



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor: Marcos Crespo Hernández

Director: Gerardo Nieto Jiménez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE
SOPORTE EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 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

Fdo.: Marcos Crespo Hernandez

Fecha: 25/06/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha://

Firmado digitalmente por: Gerardo Nieto

**Gerardo
Nieto**

= CN = Gerardo Nieto email

= gnietoj@grupocobra.com C

= ES OU = Cobra

Fecha: 2025.06.26 14:02:11 +



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor: Marcos Crespo Hernández

Director: Gerardo Nieto Jiménez

Madrid

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han contribuido, de una forma u otra, a la realización de este Trabajo de Fin de Grado. En primer lugar, a mi familia, por su constante apoyo, comprensión y ánimo a lo largo de todo este proceso. A mi tutor, Gerardo, por su dedicación, disponibilidad y orientación técnica, que han sido clave para la correcta elaboración del proyecto. También quiero agradecer a la empresa COBRA por brindarme la oportunidad de desarrollar parte del trabajo en un entorno profesional real, y a mis compañeros de trabajo, por su colaboración, consejos y el compañerismo demostrado durante este tiempo.

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor: Crespo Hernández, Marcos.

Director: Nieto Jiménez, Gerardo.

Entidad Colaboradora: Grupo Cobra.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado, centrado en la planta fotovoltaica “P.S.F.V. Nivio III” ubicada en Palencia, evalúa distintas estructuras de soporte para los paneles y selecciona la más adecuada asegurando su comportamiento ante las condiciones más exigentes.

Palabras clave: planta fotovoltaica, seguidor solar, estructura, diseño, análisis estructural, energía renovable, dimensionamiento.

1. Introducción

En los últimos años, el sistema energético global ha comenzado una transformación hacia modelos de generación más sostenibles, impulsado por la necesidad de reducir las emisiones contaminantes, adaptarse a nuevas normativas ambientales y garantizar el abastecimiento energético a largo plazo. En este contexto, las fuentes de energía renovables han adquirido un papel protagonista, siendo la solar fotovoltaica una de las tecnologías con mayor crecimiento a nivel mundial, gracias a su bajo impacto ambiental y al progresivo abaratamiento de los componentes tecnológicos necesarios para su implantación.

A pesar de su aparente simplicidad, el diseño de una planta fotovoltaica a gran escala implica importantes retos técnicos y económicos. Entre los aspectos más relevantes se encuentra la correcta selección de las estructuras de soporte, fundamentales para maximizar la captación de radiación solar y garantizar la estabilidad frente a diversas cargas. Este tipo de desarrollos se alinea directamente con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas. [1]

2. Definición del proyecto

Para la elaboración de este trabajo se han seguido una serie de procesos:

I. Análisis del emplazamiento

Se lleva a cabo un análisis detallado del terreno mediante el estudio de parámetros como la temperatura, la hidrología, las características geotécnicas y topográficas, así como la realización de ensayos de carga. Todo ello permite conocer las condiciones reales del emplazamiento y detectar posibles limitaciones geográficas o constructivas.

II. Diseños de la planta fotovoltaica

A partir de la capacidad constructiva del terreno, se desarrollan distintos diseños de planta en función del tipo de estructura seleccionada y la potencia pico total. Estos diseños permiten establecer comparativas entre configuraciones alternativas.

III. Simulaciones energéticas

Una vez definidos los diseños preliminares, se identifican y cuantifican las pérdidas energéticas asociadas a cada uno. Posteriormente, mediante el uso del software PVsyst, se simula la producción anual esperada para cada alternativa, lo que permite evaluar su rendimiento energético.

IV. Elección de la opción más viable económicamente

Con los resultados energéticos obtenidos, se realiza un estudio económico individualizado para cada diseño. Se comparan indicadores como el LCOE, el VAN y la TIR, y se selecciona la opción que ofrece la mejor relación entre producción y rentabilidad.

V. Verificación estructural

Una vez seleccionada la solución estructural óptima, se procede al modelado y verificación de una estructura tipo mediante el software Robot Structural Analysis. Se analiza su comportamiento frente a las cargas más exigentes asegurando que perfiles y cimentaciones cumplen con los requisitos de seguridad y resistencia.

3. Descripción del modelo

El diseño de planta seleccionado como óptimo tras el análisis energético-económico está basado en tracker con disposición 1V, alcanzando una potencia pico total de 79,81MWp. La distribución presenta una distancia entre filas (pitch) de 5,5 metros y un total de 2.619 estructuras, en las que se combinan configuraciones con uno y dos strings por seguidor. Para tener en cuenta la acción del viento, se ha clasificado cada estructura como exterior, lateral o interior, en función de su grado de exposición dentro del conjunto.



