(CAT\).m0.pdf](#)

[9] Iberdrola Distribución. “Mapa informativo de capacidad”. <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico-produccion-energia/mapa-capacidad>

[10] APS Phsysics. “April 25, 1954: Bell Labs demonstrates the first practical silicon solar cell”. <https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>

[11] Computer History Museum. “1940: Discovery of the P-N junction”. <https://www.computerhistory.org/siliconengine/discovery-of-the-p-n-junction/>

[12] Cuaderno de Cultura Científica. “La explicación de Einstein del efecto fotoeléctrico”. <https://culturacientifica.com/2019/07/02/la-explicacion-de-einstein-del-efecto-fotoelectrico/>

[13] Área Tecnología. “Efecto Fotoeléctrico”. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>.

[14] Alonso, C. “Docencia Prof. Consuelo Alonso para proyectos fotovoltaicos ICAI”.

[15] Ecoefecto. “¿Qué es la energía solar?”. http://www.ecoefecto.com/tecnologia_fv.htm

[16] Acciona. “¿Qué es la energía solar?”. https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/?_adin=02021864894

[17] Solarmazd. “How much energy do we receive from the sun?”. <https://solarmazd.com/peak-sun-hours-psh-what-does-it-mean-and-how-to-estimate-it/>

[18] Arrevol. “Cómo optimizar el rendimiento de una placa solar”. <https://www.arrevol.com/blog/como-optimizar-el-rendimiento-de-una-placa-solar>

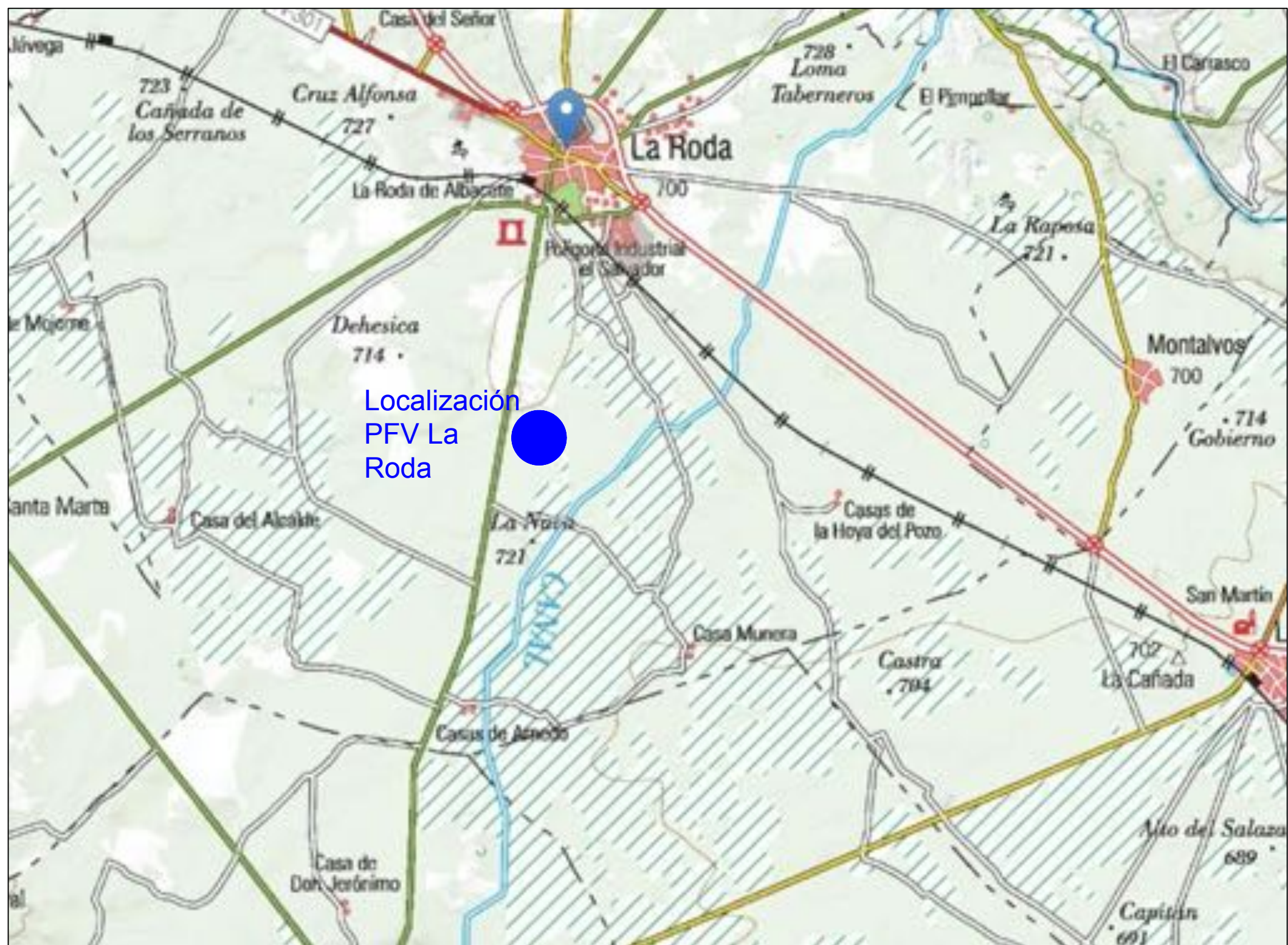
[19] Área Tecnología. “Unión PN semiconductores”. <https://www.areatecnologia.com/electronica/union-pn.html>

- [20] Grupo Turelectric. “Tipos de Paneles Solares”. <https://grupoturelectric.com/tipos-de-paneles-solares-eficiencia-y-rentabilidad/>
- [21] EcoInventos. “Células solares multiunión: lo que tienes que saber”. <https://ecoinventos.com/celulas-solares-multiunion/>
- [22] Mapfre Global Risks. “La Perovskita, futuro cierto de las energías renovables”. <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/la-perovskita-futuro-cierto-de-las-energias-renovables/>
- [23] Techno Sun. “¿Qué es el efecto LID de los módulos fotovoltaicos?”. <https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/post/efecto-lid-la-degradacion-inducida-por-la-luz-107>
- [24] Enérgya VM. “¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?”. <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- [25] PV Magazine. “El LCOE de la solar en el sur de España podría bajar hasta 9 €/MWh en 2050”. <https://www.pv-magazine.es/2019/09/02/el-lcoe-de-la-solar-en-el-sur-de-espana-podria-bajar-hasta-e9-mwh-en-2050/>
- [26] Red Eléctrica de España. “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España”. <https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es>
- [27] Organización Internacional del Trabajo. “La economía circular y el empleo en 2030”. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---dgreports/---dcomm/---publ/documents/publication/wcms_638150.pdf
- [PSFC] Grupo Naturgy. “Estudio del recurso solar y de producción de energía eléctrica”.

Documento II. PLANOS

LISTADO DE PLANOS

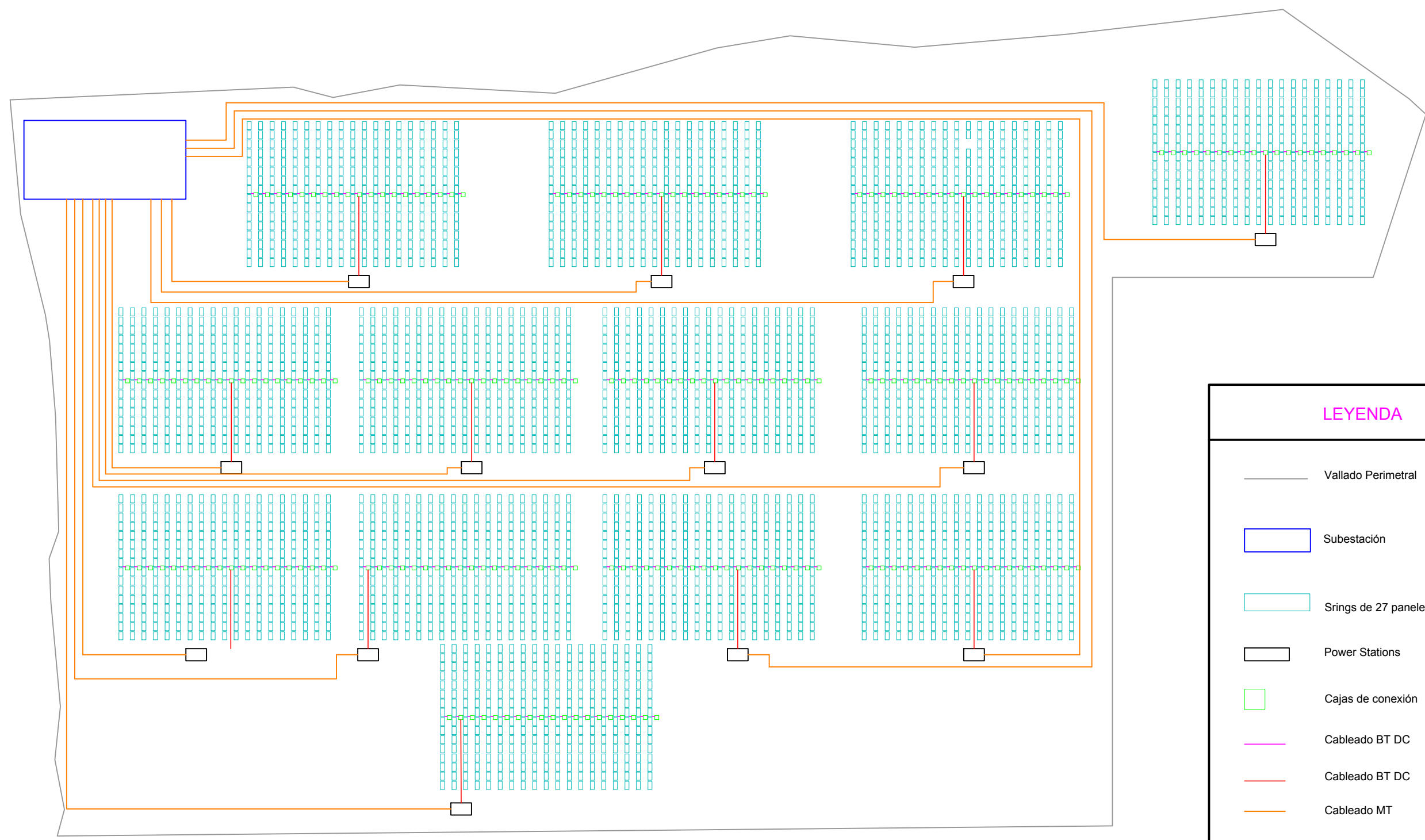
01. Localización emplazamiento
02. Estado actual
03. Estado futuro situación parque fotovoltaico
04. Unifilar Baja Tensión
05. Unifilar Media Tensión.