Ilustración 1. Diseño de planta final

La estructura tipo ha sido modelada y analizada mediante el software Robot Structural Analysis, y se compone de 13 hincas formadas por perfiles IPE. Se ha empleado un perfil

IPE-180 en la posición del motor y perfiles IPE-140 en las restantes posiciones. Las cargas consideradas en el análisis estructural incluyen el peso propio, la acción de la nieve y las presiones de viento, cubriendo los casos de carga más desfavorables.

4. Resultados

La planta diseñada presenta una producción anual media de 135.543,6 MWh/año, valor calculado a lo largo de los 30 años de vida útil estimada. La inversión inicial requerida para su ejecución es de 44.462.268 €, y la comparativa entre los indicadores económicos es la siguiente:

	1V	2V	fija 93MWp	fija 88MWp	fija 83MWp
LCOE	23,24	24,02	24,21	24,15	24,10
TIR	9,59%	9,02%	8,62%	8,66%	8,69%
VAN	20.772.388,80 €	19.348.050,10 €	18.734.777,59 €	18.042.827,82 €	17.309.119,97 €
Payback	12,20	12,71	13,09	13,06	13,03

Ilustración 2. Tabla de indicadores económicos

Desde el punto de vista estructural, los resultados del análisis muestran que las solicitaciones máximas en las hincas de acero IPE oscilan entre el 40 % y el 65 % de su capacidad resistente, mientras que en el torquetubo se alcanzan valores entre el 15 % y el 90 %, dependiendo de la posición. Estos valores verifican que la solución elegida cumple con los criterios de seguridad estructural establecidos y no están sobredimensionados.

5. Conclusiones

El diseño final de la planta fotovoltaica “P.S.F.V. Nivio III”, basado en seguidores solares 1V con perfiles IPE y una potencia de 79,81 MWp, permite optimizar la captación energética y garantizar la resistencia estructural de las instalaciones. Además, el análisis económico confirma la viabilidad del proyecto, presentando una inversión razonable en relación con su capacidad de producción y rentabilidad futura.

Este tipo de instalaciones contribuye de forma directa al proceso de descarbonización del sector eléctrico y al cumplimiento de los objetivos energéticos sostenibles, promoviendo una transición hacia un modelo basado en fuentes renovables. Por tanto, la ejecución de este proyecto representa un avance significativo tanto a nivel técnico como ambiental, acercando un poco más la realidad energética al objetivo de una generación 100 % limpia.

6. Referencias

- [1] Naciones Unidas, *Objetivos de Desarrollo Sostenible*, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

OPTIMIZATION STUDY OF SUPPORT STRUCTURE DESIGN IN A PHOTOVOLTAIC PLANT

Author: Crespo Hernández, Marcos.

Supervisor: Nieto Jiménez, Gerardo.

Collaborating Entity: Grupo Cobra

ABSTRACT

This Final Degree Project, focused on the photovoltaic plant “P.S.F.V. Nivio III” located in Palencia, evaluates different support structure configurations for the modules and selects the most suitable one, ensuring its performance under the most demanding conditions.

Keywords: photovoltaic plant, tracker, structure, design, structural analysis, renewable energy, sizing.

1. Introduction

In recent years, the global energy system has been undergoing a transformation toward more sustainable generation models, driven by the need to reduce pollutant emissions, adapt to new environmental regulations, and ensure long-term energy supply. In this context, renewable energy sources have taken on a leading role, with solar photovoltaic technology standing out as one of the fastest growing due to its low environmental impact and the decreasing cost of the required technological components.

Despite its apparent simplicity, the design of a large-scale photovoltaic plant involves significant technical and economic challenges. One of the most critical aspects is the proper selection of support structures, which are essential to maximize solar radiation capture and ensure structural stability under various loads. This type of development is directly aligned with the United Nations Sustainable Development Goals [1].

2. Project definition

The development of this project has followed a series of well-defined stages:

I. Site analysis

A detailed assessment was carried out, including studies of temperature, hydrology, geotechnics, and topography, along with load testing. This process made it possible to understand the real conditions of the site and identify possible geographical or construction limitations.

II. Photovoltaic plant design

Based on the site's construction capacity, several plant layouts were developed, considering the type of structure and total peak power. These designs allowed comparative analysis between different configurations.

III. Energy simulations

Once the preliminary designs were defined, energy losses associated with each layout were identified and quantified. Using PVsyst software, the expected annual energy production of each plant configuration was simulated, enabling assessment of their energy performance.

IV. Selection of the most economically viable option

With the energy production data available, an economic study was performed for each design. Key financial indicators such as LCOE, NPV, and IRR were compared, and the design offering the best balance between energy output and profitability was selected.

V. Structural verification

After selecting the optimal structural solution, a representative structure was modeled and analyzed using Robot Structural Analysis software. Its performance under the most demanding loads was assessed, ensuring that both profiles and foundations met the required safety and standards of strength.

3. Model description

The plant layout selected as optimal after the energy-economic analysis is based on single-axis horizontal trackers with a 1V configuration, achieving a total peak power of 79.81 MWp. The layout features a row spacing (pitch) of 5.5 meters and includes a total of 2,619 structures, combining single- and dual-string configurations. To account for wind exposure, each structure has been classified as exterior, lateral, or interior, depending on its level of exposure within the plant.



Illustration 3. Final layout

The representative structure was modeled and analyzed using Robot Structural Analysis software and is composed of 13 driven piles made from IPE steel profiles. An IPE-180 profile was used in the motor position and IPE-140 profiles in the remaining positions. The structural analysis considered self-weight, snow load, and wind pressure, covering the most unfavorable load cases.

4. Results

The designed plant has an average annual production of 135,543.6 MWh/year, calculated over the 30-year useful life. An initial investment of €44,462,268 is required to carry out the project, and the comparison between the economic indicators is as follows:

	1V	2V	fixed 93MWp	fixed 88MWp	fixed 83MWp
LCOE	23,24	24,02	24,21	24,15	24,10
IRR	9,59%	9,02%	8,62%	8,66%	8,69%
NPV	20.772.388,80 €	19.348.050,10 €	18.734.777,59 €	18.042.827,82 €	17.309.119,97 €
Payback	12,20	12,71	13,09	13,06	13,03

Illustration 4. Table with economic indicators

From a structural point of view, the analysis results show that the maximum stress on the IPE steel piles ranges between 40% and 65% of their load-bearing capacity, while in the torque tube the values range between 15% and 90%, depending on the position. These values confirm that the selected solution meets the established structural safety criteria and is not oversized.

5. Conclusions

The final design of the photovoltaic plant “P.S.F.V. Nivio III,” based on 1V single-axis trackers using IPE steel profiles and a total peak power of 79.81 MWp, enables optimal energy capture while ensuring structural reliability of the installations. Furthermore, the economic analysis confirms the project's feasibility, with a reasonable investment relative to its production capacity and long-term profitability.

This type of installation contributes directly to the decarbonization of the electricity sector and to the achievement of sustainable energy objectives, promoting a transition toward a renewable-based energy model. Therefore, the development of this project represents a significant technical and environmental milestone, bringing the energy system one step closer to achieving 100% clean generation.

6. References

- [1] United Nations, *Sustainable Development Goals*, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Estado de la cuestión	11
1.3 Alineación con Objetivos de Desarrollo Sostenible	13
Capítulo 2. Características del emplazamiento	15
2.1 Ubicación	15
2.2 Análisis climatológico	16
2.2.1 Gráfico temperaturas mínimas y máximas.....	18
2.2.2 Diagrama de cajas de previsión de temperaturas.....	19
2.3 Estudio hidrológico	20
2.4 Estudio geotécnico y pull out test.....	22
2.4.1 Marco geológico.....	22
2.4.2 Ensayos de penetración.....	24
2.4.3 Ensayos de carga.....	27
2.5 Estudio topográfico	31
Capítulo 3. Recurso solar	33
3.1 Energía solar.....	33
3.2 Optimización del recurso solar	34
3.3 recurso solar en el emplazamiento	37
3.3.1 Horizonte del emplazamiento	39
Capítulo 4. Componentes y equipos fotovoltaicos	41
4.1 Paneles solares fotovoltaicos.....	41
4.2 Estructuras de soporte	43
4.2.1 Estructuras fijas.....	44
4.2.2 Seguidores solares o trackers.....	45
4.3 Inversores	47
4.3.1 Inversor string	47
4.3.2 Inversor central	48
4.4 Transformador	49