PFV LA RODA			
NOMBRE		FECHA	TÍTULO: Localización Emplazamiento
DIBUJADO	SERGIO CLEMENTE	18/07/22	
COMPROBADO		17/05/19	
PLOT ESCALA: 1:1	FIRMA SCM		
		Nº DE PLANO 01	



PFV LA RODA				
NOMBRE		FECHA	TÍTULO: ESTADO ACTUAL	
DIBUJADO	SERGIO CLEMENTE	18/07/22		
COMPROBADO				
PLOT ESCALA:	FIRMA			Nº DE PLANO
1:1	SCM			02



LEYENDA

Vallado Perimetral

Subestación

Srings de 27 paneles Fotovoltaicos

Power Stations

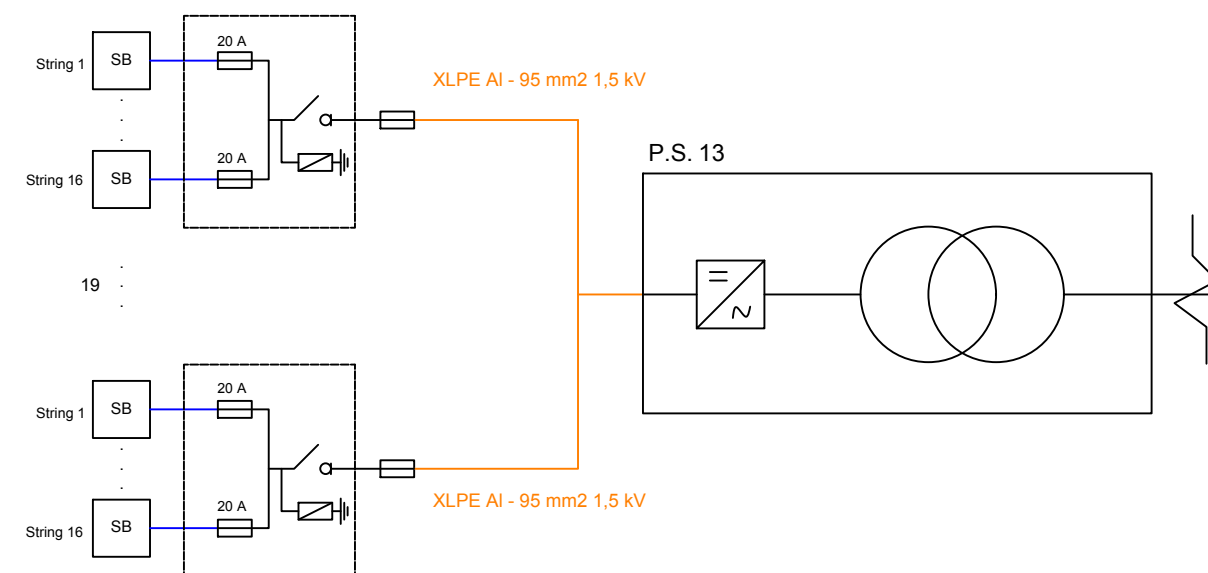
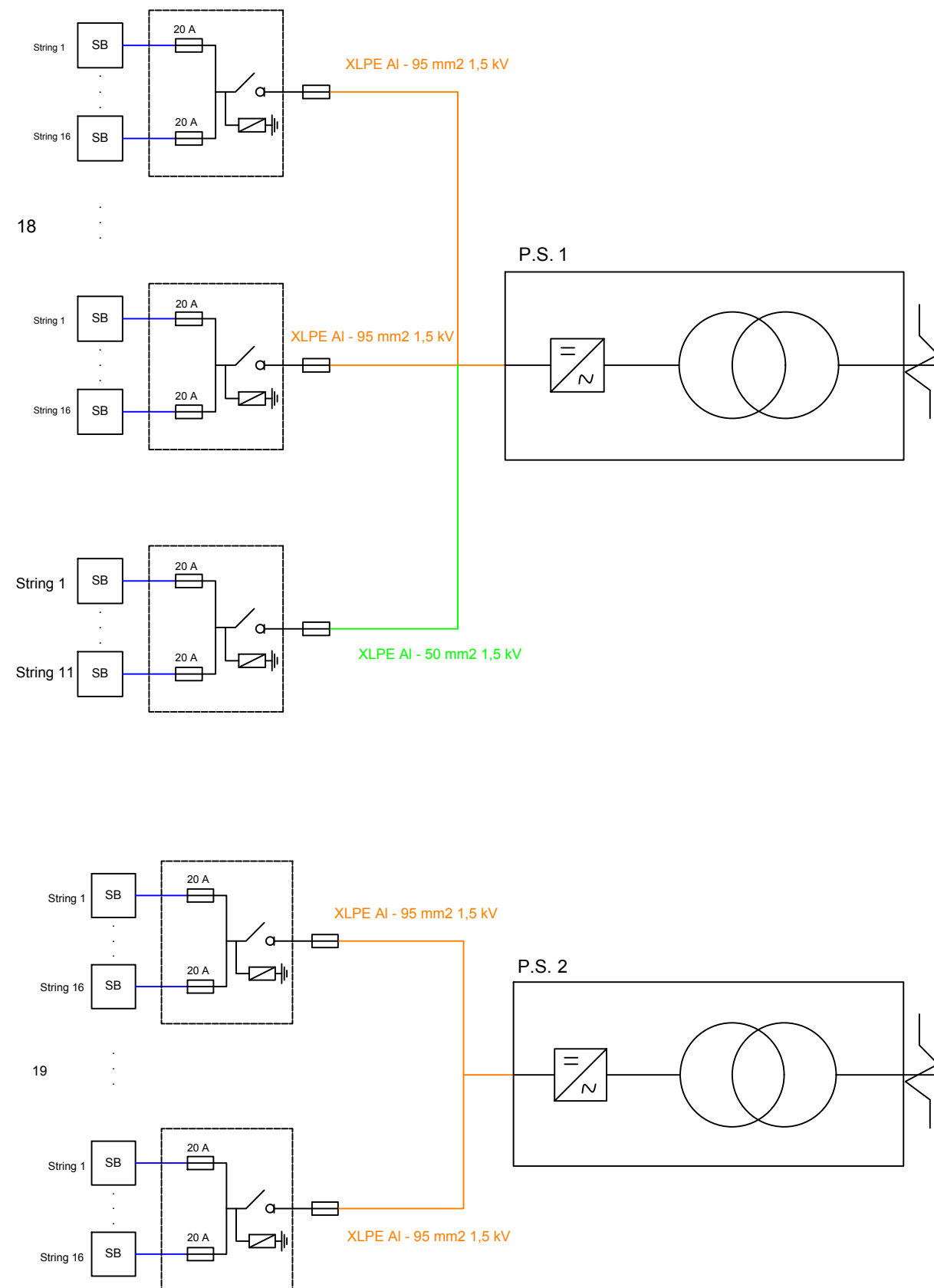
Cajas de conexión

Cableado BT DC

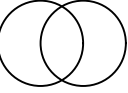
Cableado BT DC

Cableado MT

PVF LA RODA			
NOMBRE		FECHA	TÍTULO: ESTADO FUTURO SITUACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO
DIBUJADO	SERGIO CLEMENTE	18/07/22	
COMPROBADO		17/05/19	
PLOT ESCALA:	FIRMA	COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA ICAI ICAD E CHS	
1:1	SCM		
		Nº DE PLANO	
		03	

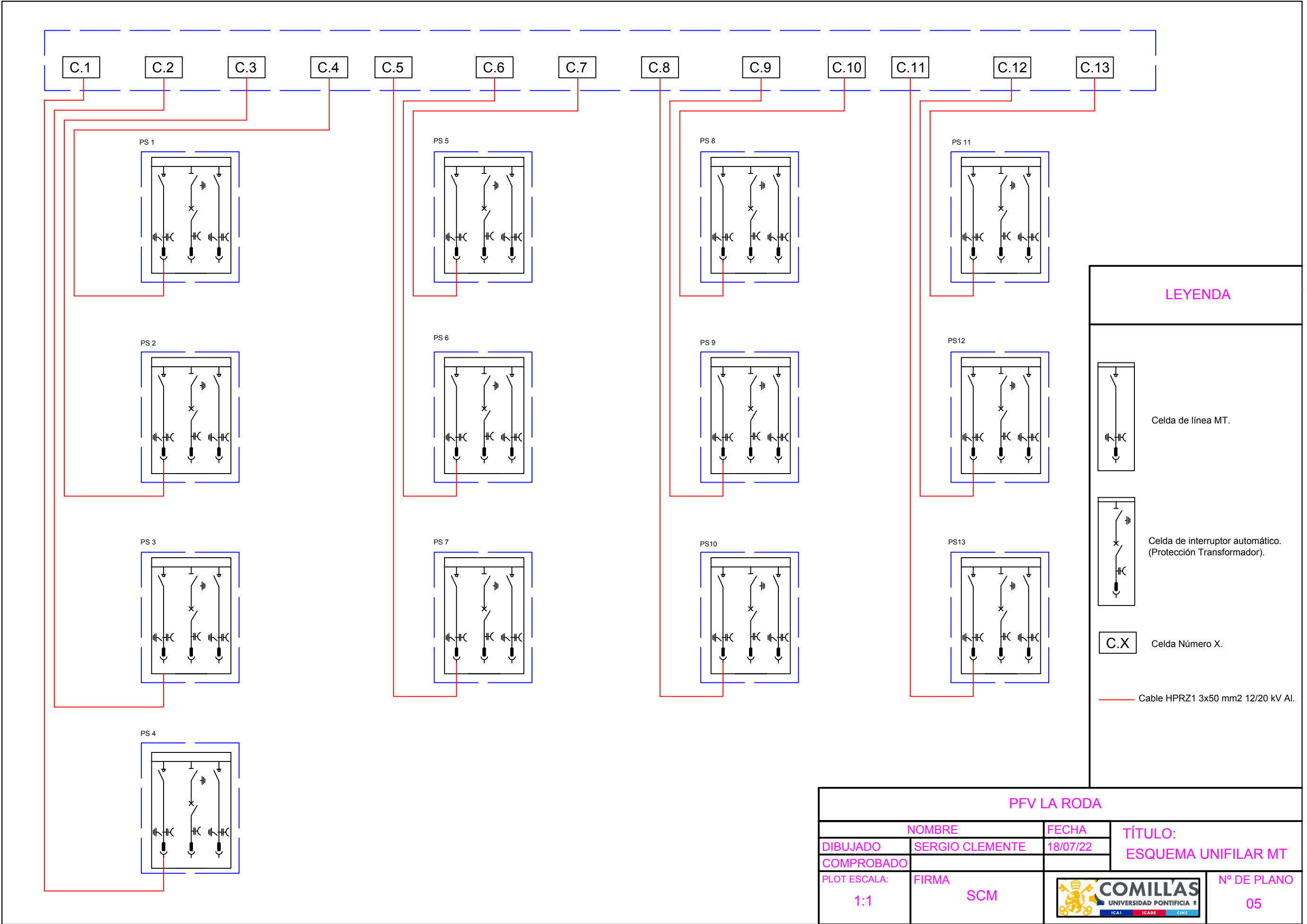


LEYENDA

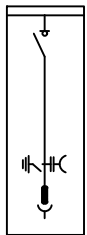
	27 MÓDULOS 550 Wp		Interruptor Seccionador en Carga
	Fusible		Descargador de Sobretensiones
	Inversor Power Electronics FS3670K		Transformador 4390 kVA 690V/20kV
	Cable XLPE AI - 2,5 mm2 1,5 kV		Cable XLPE AI - 50 mm2 1,5 kV
	Cable XLPE AI - 95 mm2 1,5 kV		

PFV LA RODA

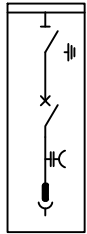
NOMBRE		FECHA	Título: UNIFILAR BAJA TENSIÓN
DIBUJADO	SERGIO CLEMENTE	18/07/22	
COMPROBADO			
PLOT ESCALA: 1:1	FIRMA SCM		Nº DE PLANO 04



LEYENDA



Celda de línea MT.