4.5 Estaciones meteorológicas	50
4.6 Scada	52
Capítulo 5. Diseño planta fotovoltaica.....	53
5.1 Layout base.....	54
5.2 Parámetros comunes.....	57
5.2.1 Número de inversores.....	57
5.2.2 Número de módulos por string	58
5.2.3 Subestación y línea	60
5.3 Diseño con tracker 1V	62
5.4 Diseño con tracker 2V	64
5.5 Diseño con mesa fija	66
Capítulo 6. Simulaciones en PVsyst.....	71
6.1 Clasificación de pérdidas.....	71
6.1.1 Pérdidas de suciedad.....	71
6.1.2 Pérdidas de LID	71
6.1.3 Pérdidas por MISMATCH de Strings	72
6.1.4 Pérdidas por calidad del módulo	72
6.1.5 Pérdidas de DC	72
6.1.6 Pérdidas de MISMATCH en paneles.....	72
6.1.7 Pérdidas IAM.....	73
6.1.8 Pérdidas auxiliares.....	73
6.1.9 Pérdidas de inversores a transformadores.....	73
6.1.10 Pérdidas en transformador de media tensión.....	74
6.2 Resultados simulaciones.....	74
Capítulo 7. Estudio económico y selección de estructura para el proyecto	77
7.1 Costes de los proyectos	78
7.1.1 CAPEX.....	78
7.1.2 OPEX.....	79
7.2 Ingresos	82
7.3 Flujos de caja.....	83
7.4 Criterios de evaluación económica.....	84
7.4.1 LCOE.....	84

7.4.2 VAN	84
7.4.3 TIR.....	85
7.4.4 PAYBACK.....	85
7.5 Selección de estructura.....	86
Capítulo 8. Diseño del Layout final	87
Capítulo 9. Verificación de estructura.....	90
9.1 Modelo de estructura.....	91
9.2 Casos de carga.....	94
9.2.1 Peso propio.....	94
9.2.2 Viento.....	94
9.2.3 Nieve.....	104
9.3 Combinaciones de casos.....	106
9.4 Resultados cálculo de estructuras.....	107
9.5 Comprobación cimentaciones	111
Capítulo 10. Conclusiones.....	113
Capítulo 11. Bibliografía.....	114
ANEXO I: Planos	117
ANEXO II: Simulaciones.....	128
ANEXO III: Catálogos.....	184
ANEXO IV: Estudio económico	195
Opex tracker 1V.....	196
Opex tracker 2V.....	198
Opex estructura fija 93MWp	200
Opex estructura fija 88MWp	202
Opex estructura fija 83MWp	204
Ingresos.....	206
Flujo de caja para proyecto con tracker 1V	208
Flujo de caja para proyecto con tracker 2V	210

Flujo de caja para proyecto con estructura fija 93MWp	212
Flujo de caja para proyecto con estructura fija 88MWp	214
Flujo de caja para proyecto con estructura fija 83MWp	216
 <i>ANEXO V: Resultados dimensionamiento para estructura con perfiles IPE con Robot</i>	
<i>Structural Analysis</i>	218

Índice de figuras

Ilustración 1. Diseño de planta final.....	1
Ilustración 2. Tabla de indicadores económicos.....	7
Illustration 3. Final layout	9
Ilustración 4. Table with economic indicators.....	10
Ilustración 5. Superficie solar fotovoltaica instala anualmente en suelo en España.[2].....	9
Ilustración 6. Gráfico comparativo de emisiones de gases de efecto invernadero. [3]	10
Ilustración 7. Función del backtracking en seguidores solares.[8].....	12
Ilustración 8. Comparación imagen satelital del Vuelo Americano y del PNOA (2017).[9]	16
Ilustración 9. Clasificación climática de Köppen-Geiger. [10]	17
Ilustración 10.Climograma de la zona de estudio. [10].....	18
Ilustración 11. Gráfico temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento. [12]	19
Ilustración 12. Diagrama de cajas de temperatura del emplazamiento. [12].....	20
Ilustración 13. Calados de inundación máximos obtenidos para un periodo de retorno de 100 años. [1]	21
Ilustración 14. Mapa geológico detallado del área de estudio. Hoja 165 (Herrera de Pisuerga). Escala 1:50.000. Serie [13].....	23
Ilustración 15. Leyenda del mapa geológico del área de estudio. Hoja 165 (Herrera de Pisuerga). Serie MAGNA. IGME [13]	23
Ilustración 16. Diámetro del agujero del método predrilling. [1].....	25
Ilustración 17.Diagrama de golpes arrojados por los ensayos de penetración DPSH. [1]	26
Ilustración 18.Croquis ensayo de tracción.....	28
Ilustración 19. Croquis ensayo de compresión.....	29
Ilustración 20. Croquis ensayo carga lateral.....	30
Ilustración 21. Representación de los tipos de radiación [17]	34
Ilustración 22. Representación de ángulos [19]	36
Ilustración 23. Gráfico de la duración de insolación en la ubicación del proyecto.[12]	39
Ilustración 24. Horizonte y trayectoria solar en el emplazamiento.[22]	40