Celda de interruptor automático.
(Protección Transformador).



Celda Número X.

Cable HPRZ1 3x50 mm2 12/20 kV Al.

PFV LA RODA

NOMBRE		FECHA	TÍTULO: ESQUEMA UNIFILAR MT
DIBUJADO	SERGIO CLEMENTE	18/07/22	
COMPROBADO			
PLOT ESCALA:	FIRMA		
1:1	SCM		
			Nº DE PLANO 05

Documento III. PRESUPUESTO

<i>Capítulo 1. Obra civil</i>	<i>Precio €/Wp</i>	<i>Importe €</i>
OBRA CIVIL DE LA PLANTA Consta de accesos, caminos interiores, zanjas y drenajes de la planta fotovoltaica.	0,0496	2.876.992,50
CIMENTACIONES Cimentación para los centros de transformación y otros. Mejora del terreno.	0,00317	182.037,25
SEGURIDAD y VARIOS	0,01465	841.276
	Subtotal Cap. 1	3.900.305,00

<i>Capítulo 2. Instalaciones de Generación</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €</i>	<i>Importe €</i>
PANELES FOTOVOLTAICOS (ud.) Módulos fotovoltaicos JA Solar 550 Wp.	104.409,00	257,81	26.917.684,29
POWER STATION (ud.) Inversor + Transformador MV SKID de Power Electronics. Incorpora la integración en campo, la puesta en marcha y el transporte. Cada estación lleva suministrados el transformador de MT y las celdas de MT.	13,00	257.346,00	3.345.498,00
SOPORTE Y SEGUIMIENTO (ud.) Seguidores 2V SF8 de Soltec.	967,00	1000,00	967.000,00
BANDEJAS (m.) Metro de bandeja Rejiband 60x60 mm para la salida de los módulos a las cajas de centralización. Incluye mano de obra	417.636,00	1,61	672.393,96
CAJAS DE CENTRALIZACIÓN (ud.) Cuadro 16 strings 250 A. Fusibles 15 A. 1200 V	242,00	708,86	171.544,12
CABLE DE 1x2,5 mm ² (m.)	787.952	0,24	189.108,48

Metro de cable de conductores unipolares de aluminio, con aislamiento XLPE de tensión asignada 1500 V en corriente continua y 2,5 mm ² de sección. Incluye mano de obra.			
CABLES 1x95 mm ² (m.)	143.000	3,21	459.030,00
Metro de cable de conductores unipolares de aluminio, con aislamiento XLPE de tensión asignada 1500 V en corriente continua y 95 mm ² de sección. Incluye mano de obra.			
TOMA DE TIERRA	1.231,00	8,13	10.008,03
Toma de tierra. Formada por las picas de cobre. Incluye la mano de obra.			
	Subtotal		32.732.266,88
	Cap. 2		

<i>Capítulo 3. Evacuación MT</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio Unitario €</i>	<i>Importe €</i>
CABLES 1x50 mm² (m.) Metro de cable de conductores unipolares de aluminio, con aislamiento XLPE de tensión asignada 12/20 kV en corriente alterna y 50 mm² de sección. Incluye mano de obra.	19.440,00	9,107	177.040,08
CABLES 1x300 mm² (m.) Metro de cable de conductores unipolares de aluminio, con aislamiento XLPE de tensión asignada 12/20 kV en corriente alterna y 300 mm² de sección. Incluye mano de obra.	120	17,43	2.091,60
CABLES 1x400 mm² (m.) Metro de cable de conductores unipolares de aluminio, con aislamiento HEPR de tensión asignada 12/20 kV en corriente alterna y 400 mm² de sección. Incluye mano de obra.	120	20,38	2.445,6
	Subtotal		181.577,28
	Cap. 3		

<i>Capítulo 4. Subestación</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio €</i>	<i>Importe €</i>
SUBESTACIÓN 20/132 kV Formada por todo su equipamiento eléctrico en media y alta tensión. Incluye transformador, interruptor, seccionador, autoválvulas, celdas, aparamenta, otros.	1,00	3.006.259,21	3.006.259,21
	Subtotal		3.006.259,21
	Cap. 4		

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

<i>CAPÍTULO</i>	<i>%</i>	<i>EUROS</i>
Capítulo 1. Obra civil.	9,79	3.900.305,00
Capítulo 2. Instalaciones de generación	82,19	32.732.266,88
Capítulo 3. Evacuación MT	0,47	181.577,28
Capítulo 4. Subestación	7,55	3.006.259,21
TOTAL EJECUCIÓN	100	39.820.408,37

Los gastos generales y beneficios industriales ascienden hasta el 19%.....7.565.877,59

TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA.....47.386.285,96

El presente presupuesto asciende a la cantidad de **CUARENTA Y SIETE MILLONES TRESCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y CINCO EUROS Y**

NOVENTA Y SEIS CÉNTIMOS.

Documento IV. ANEXOS

ANEXO 1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En el siguiente anexo se mostrarán los cálculos necesarios para la obtención del dimensionamiento eléctrico de la planta fotovoltaica. Al final del anexo se mostrará la normativa aplicada.

1. CÁLCULO DE TENSIONES Y AISLAMIENTOS

1.1. TENSIONES Y AISLAMIENTO CONTINUA BAJA TENSIÓN

El tramo pendiente de estudio es el que comprende el cableado desde la salida de los paneles fotovoltaicos hasta la entrada en los inversores. Para ello, será necesario el uso de cajas de centralización que agrupen las cadenas para después salir de manera conjunta a los inversores. La tensión en este primer tramo viene determinada por el conjunto de módulos fotovoltaicos agrupados en serie. Los paneles de JA Solar seleccionados cuentan con una potencia nominal de 550 Wp (por módulo), cuya tensión en el máximo punto de potencia es 41,56 V. De tal modo, la tensión de una cadena (en bornes de cada serie de paneles) será:

$$U_{\text{serie}} = N^{\circ} \text{módulos} * U_{\text{módulo}} = 27 * 41,56 = 1122,12 \text{ V.}$$

Ecuación 14. Voltaje de los módulos en serie.

Acorde con esto, la tensión máxima de entrada al inversor será de 1122,12V. De acuerdo con las características del inversor seleccionado, su rango de entrada mpp es de 976-1310V, por lo que la tensión de entrada se encuentra dentro de los límites establecidos.

Por otro lado, U_{serie} se define como tensión especial en el artículo 4 del REBT. Por lo tanto, se seguirán las indicaciones estipuladas en la ITC-BT-37 *Instalaciones a Tensiones Especiales*.

El aislamiento deberá cumplir con los requerimientos establecidos en la ITC-BT-02, la ITC-BT-07 y la ITC-BT-20.

Por todo lo anterior y ateniéndonos a la normativa, el aislamiento de los cables en corriente continua deberá ser, como mínimo, de 1500 V.

1.2. TENSIONES Y AISLAMIENTO ALTERNA BAJA Tensión

El tramo de corriente alterna en baja tensión es aquel que comprende la salida de los inversores y llega hasta la entrada de los transformadores de media.

El voltaje de operación de la red (salida de los inversores) es de 690 V, que también entra dentro del rango de tensiones especiales en corriente alterna según el artículo 4 del REBT. Al igual que anteriormente, se obrará según la ITC-BT-37. A la hora de seleccionar el aislamiento, se han tenido en cuenta la ITC-BT-02 y la ITC-BT-20, que especifican que debremos de emplear un aislamiento mínimo de 0,6/1 kV.

1.3. TENSIONES Y AISLAMIENTO ALTERNA MEDIA Tensión

Este tramo de cableado abarca la conexión entre la salida de los transformadores, a 20 kV, y la entrada en la subestación. El aislamiento de estas líneas cumplirá las premisas reglamentadas en la ITC-RAT-12.

En dicha instrucción técnica complementaria, se establece que las tensiones entre 1 kV y 52 kV están dentro del grupo A. Por lo tanto, bajo las indicaciones de la Tabla 1, se obtiene:

<i>Tensión más elevada para el material (kV eficaces)</i>	<i>Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)</i>	<i>Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial (kV eficaces)</i>
24	125	50

Tabla 30. Niveles de aislamiento nominales para materiales del tipo A.

Por otro lado, según la tabla 4 de la ITC-RAT-12, la distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases será de 22 cm.

1.3.1. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE INTERCONEXIÓN ENTRE CT'S Y SUBESTACIÓN

Como se menciona en el apartado anterior, tanto las líneas subterráneas de interconexión entre Centros de Transformación, como las líneas que se tiran a la subestación, trabajan a 20 kV. El aislamiento por tanto cumplirá con las reglamentaciones establecidas en la ITC-LAT-02 y la ITC-LAT-06.

Partiendo de que los defectos a tierra deberán ser eliminados lo antes posible (categoría A) y según la tabla 2 de la ITC-LAT-06, el aislamiento de los cables, como mínimo, deberá de ser de 12/20 kV, que deberá de soportar la tensión cresta ante impulsos tipo rayo de 125 kV.

1.4. TENSIONES Y AISLAMIENTO ALTERNA ALTA Tensión

La subestación eleva la tensión de 20 kV a 132 kV. Esta tensión de salida está categorizada como “primera categoría” según el artículo 3 de la ITC-RAT-04.

El aislamiento viene seleccionado según la ITC-RAT-12, esta vez en el grupo B (tensión iguala o mayor de 52 kV y menor de 300 kV). Los niveles de aislamiento nominales para el grupo B son:

<i>Tensión más elevada para el material (kV eficaces)</i>	<i>Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)</i>	<i>Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial (kV eficaces)</i>
145	550	230

Tabla 31. Niveles de aislamiento nominales para materiales de tipo B.

Para 550 kV cresta, la distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra será de 110 cm.

2. CÁLCULO DE INTENSIDADES Y SECCIONES

En el siguiente apartado, se considera aislamiento XLPE y cables de aluminio para todos los tramos.

2.1. CONTINUA BAJA TENSIÓN

Como se ha especificado en la sección 1.1 de este anexo, la única parte que funcionará en continua de la instalación será la situada entre la salida de los paneles y la entrada de los inversores.

Primeramente, de la salida de los paneles hasta las cajas de continua los cables irán al aire, dispuestos en bandejas. Siguiendo la reglamentación de la ITC-BT-19 y de la ITC-BT-20. Se considera una temperatura del aire de 40° C y aislamiento XLPE. A la hora de elegir los conductores, será necesario saber la intensidad que circula por la sección según la siguiente ecuación:

$$I_{adm} = \frac{1.1 * I_{mp}}{F_t * F_r * F_c * F_p}$$

Ecuación 15. Intensidad admisible por un cable.

Tal que:

- I_{adm} : Intensidad referencia para seleccionar la sección del cable.
- I_{mp} : Intensidad máxima que puede circular por el cable.
- F_t : Factor de corrección por temperatura del terreno o del ambiente.
- F_r : Factor de corrección por resistividad del terreno.
- F_c : Factor de corrección por agrupamiento de cables.
- F_p : Factor de corrección por profundidad del terreno.

Además, se ha optado por incluir factor de seguridad del 10%.

Los factores de corrección se obtienen de las diferentes tablas pertenecientes a la ITC-BT-07.

En este primer tramo, $I_{adm} = 1,1 \cdot I_{mp}$ ya que todos los factores de corrección son 1. Esto se debe a que los cables están al aire en bandejas y son cables monofásicos no agrupados. Por lo tanto, teniendo en cuenta que $I_{mp} = 13$ A, la intensidad admisible será 14,21 A. Esto es válido para la corriente de los 27 paneles de una cadena, pues están en serie.

La sección será obtenida de la Tabla A-52-1 bis, ciñéndonos a la ecuación previamente descrita. Sabiendo que usaremos dos conductores de aluminio, seleccionamos una sección de $2,5 \text{ mm}^2$, que soporta hasta 25 A.

Aguas arriba a las cajas de continua, los cables se encuentran soterrados bajo tubo. Por ello, los factores de corrección difieren.

Se considerará una resistividad térmica del terreno de $0,9 \text{ Km/W}$, obteniendo en cable unipolar un $Fr = 1,04$ (Tabla 7 ITC-BT-07). Considerando que la profundidad de la zanja sea $0,7 \text{ m}$, el factor de corrección por profundidad, F_p , será igual a 1 (Tabla 9 ITC-BT-07). No habrá agrupación de cables, por lo que $F_c = 1$. Por último, se asumirá $F_t = 1$ considerando la que la temperatura del terreno no difiere de 25°C .

Para saber la sección de los cables, primero necesitamos saber la intensidad que va a transcurrir por ellos. Para ello, primero debemos diseñar las cajas de continua y el número de cables que saldrán de ellas para entrar a los diferentes inversores.

Disponemos de 3867 cadenas y de 13 inversores, esto es, 297,46 cadenas irían a un inversor. La intensidad máxima admisible de los inversores es 3970 A (I_{adm}) y la de cortocircuito 6000 A (I_{sc}). Siendo 13 A la intensidad de máxima potencia de los paneles, $I_{adm}/I_{mpp} = 302$, que es más restrictivo que I_{sc}/I_{msc} , siendo $I_{msc} = 14$ A.

Como no existen cajas para tantos strings (297,46), se usarán cajas de 16 strings. Por lo tanto, será necesario disponer de 242 cajas de centralización. A 241 de ellas les llegarán 16 strings y a la restante le llegarán 11 strings. Por lo tanto, las cajas deben de soportar una corriente

de $16 \cdot 13 = 208$ A. A la hora de llevar los cables a los inversores, debemos primero considerar las entradas que estos tienen, que son 36. Segundo, debemos tener en cuenta las intensidades máximas admisibles de los inversores. La intensidad máxima que soportan las Power Station son 3970 A en régimen permanente y 6000 A en cortocircuito.

Entonces, atendiendo a estas premisas, 19 cajas irían a 12 inversores (cada inversor recibe 19 cajas de centralización) y 14 a un único inversor.

- De las 18 cajas que van a un inversor, junto con la caja compuesta por los 11 strings, la corriente entrante a cada inversor sería $208 \cdot 18 + 11 \cdot 13 = 3.887$ A < 3970 A. También se comprueba que la corriente de cortocircuito $14 \cdot 16 \cdot 18 + 14 \cdot 11 = 4186$ A < 6000 A.
- Para las 19 cajas compuestas por 16 strings, el cálculo es el siguiente: $208 \cdot 19 = 3952$ < 3970 A. Para la corriente de cortocircuito: $14 \cdot 16 \cdot 19 = 4256$ < 6000 A.

En base a estos cálculos, y aplicando los factores de corrección previamente mencionados, para la salida de cada una de las 19 cajas se usarán cables de aluminio XLPE de 95 mm². De la caja a la que solo llegan 11 strings, se usarán cables de aluminio XLPE de 50 mm².

- Las 14 cajas restantes portan $208 \cdot 14 = 2912$ A < 3970 A. Además, $14 \cdot 16 \cdot 14 = 3136$ < 6000 A.

Del mismo modo que anteriormente, los cables que llegarán a los inversores de estas cajas serán de aluminio XLPE de 95 mm².

2.2. ALTERNA BAJA TENSION

Este tramo haría referencia al cableado de los inversores a los transformadores. Como trabajamos con Power Stations, esta parte es omisible.

2.3. *ALTERNA MEDIA TENSIÓN*

De la salida de los transformadores se evacúa a la subestación. Cada Power Station es de 4390 kVA.

$$I_{\text{máxima}} = \frac{P_T}{U \cdot \sqrt{3}}$$

Ecuación 16. Intensidad máxima a la salida del transformador.

Entonces, la $I_{\text{máxima}} = \frac{4390}{20 \cdot \sqrt{3}} = 126,73 \text{ A}$

Se dispone de 13 Power Station, que se agruparán en tres grupos de tres transformadores y en un grupo de cuatro que irán, cada uno, a un embarrado de alta tensión. De ahí se llevarán cuatro líneas, una desde cada embarrado, a la subestación elevadora. Los cables de cada transformador al embarrado irán de forma subterránea bajo tubo. Para calcular los factores de corrección, en este caso debemos ir a la ITC-LAT-06. De la tabla 8 de dicha ITC se obtiene un $Fr = 1,26$, asumiendo una sección de 50 mm^2 y una resistividad térmica de 0.9 K.m/W . La temperatura del terreno será asumida como 25°C , por lo que $Ft = 1$, según dictamina la tabla 7 de la ITC-LAT-06. El factor de corrección por agrupamiento de cables será $Fc = 1$. El factor de corrección por profundidad del terreno será $Fp = 1$ asumiendo 1 metro de profundidad. Esto aparece en la tabla 11 de la ITC previamente mencionada.

En base a todos estos cálculos obtenemos una $I_{\text{adm}} = 0,87 \cdot 126,73 = 110,25 \text{ A}$. De acuerdo con esta intensidad, elegiremos una sección de 50 mm^2 según se muestra en la tabla 12 de la ITC-LAT-06. El aislamiento seguirá siendo XLPE.

De los embarrados a los que llegan tres transformadores, la intensidad de salida será $I_{3\text{CTs}} = 126,73 \cdot 3 = 380,19 \text{ A}$. Considerando los mismos factores de corrección, obtenemos $I_{\text{adm}} = 330,77 \text{ A}$. Por lo tanto, acorde con la tabla 12 de la ITC-LAT-06, la sección necesaria será 300 mm^2 . Por otro lado, el embarrado al que llegan cuatro transformadores tendrá una corriente de salida $I_{4\text{CTs}} = 126,73 \cdot 4 = 506,92 \text{ A}$. Usando nuevamente los mismos factores de corrección, $I_{\text{adm}} = 441,02 \text{ A}$. En este caso no se encuentra ningún cable de aluminio y

XLPE capaz de soportar esta intensidad. Por ello se optará por un 400 mm² de aluminio y HEPR.

2.4. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

La corriente de cortocircuito paneles-falta será alrededor de entre el 5 y el 10% de la corriente nominal, por lo que no es importante su cálculo de protecciones. En el caso de la corriente red-falta, sí que hay que calcularlo. La corriente de cortocircuito se calcula según la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} * \frac{U_{cc}}{100} * U}$$

Ecuación 17. Intensidad de corto circuito

Según:

- S: Potencia del transformador (VA).
- I_{cc}: Corriente de cortocircuito
- U: Tensión (V)
- U_{cc}: tensión de cortocircuito (%). Viene dada por el fabricante.

Entonces, para el lado de baja tensión tendremos:

$$I_{cc,BT} = \frac{4.390.000}{\sqrt{3} * \frac{12}{100} * 690} = 30.610 \text{ A}$$

En el lado de la subestación, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc,MT} = \frac{150.000.000}{\sqrt{3} * \frac{15}{100} * 20.000} = 28.867 \text{ A}$$

3. CÁLCULO DE CAÍDAS DE TENSION

3.1. BAJA TENSION

Este apartado hace referencia a la caída de tensión que sucede, por un lado, entre la salida de los módulos fotovoltaicos y cajas de centralización y, por otro, entre dichas cajas y las Power Station. Estos cálculos cumplirán con lo establecido en la ITC-BT-19. La fórmula para calcular la caída de tensión es la siguiente:

$$e = \rho_1 * \frac{L_1}{S_1} * I_1 + \rho_2 * \frac{L_2}{S_2} * I_2 + \dots + \rho_n * \frac{L_n}{S_n} * I_n$$

Ecuación 18. Caída de tensión en Baja Tensión.

Donde:

- e: Caída de tensión (V)
- I: Intensidad nominal que circula por el cable (Impp) (A)
- ρ : Resistividad eléctrica del material. Para el aluminio es 0,02856 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 25°C y 0,03021 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 40°C.
- L: Longitud del cable (m).
- S: Sección del cable (mm^2).
- 1, 2,..., n: Numeración del tramo.

Del tramo de los módulos a las cajas suponemos una distancia de 30 metros, con sección de 2,5 mm^2 . Por lo tanto: $e = 2 * 0,03021 * \frac{30}{2,5} * 13,11 = 9,51 \text{ V}$

Dado que la tensión de cada módulo es 41,96 y tenemos 27 paneles en serie, tendremos una tensión de 1132,92 V. Entonces, $e(\%) = 9,51 * 100 / 1132,92 = 0,84\% < 5\%$.

En cuanto al tramo de las cajas a las Power Station, suponemos una distancia de 10 metros, con sección de 240 mm^2 y la misma tensión que anteriormente. En este caso,

$$e = 2 * 0,02856 * \frac{10}{240} * 13,11 = 0,03 \text{ V. } e(\%) = 0,003\% < 5\%.$$

3.2. MEDIA TENSIÓN

La caída de tensión en el tramo inversor-transformador es despreciable, pues se usan Power Stations que tienen ambos componentes acoplados a una pequeña distancia. El cálculo de la caída de tensión entre los transformadores y la subestación sí es necesario realizarlo y deberá de cumplir con lo estipulado en la ITC-LAT-06.

La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} * I_{\text{cálculo}} * L * [R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)] * 100}{U}$$

Ecuación 19. Caída de tensión en Media Tensión.

Donde:

- e: Caída de tensión (%)
- U: Tensión en el tramo de media (V)
- $I_{\text{cálculo}}$: Corriente máxima que fluye por el cable (A)
- R: Resistencia del cable (Ω/km). Se toma el valor 0,1 ofrecido por el fabricante.
- X: Reactancia del cable (Ω/km). Se toma el valor 0,1 ofrecido por el fabricante.
- φ : Desfase entre tensión e intensidad. Se tomará un ángulo igual a 30°
- L: Longitud del cable (km)

Entonces, la caída de tensión más desfavorable será:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} * 441,02 * 2 * [0,1 * \cos(30) + 0,1 * \sin(30)] * 100}{20.000} = 1,04\% < 5\%$$

La caída de tensión para un supuesto tramo de longitud de dos km es inferior al 5% establecido en la norma.

4. CÁLCULO DE PROTECCIONES

4.1. PROTECCIONES EN CONTINUA

4.1.1 Sobreintensidades

Se calcularán las protecciones contra sobreintensidades en base a la ITC-BT-22.

La corriente máxima que circulará por los cables será 14,21 A. La corriente máxima que puede circular por los paneles, en el peor de los casos, es 14 A. De tal modo, las protecciones deben dimensionarse para proteger los módulos. Por ello, se elegirá una protección con poder de corte que se sitúe entre 14 y 14,21 A.

4.1.2 Contactos directos o indirectos

La ITC-BT-24 marca las protecciones contra contactos directos o indirectos para el tramo de continua. Se protegerá por aislamiento, por medio de barreras o envoltentes, por medio de obstáculos y por puesta fuera de alcance por alejamiento según marcan los puntos 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 de la norma.

4.2. PROTECCIONES EN ALTERNA BAJA TENSIÓN

Las protecciones de media vienen directamente integradas en la solución llave en mano de Power Electronics.

4.3. PROTECCIONES EN ALTERNA MEDIA TENSIÓN

El tramo de los transformadores a la subestación se protegerá en base a lo establecido en la ITC-LAT-06 e ITC-RAT-09.

Se dispondrá de un Interruptor Automático caja moldeada a la salida de cada centro de transformación con corriente nominal 600 A y poder de corte 35 kA.

5. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

Se calculará la instalación de puesta a tierra desde la planta fotovoltaica a la subestación, sin tener en cuenta esta última.

5.1. BAJA TENSIÓN

Para los cálculos de puesta a tierra en baja tensión hay que ceñirse a lo estipulado en la ITC-BT-18 y la ITC-BT-24. Cada tramo dispondrá de un sistema de neutro aislado a tierra. Mediante este esquema, ante un solo defecto de masa en corriente continua, no existirá corriente de defecto. Ante un solo defecto de masa en alterna, la corriente de fallo será muy pequeña.

Sin embargo, hay que tener en cuenta la posibilidad de dos o más defectos de masa al mismo tiempo. Se han de tener en cuenta:

- Ningún conductor activo irá a tierra
- Se seguirá lo establecido en el apartado 4.1.3 de la ITC-BT-24

La siguiente fórmula, en caso de doble falla, se deberá cumplir:

$$2 * Z_S * I_a \leq U$$

Ecuación 20. Tensión fase-tierra en caso de doble falla.

Tal que:

- Z_S : Impedancia formada por el conductor de fase y de protección (Ω)
- I_a : Es la corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo de corte automático en un tiempo, como máximo, definido en la tabla 1 de la ITC-BT-24. En nuestro caso se tomará 0,1 s.
- U : Tensión entre fase y tierra.

Por lo tanto, $Z_S \leq \frac{690}{2*0,3} = 1150 \Omega$

La ITC-BT-18 plantea en su octavo apartado la unión de equipotencialidad por estructuras metálicas. Siguiendo este planteamiento, se usarán los paneles como unión equipotencial, uniéndolos a tierra. Los electrodos serán de cobre de 6 mm² y la pica de 1,5 m de largo y 14 mm de diámetro.

5.2. MEDIA TENSIÓN

Se considerarán dos premisas en la puesta a tierra de los centros de transformación.

La primera es que se llevarán a cabo según marcan las instrucciones técnicas complementarias LAT-06, RAT-08 y RAT-13.

La segunda es que no se añadirá el neutro en el tramo de baja tensión, por lo que el cálculo de tierras de servicio queda descartado.

5.2.1 Tierra de protección

Los centros de transformación vendrán configurados por un rectángulo de picas que cubra el centro de transformación. Supondremos que las medidas de la Power Station son 8x3, por lo que el anillo tendrá una medida ligeramente superior. Acordemente con UNESA (Anexo A2-29, código 80-30/5/44), los electrodos tendrán picas de 14 mm de diámetro y conductores de cobre desnudo de 50 mm². Se considerará una profundidad de 0,5 m y una configuración de 4 picas. La longitud de la pica será de 4 metros.

En base a esta configuración, la resistencia de puesta a tierra será:

$$R = K_r * \rho$$

Ecuación 21. Resistencia de puesta a tierra.

$$R = 0,065 * 125 = 8,125 \Omega$$

Siendo K_r la resistencia de puesta a tierra ($\Omega/\Omega * m$) y ρ la resistividad eléctrica del terreno ($\Omega * m$).

Además, se deberá asegurar los puntos accesibles quedan sometidos, como máximo a las tensiones de paso y contacto. Estas se calculan como sigue:

$$U_c = U_{ca} * \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B} \right]$$

Ecuación 22. Tensión de contacto máxima admisible.

$$U_c = 107 * \left[1 + \frac{2000 + 3 * 150}{2 * 1000} \right] = 238,07 \text{ V}$$

$$U_p = 10 * U_{ca} * \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_B} \right]$$

Ecuación 23. Tensión de paso máxima admisible.

$$U_p = 107 * \left[1 + \frac{2*2000+2*3*150}{1000} \right] = 6313 \text{ V}$$

Siendo:

- U_c : Tensión de contacto máxima admisible (V).
- U_p : Tensión de paso máxima admisible (V).
- U_{ca} : Tensión de contacto aplicada admisible (V). Es la tensión a la que puede estar sometida el cuerpo entre una mano y los pies. Esta dependerá del tiempo de la falla.
- R_{an} : Resistencia adicional (Ω). R_{a1} es la resistencia de un calzado con suela aislante. R_{a2} es la resistencia del punto de contacto con el terreno de un pie.
- Z_B : Impedancia del cuerpo humano (Ω).

5.2.2 Tierra de servicio

Los neutros del transformador también deben de ser previstos con un sistema de puesta a tierra.

$$R_{TS} = R_c + R_e$$

Ecuación 24. Resistencia de puesta a tierra.

$$R_{TS} = 0,0172 * \frac{15}{50} + \frac{125}{4} = 31,255 \Omega$$

Tal que:

R_{TS} : Resistencia de puesta a tierra de servicio (Ω).

R_c : Resistencia del cable de cobre aislado de 50 mm² 0,6/1 kV (Ω).

R_e : Resistencia del electrodo (Ω). La pica es de 4 metros de longitud y 14 mm de diámetro. Es el resultado de dividir la resistividad del terreno entre la longitud de la pica.

6. *NORMATIVA APLICADA*

La normativa que se ha seguido durante el anexo 1 para realizar los cálculos eléctricos de la instalación es la siguiente:

- REBT Artículo 4: Clasificación de las tensiones. Frecuencia de las redes.
- ITC-BT-37: Instalaciones a tensiones especiales.
- ITC-BT-02: Normas de referencia en el reglamento electrotécnico para baja tensión. UNE 20435-1
- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión.
- ITC-BT-20: Instalaciones interiores o receptoras.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- ITC-BT-19: Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales.
- ITC-BT-22: Protección contra sobrentensidad.
- ITC-BT-24: Protección contra los contactos directos e indirectos.
- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.

ANEXO 2. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible se pueden clasificar en tres distintas dimensiones: biosfera, sociedad y economía. Dentro de estas dimensiones se sitúan las diferentes metas a alcanzar. En lo relativo a este proyecto el medio ambiente toma un papel fundamental (primario) mientras que la sociedad y economía, aunque también son importantes, toman un rol secundario.

<i>DIMENSIÓN</i>	<i>ODS</i>	<i>PAPEL</i>
BIOSFERA	ODS 13	Primario
SOCIEDAD	ODS 7	Secundario
ECONOMÍA	ODS 8	Secundario

Tabla 32. Objetivos de Desarrollo Sostenible y su papel en el proyecto.

Estas son sus metas y su relación con el proyecto:

1. ODS 13: Acción por el clima

Este objetivo apuesta por adoptar medidas que frenen el avance del cambio climático, reduciendo las emisiones de CO₂ y otros agentes contaminantes mediante la incorporación de nuevas tecnologías y mecanismos.

La ejecución de una nueva planta fotovoltaica contribuye a esta propuesta pues servirá para sustituir plantas basadas en combustibles fósiles por energía renovable, haciendo que el planeta sea más sostenible y reduciendo a cero las emisiones derivadas de la generación de electricidad.

2. ODS 7: Energía asequible y no contaminante

En este objetivo se quiere garantizar la obtención de una energía limpia, asequible y segura, así como eficiente en los países más pobres.

Si bien es cierto que nuestra planta estará situada en España y no en un país en desarrollo, se incrementa la investigación en tecnologías limpias, que podrá ser empleado en mejorar la infraestructura energética en otros países con más necesidad.

Cabe destacar que este objetivo bien podría ser primario, pues tras la cumbre de Nueva York, donde se definieron los 17 objetivos de desarrollo sostenible, se dejó constancia de la paridad y la igualdad de todos, no dejando a nadie atrás y no centrándose solo en los países menos desarrollados, pues el impulso de nuevas tecnologías en países como el nuestro también ayudará a mejorar las tecnologías en aquellos países donde van por detrás actualmente. Por ello es también importante impulsar estas metas en países más desarrollados para poder llegar más fácilmente a los que pelean por crecer más rápidamente.

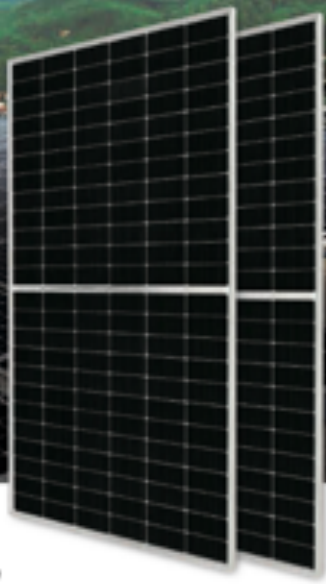
3. ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

La meta de este ODS es crear nuevos empleos para mantener el crecimiento económico y alcanzar mejores niveles de vida para todos.

Con la ejecución de la planta fotovoltaica se crearían nuevos empleos y se fomentaría la inclusión del trabajo sostenible y decente. Las energías renovables no paran de crecer y de generar empleos. Según la Organización Internacional del Trabajo, se estima que se crearán 24 millones de empleos verdes a nivel mundial en 2030 [27].

ANEXO 3. FICHAS TÉCNICAS

- Paneles solares JA Solar 550 MBB



Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono 550W MBB Bifacial Mono PERC Half-cell Double Glass Module
JAM72D30 525-550/MB/1500V

Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCium cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

 Higher output power

 More reliable, more stable power generation

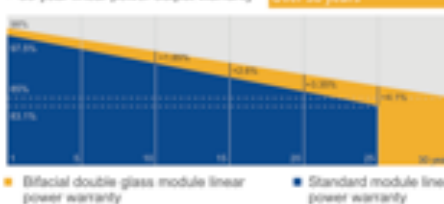
 Less shading effect

 Lower temperature coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years



■ Bifacial double glass module linear power warranty

■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems

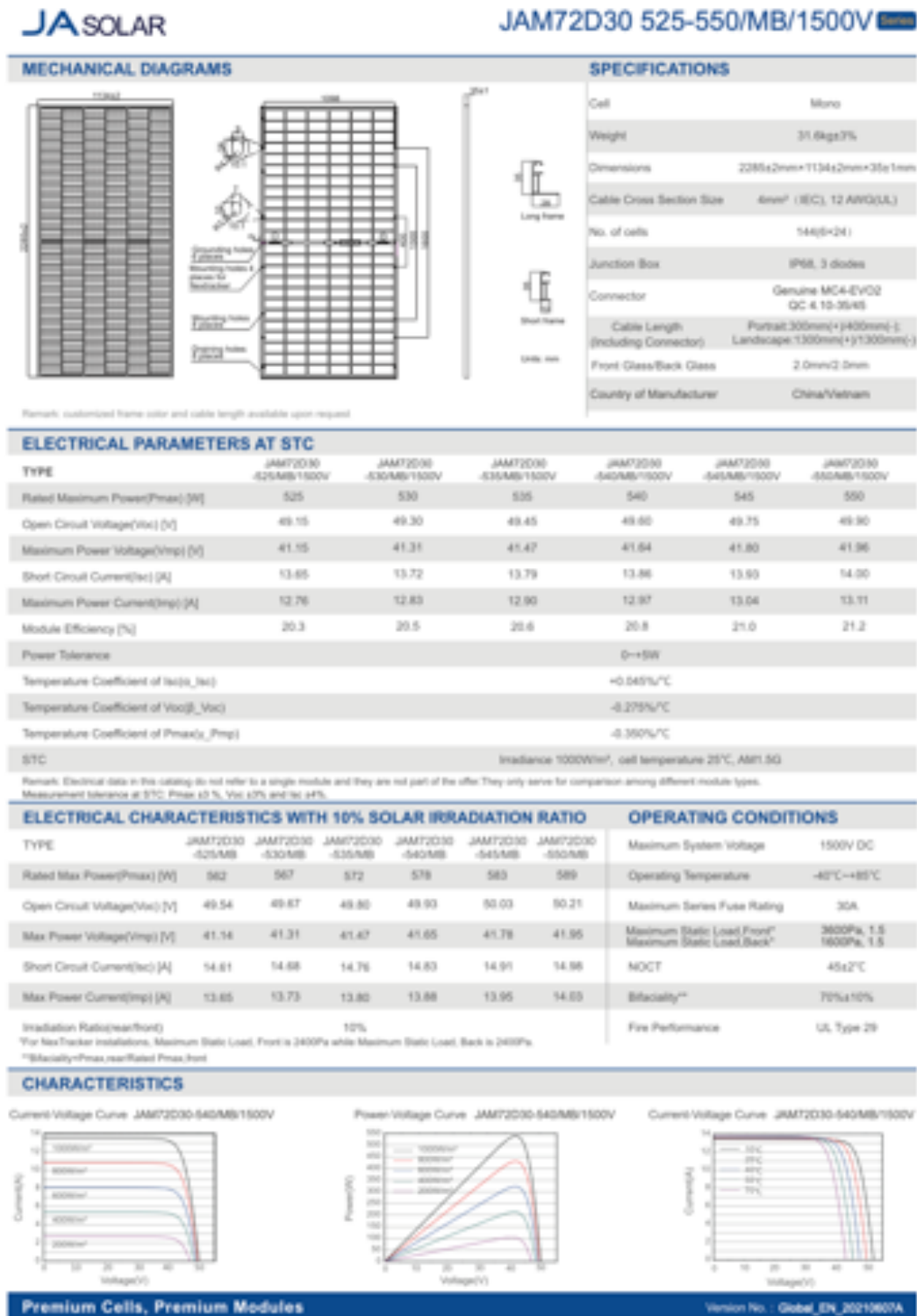
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.





• Inversores Power Electronics FS3670K

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2445K	FS3670K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2445	3670
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THD)	< 3% per IEEE519	
INPUT	Power Factor (cosine φ) ^[3]	0.5 leading .. 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
	MPPt @Full power (VDC)	976V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[4]	Up to 36	
	Number of Freemag DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645	3979
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (%)	98.9% (preliminary)	
	Euroeta (%)	98.5% (preliminary)	98.7% (preliminary)
	Max. Power Consumption (KwK)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / +50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; +2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116-2014	

[1] Values at 1.00V_{ac} nom and cos φ= 1.

[2] Consult Power Electronics for derating curves.

[3] Consult Power Electronics for other configurations.

[4] Consult P-Q charts available: Q(kVAr)=√(S(kVA)²-P(kW)²).

[5] Consult Power Electronics for Freemag DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

- **Power Station Power Electronics MV SKID Compact**

**Combina HEMK con nuestras estaciones
solares.**

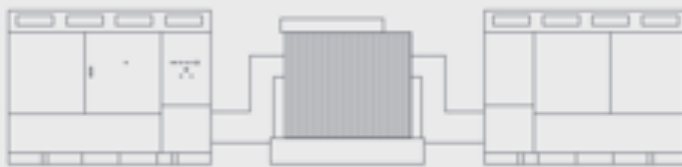
Estaciones solares a escala.

MV Skid Compact & Twin Skid Compact

De baja a media tensión



MV SKID COMPACT
PÁG. 38 – 39



TWIN SKID COMPACT
PÁG. 40 – 41

ESTACIONES MEDIA TENSIÓN

MV Skid Compact

POTENCIAS	Rango de potencia @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Rango de tensión MT	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
	Grupo de vectores	Dy11
	Protección Transformador	Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases.
		Control de la disminución del nivel dieléctrico.
		PT100 opcional.
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2.
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
CONEXIONES	Configuración celda MT	2 celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT ^[1]	16 kA 1 s
ENTORNO	Clasificación IAC de Celda MT ^[2]	A FL 16 kA 1 s
	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
SERVICIOS AUXILIARES	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT pre-cableada
	Temperatura ambiente ^[1]	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) ^[1]	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% a 95% sin condensación
OTRO EQUIPAMIENTO	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (trifásico), 50 / 60 Hz (integrado en el inversor)
	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto). Opcionalmente, armario de BT en el Skid.
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
ESTÁNDARES	SAI ^[1]	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
ESTÁNDARES	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
	Cumplimiento	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

NOTAS

[1] Consulte a Power Electronics para información adicional
[2] Para temperaturas inferiores, consulte a Power Electronics

- Seguidores 2V Soltec



SFOO

SINGLE-AXIS TRACKER TECHNICAL DATASHEET

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	up to ± 60°
Drive System	Enclosed Multidrive System, DC Motor
Power Supply	PV Series Self-powered Supply 2.0 Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Soltec's TeamTrack™ with NREL SPA's astronomical data
Communication	Open Thread Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	up to 17%
Slope East-West	Unlimited
Ground Coverage Ratio	Configurable, Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SERVICE PLANS

Pull Test
 Factory Support
 Onsite Advisory
 Construction
 Commissioning
 Operation & Maintenance
 Tracker Monitoring System
 Solmate Customer Care

MAINTENANCE

Self-lubricating Bearings
 Face to Face Cleaning Mode
 2x Wider Aisles
 Fewer parts and fastenings

WARRANTY

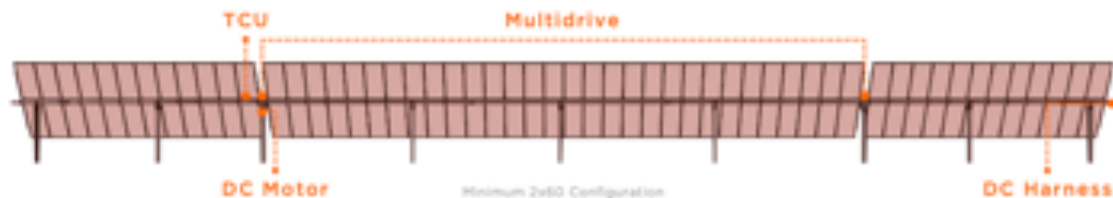
Structure 10 years (extendable)
 Motor 5 years (extendable)
 Electronics 5 years (extendable)

B&V Bankability report
 DNV GL Technology
 Review available
 RWDE WIND TUNNEL TESTED

MODULE CONFIGURATIONS

Approximate Dimensions, scalable to bigger modules

2x56	Length 58.0 m (190' 5")	2x84	Length 87.1 m (286' 8")
2x58	Length 60.1 m (197' 2")	2x87	Length 90.1 m (296' 9")
2x60	Length 62.1 m (204' 10")	2x90	Length 93.2 m (306' 9")
Height 4.1 m (13' 7")		Width 4.2 m (13' 10")	



SPAIN / HQ
 info@soltec.com
 +34 968 602 153
SPAIN / Madrid
 email@soltec.com
 +34 91 449 72 00

UNITED STATES
 usa@soltec.com
 +1 510 440 9200

BRAZIL
 brasil@soltec.com
 +55 011 3026 4900

MEXICO
 mexico@soltec.com
 +52 1 55 5557 3344
CHILE
 chile@soltec.com
 +56 2 25738089

PERU
 peru@soltec.com
 +51 1420 7279
INDIA
 india@soltec.com
 +91 124 4568202

AUSTRALIA
 australia@soltec.com
 +61 2 9375 8806
CHINA
 china@soltec.com
 +86 21 64285799

ARGENTINA
 argentina@soltec.com
 +54 9 154 889 1476
DUBAI
 dubai@soltec.com



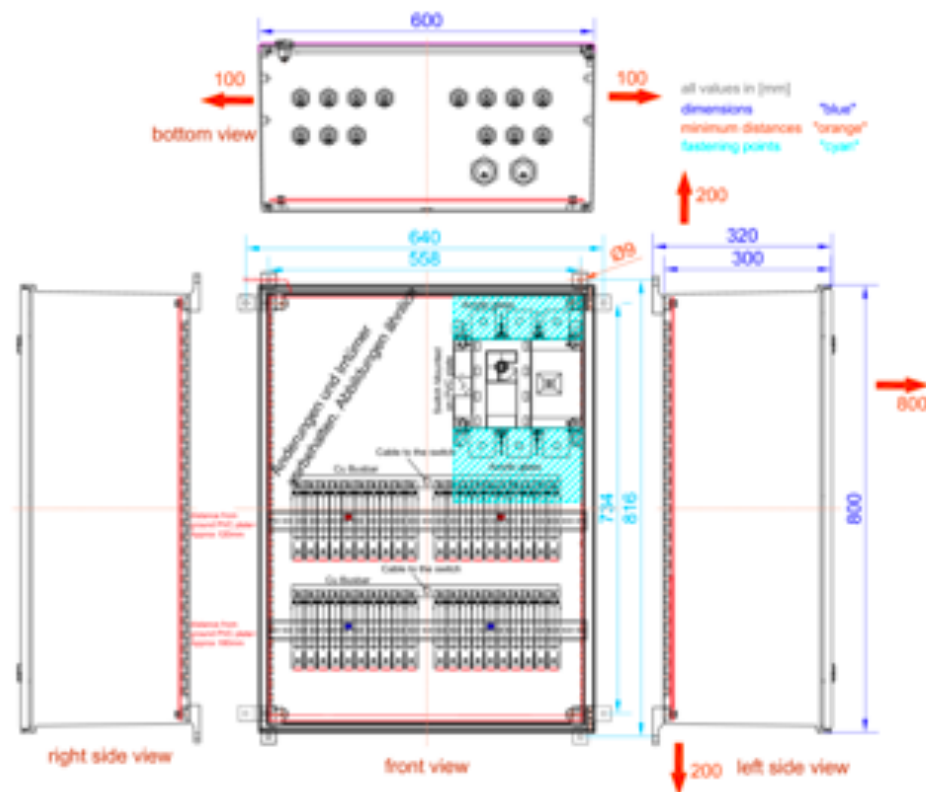
- Caja de centralización

DATA SHEET

DC - generator junction box



enwitec-order-number	10014456
Customer-article-number	
Type designation	GAK-enwitec-S-1500-20S(x2) x-T400-X-PES-1.0_240mm ²



Scope of delivery			
Description	Order-nr.	Pcs	Comment
general installation instructions for GJB	10001938	1	
Cable Gland M25x1.5 with 3x sealing insert	10001305	14	
Locknut M25x1.5	10000723	14	
Blind Plug	10007139	2	
Hugro Cable Gland M40x1.5	10002185	2	
Locknut M40x1.5	10000725	2	

DATA SHEET

DC - generator junction box



TECHNICAL DATA

* applicable / - not applicable

Rated insulation voltage U_i	[VDC]	1500
Number of isolated MPP-input(s)	[n]	1
Rated operating voltage U_o	[VDC]	1500
Rated operating current I_{DC} (= $\sum I_{DC,STC}$)	[ADC]	240
Dimensioning value * $I_{DC,MAX}$ (= $\sum I_{DC,STC} \times 1,25$)	[ADC]	300
Max. number of PV-strings	[n]	20

Per string

Rated operating current I_{DC} (= $I_{DC,STC}$)	[ADC]	12
Dimensioning value * $I_{DC,MAX}$ (= $I_{DC,STC} \times 1,25$)	[ADC]	15
Fuse in the "+" potential	*/-	*
Fuse in the "-" potential	*/-	*
Fuse inserted at factory setting	*/-	-
Rated current value at factory setting	[A]	-

Load circuit breaker

Thermal current I_{th} at 60°C	[A]	400
Utilization category acc. DIN EN 60947-3		DC-21B
Manufacturer and type designation		Socomec

Input (for PV-generator)

Cable entry

Cable glands (EN 50362)	*/-	*14x threefold-M25
Clamping range	[Ømm]	5-7
PV-connectors	*/-	-
PV-connectors - manufacturer/type-designation		-

Terminals

"+" potential / "-" potential	+PLUS	-MINUS
Screw terminal/spring clamp	Screw	Screw
Insulation stripping length	[mm]	12
Tightening torque	[Nm]	2

Wire cross-section (from-to)

Cu - finely stranded with end sleeve	[mm ²]	0.75...16	0.75...16
Cu - finely stranded without end sleeve	[mm ²]	-	-
Cu - solid or stranded	[mm ²]	1...16	1...16

Output (for PV-inverter)

Cable entry

Cable glands (EN 50362)	*/-	* 2x M40
Clamping range	[Ømm]	18-32
PV-connectors	*/-	-
PV-connectors - manufacturer/type-designation		-

Terminals

Screw terminal/spring clamp		M12** connection for cable lugs
Insulation stripping length	[mm]	-
Tightening torque	[Nm]	20-26
Appropriate conductor material	Al/Cu	Al**/Cu

Wire cross-section (from-to)

Cu - solid or stranded	[mm ²]	Max. 240
Alu - round, solid	[mm ²]	Max. 240
Alu - round, stranded	[mm ²]	Max. 240
Alu - sector, solid	[mm ²]	Max. 240
Alu - sector, stranded	[mm ²]	Max. 240

GENERAL DATA

Dimension (WxHxD)	[mm]	600 x 800 x 300
Weight	[kg]	Approx.32
Operating temperature range	[°C]	-25°C - + 35
Derating above temperature	[°C]	-
Transport and storage temperature	[°C]	-25°C - + 35
Humidity - condensing permitted	*/-	*
Humidity within the range of	[%]	5...95
Max. altitude above sea level NN	[m]	2000
Protection class IP (EN 60529)		65
Outdoor-application permitted	*/-	*
Protection against electric shock (EN 61140)		II
Cabinet material		PES Polyester
RoHS-conformity (2011/65/EU)	*/-	*
Colour of cabinet		Similar to RAL7035
Way of mounting		Wall mounting
Quantity of expanded clay (only ground mounting)	[l]	-
Locking system		Double bit lock

Relevant standards

Switching devices	EN 61439-1 EN 61439-2
PV power supply systems	DIN IEC 60964-3- 712

Miscellaneous

Customs tariff number	85372091
-----------------------	----------

Spare parts

Order-nr.	
-----------	--

* the dimensioning value $I_{DC,MAX}$ acc. to VDE 0100-712:2016-10, implies the factor 1,25 for $I_{DC,STC}$ of the PV module, or of the PV string.

** Cable lugs are not included in delivery. Bimetal cable lugs must be used on aluminum cables!

When connecting aluminum conductors, the practice-oriented processing guidelines must be observed!
The contact surfaces of the aluminum conductors are to be cleaned, brushed and treated with suitable grease.

ANEXO 4. SIMULACIÓN CON PVsyst

- *SIMULACIÓN ÓPTIMA*



Versión 7.1.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Potencia del sistema: 57.42 MWp

LaRoda - España

Autor(a)
Sergio Clemente Martín (Spain)



PVsyst V7.1.8

VCE, Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

LaRoda
España

Datos meteo

LaRoda
Media - Síntético

Situación

Latitud 39.15 °N
Longitud -2.17 °W
Altitud 712 m
Zona horaria UTC

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Simulación para el año n° 1

Orientación campo FV

Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos 104409 unidades
Pnom total 57.42 MWp

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga limitada (red)

Inversores

Núm. de unidades 13 unidades
Pnom total 49.40 MWp
Proporción Pnom 1.162

Resumen de resultados

Energía producida 112730 MWh/año Producción específica 1963 kWh/kWp/año Proporción rend. PVR 85.54 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9



PVsyst V7.1.8

VCE. Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CascBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación
Plano de rastreo, eje horizontal N-S
Azimut del eje 0 °

Horizonte

Horizonte libre

Sistema bifacial

Modelo

Cálculo 2D

rastreadores limitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 10.00 m
Ancho de rastreador 4.86 m
Ángulo límite del retroceso 60.8 °
GCR 48.6 %
Altura del eje sobre el suelo 2.30 m

Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Estrategia de retroceso

Núm. de rastreadores 117 unidades
Conjunto único
Tamaño
Espaciado de rastreador 10.00 m
Ancho de colector 4.86 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 48.6 %
Phi min / max +/- 60.0 °
Ángulo límite del retroceso
Límites de phi +/- 60.8 °

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunolar separado

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga limitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

JAM72D30-550MB

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 550 Wp
Número de módulos FV 104409 unidades
Nominal (STC) 57.42 MWhp
Módulos 3867 Cadenas x 27 En series

En cond. de funcionam. (58°C)

Pmpp 52.80 MWhp
U mpp 1024 V
I mpp 51561 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 57425 kWp
Total 104409 módulos
Área del módulo 269715 m²
Área celular 248376 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

FS3670K_690V_20201022

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 3800 kWca
Número de inversores 13 unidades
Potencia total 49400 kWca
Voltaje de funcionamiento 976-1500 V
Proporción Pnom (DC/CA) 1.16

Potencia total del inversor

Potencia total 49400 kWca
Núm. de inversores 13 unidades
Proporción Pnom 1.16



PVsyst V7.1.8

VCE, Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_IASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Fración de pérdida 2.0 %

LID - Degradación inducida por Luz

Fración de pérdida 1.5 %

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fración de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

U_t (front) 29.0 W/m²K

U_v (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida de calidad módulo

Fración de pérdida -0.3 %

Módulo de degradación media

Año n° 1

Factor de pérdida 0.46 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0 %/año

Dispersión Vmp RMS 0 %/año

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 0.22 mΩ

Fración de pérdida 1.0 % en STC

Pérdidas de desajuste de módulo

Fración de pérdida 2.0 % en MPPT

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.996	0.992	0.958	0.917	0.847	0.710	0.000

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 3.0 W/kW

0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 690 V_{ca tri}

Fración de pérdida 0.1 % en STC

Inversor: F53670K_690V_20201022

Sección cables (13 inv.) Alu 13 x 3 x 2500 mm²

Longitud media de los cables 8 m

Línea MV hasta Transfo AT

Voltaje MV 20 kV

Cables Alu 3 x 1200 mm²

Longitud 1289 m

Fración de pérdida 0.5 % en STC

Línea AT hasta inyección

Voltaje de línea de AT 132 kV

Cables Alu 3 x 95 mm²

Longitud 5332 m

Fración de pérdida 0.6 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio 20 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC (P_{Nomac}) 56576 kVA

Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 113.15 kW

Fración de pérdida 0.2 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.07 mΩ

Fración de pérdida 0.8 % en STC



PVsyst V7.1.8

VCE, Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)

Pérdidas de CA en transformadores

Trasnfo AT

Voltaje de Red

132 kV

Transformador desde hojas de datos

Potencia nominal

56000 kVA

Pérdida de hierro

50.0 kVA

Fracción de pérdida

0.1 % de P_{Nom}

Pérdida de cobre

255.0 kVA

Fracción de pérdida

0.5 % de P_{Nom}

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC (P_{Nomac})

56576 kVA

Pérdida de hierro (Conexión 24/24)

50.00 kW

Fracción de pérdida

0.1 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas

3 x 32.53 mΩ

Fracción de pérdida

0.5 % en STC

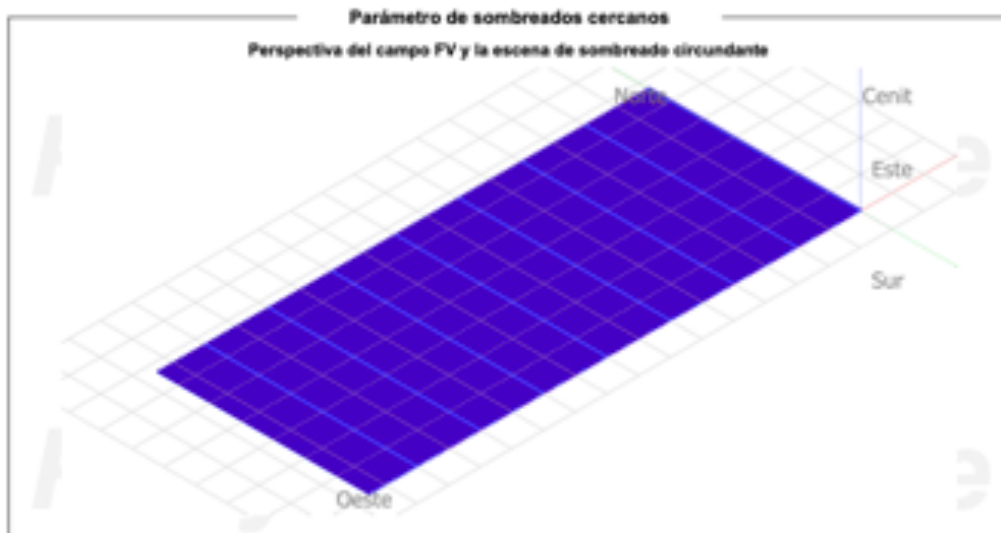


PVsyst V7.1.8
 VCE, Fecha de simulación:
 29/03/22 13:33
 con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)





PVsyst V7.1.8

VCE, Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

112730 MWh/año

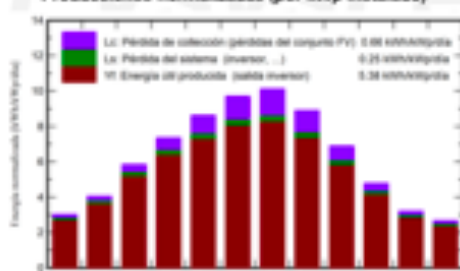
Producción específica

1963 kWh/kWp/año

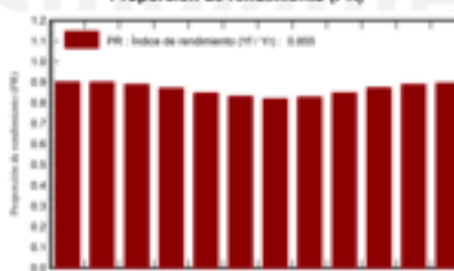
Proporción de rendimiento (PR)

85.54 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	70.3	27.97	4.98	94.0	89.2	5120	4862	0.901
Febrero	86.8	36.41	6.22	113.8	108.5	6175	5886	0.900
Marzo	139.6	49.12	9.31	181.6	174.1	9706	9285	0.890
Abril	189.9	58.87	12.34	221.0	212.1	11561	11063	0.872
Mayo	207.2	68.48	16.67	267.8	257.1	13615	13034	0.848
Junio	224.2	62.76	22.06	291.3	280.0	14523	13915	0.832
Julio	239.3	54.52	25.68	314.1	302.8	15425	14780	0.819
Agosto	209.4	50.49	25.00	276.2	266.1	13721	13145	0.829
Septiembre	155.7	45.93	20.08	207.2	198.8	10554	10100	0.849
Octubre	113.0	39.20	15.08	148.4	142.0	7799	7449	0.874
Noviembre	72.9	28.78	8.89	96.8	91.8	5206	4944	0.890
Diciembre	62.4	23.73	5.67	83.0	78.6	4510	4268	0.896
Año	1752.6	546.26	14.38	2295.1	2201.2	117916	112730	0.855

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para T_{amb} y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.1.8
 VCE, Fecha de simulación:
 29/03/22 13:33
 con v7.1.8

Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

Sergio Clemente Martín (Spain)



04/05/22

PVsyst Student License for Sergio Clemente Martín (Spain)

Página 8/9



PVsyst V7.1.8

VCE, Fecha de simulación:
29/03/22 13:33
con v7.1.8

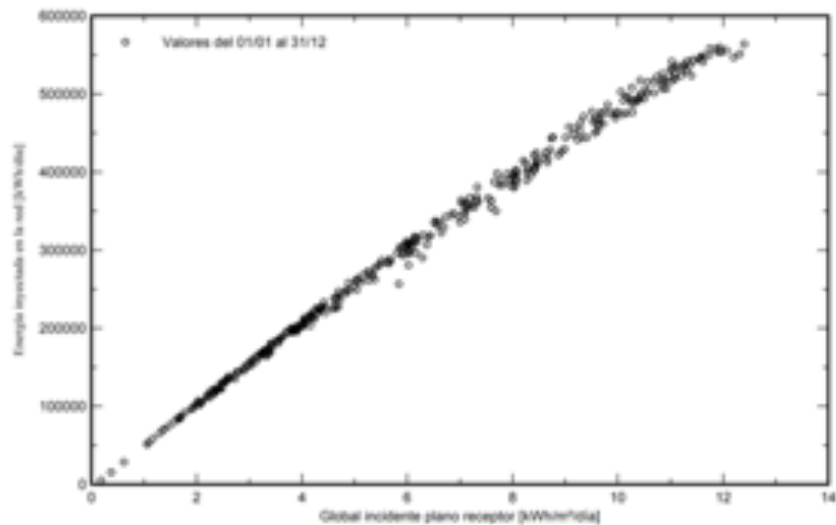
Proyecto: PlantaLaRoda

Variante: CasoBase_ratio1.17_10m_JASOLAR_Optimo

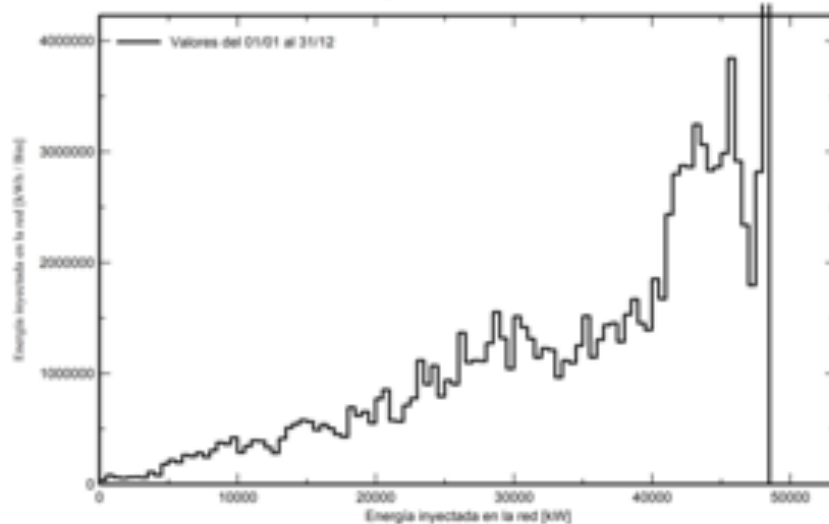
Sergio Clemente Martín (Spain)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



- **Regresión pérdidas a los 25 años**

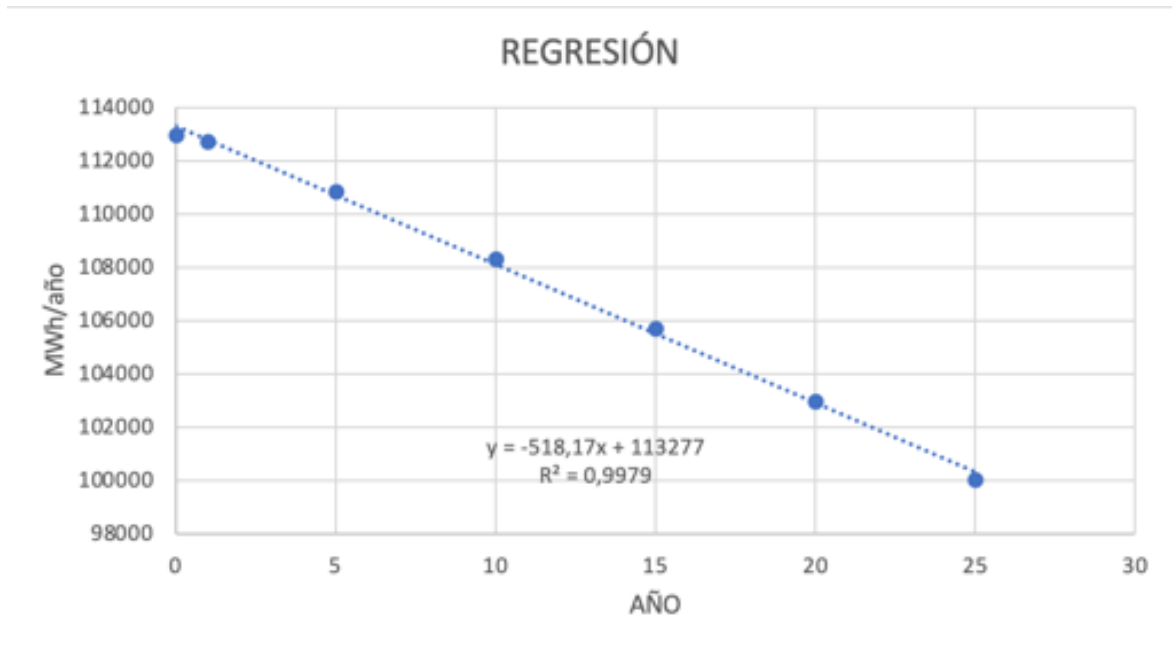


Ilustración 48. Pérdidas de los paneles a 25 años.

ANEXO 5. CÁLCULOS VIABILIDAD ECONÓMICA

AÑO	Energía Producida	Ingresos	Gastos	Flujo de caja	Acumulado	VAN	TIR	PR	LCDE	INVERSIÓN	COSTE Y MANTENIMIENTO	TASA DE DESCUENTO
0,00				-40.050.608,37	-40.050.608,37							
1,00	110.693,94	5.345.930,36	829.830,96	4.516.099,40	-35.494.508,97	4.301.047,05	9,30%	9,000744300	34,23	40.050.608,37	829.830,96	0,05
2,00	110.475,40	5.335.376,04	828.193,65	4.507.182,39	-30.987.325,58	4.088.148,20					828.192,65	
3,00	109.995,85	5.312.216,31	824.597,64	4.487.618,67	-26.499.706,91	3.876.573,74					824.597,64	
4,00	109.488,05	5.287.892,27	820.790,85	4.466.901,42	-22.032.805,49	3.674.930,85					820.790,85	
5,00	108.980,23	5.263.267,25	816.983,92	4.446.283,34	-17.586.522,16	3.483.700,98					816.983,92	
6,00	108.625,36	5.245.545,97	814.248,62	4.431.297,34	-13.155.224,81	3.306.702,30					814.248,62	
7,00	107.964,82	5.234.118,67	809.370,27	4.404.748,40	-8.750.476,41	3.130.372,46					809.370,27	
8,00	107.456,81	5.189.594,14	805.563,61	4.384.030,74	-4.366.445,67	2.967.284,57					805.563,61	
9,00	106.949,01	5.165.070,10	801.756,62	4.363.313,47	-3.232,20	2.812.630,77					801.756,62	
10,00	106.441,20	5.140.545,17	797.949,76	4.342.595,82	4.339.363,61	2.665.977,12					797.949,76	
11,00	106.165,36	5.127.223,96	795.881,89	4.321.342,07	8.679.705,67	2.532.446,00					795.881,89	
12,00	105.425,59	5.091.496,99	790.336,11	4.301.160,87	12.971.866,55	2.395.047,32					790.336,11	
13,00	104.917,78	5.066.972,46	786.529,25	4.280.443,21	17.252.309,75	2.270.020,42					786.529,25	
14,00	104.409,97	5.042.447,93	782.722,39	4.259.725,54	21.512.035,29	2.151.450,86					782.722,39	
15,00	103.902,17	5.017.923,88	778.915,61	4.239.008,28	25.751.043,57	2.039.035,46					778.915,61	
16,00	103.600,70	5.003.364,48	776.655,60	4.226.708,88	29.977.752,45	1.936.304,04					776.655,60	
17,00	102.886,55	4.968.874,82	771.301,88	4.197.572,94	34.175.325,38	1.831.387,17					771.301,88	
18,00	102.378,75	4.944.350,77	767.495,10	4.176.895,68	38.352.181,06	1.735.569,81					767.495,10	
19,00	101.870,84	4.920.826,24	763.688,24	4.156.138,00	42.508.329,06	1.644.724,94					763.688,24	
20,00	101.363,13	4.895.301,71	759.881,37	4.135.420,34	46.643.739,40	1.558.596,43					759.881,37	
21,00	100.903,74	4.878.115,40	756.437,50	4.116.678,11	50.760.417,51	1.477.890,18					756.437,50	
22,00	100.347,52	4.846.213,13	752.267,73	4.093.985,40	54.854.402,92	1.399.528,38					752.267,73	
23,00	99.839,71	4.821.728,60	748.460,87	4.073.267,74	58.927.670,65	1.326.139,10					748.460,87	
24,00	99.331,81	4.797.204,16	744.654,08	4.052.590,48	62.980.221,13	1.256.565,86					744.654,08	
25,00	98.824,10	4.772.680,03	740.847,22	4.031.812,85	67.012.053,94	1.190.811,60					740.847,22	
TOTAL				67.012.053,94		21.061.827,02						

Ilustración 49. Cálculos de la viabilidad económica del proyecto.