Ilustración 25. Tipos de paneles solares[24]	42
Ilustración 26. Paneles monofacial y bifacial. [25]	43
Ilustración 27. Estructura fija fotovoltaica. [26]	44
Ilustración 28. Tracker 1 eje 1V [27].....	47
Ilustración 29. Tracker 1 eje 2V. [28]	46
Ilustración 30. Tracker 2 ejes.[29].....	47
Ilustración 31. Representación del funcionamiento de inversor string [30].....	48
Ilustración 32. Representación del funcionamiento inversor central [31].....	49
Ilustración 33. Diseño de una estación meteorológica [1].....	51
Ilustración 34. Ríos y arroyos que afectan a la planta [33]	55
Ilustración 35. Caminos que afectan a la planta.[33]	56
Ilustración 36. Representación distancia "pitch"[37]	63
Ilustración 37. Colocación correas panel vertical [38].....	66
Ilustración 38. colocación correas panel horizontal [38].....	67
Ilustración 39. Ángulo óptimo de inclinación en mesa fija [PVsyst].....	68
Ilustración 40. Ejemplo tracker exterior	87
Ilustración 41. Ejemplo tracker lateral	88
Ilustración 42. Ejemplo tracker interior.....	88
Ilustración 43. Representación distancia entre hincas para tracker exterior 58 módulos....	92
Ilustración 44. Modelo tracker en ROBOT	93
Ilustración 45. Modelo simplificado ROBOT	93
Ilustración 46. Mapa velocidades básicas de viento según EN 1991-1-4:2005	95
Ilustración 47. categoría de terreno según Eurocódigo	96
Ilustración 48. Combinaciones de carga.....	106
Ilustración 49. Resultado de dimensionamiento con perfiles HEA.....	108
Ilustración 50. Resultados dimensionamiento con perfiles IPE	109

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas de la planta fotovoltaica.....	15
Tabla 2. Cargas objetivo en carga vertical[1].....	30
Tabla 3. Resultados ensayos de tracción y compresión[1].....	30
Tabla 4. Cargas objetivo para carga lateral[1].....	31
Tabla 5. Resultados ensayos de carga lateral[1].....	31
Tabla 6. Valores de radiación por meses en el emplazamiento[22]	38
Tabla 7. Datos relevantes informes PVsyst	74
Tabla 8. Producción de energía anual durante 30 años	76
Tabla 9. CAPEX proyectos	79
Tabla 10. Resultados indicadores rentabilidad económica.....	86
Tabla 11. Valores CP, CM y DAF para compresión.....	100
Tabla 12. CP, CM y DAF para succión.....	101
Tabla 13. Valores de fuerza y momento para succión.....	103
Tabla 14. Valores de fuerza y momento para compresión	103
Tabla 15. Valores de esfuerzos cortantes y axiales para cada hinca	111

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sector energético durante los últimos años ha ido experimentando una transición hacia una producción de energía más sostenible y se espera que en el futuro se consiga una producción totalmente limpia. Por esta razón y por las nuevas regulaciones que se están estableciendo, los métodos de obtención de energía convencionales como el carbón, el gas o el petróleo están siendo sustituidos por fuentes renovables. Las fuentes renovables se postulan como el principal método de producción de energía del presente y del futuro, basándose en la eficacia, sostenibilidad y respeto al medio ambiente. Una de las fuentes renovables con mayor crecimiento en el mundo es la energía solar fotovoltaica, cuyo auge se atribuye principalmente a su impacto ecológico reducido y la disminución de los gastos tecnológicos.

La generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica es gracias al efecto fotoeléctrico: la radiación solar incide sobre células fotovoltaicas, excitando los electrones en su material semiconductor, se genera corriente continua y mediante un alternador se transforma a corriente alterna, que es la utilizada en industrias y hogares. Aunque el funcionamiento parece relativamente sencillo, el diseño y operación de las plantas fotovoltaicas a gran escala presenta múltiples desafíos técnicos y económicos.

Dentro de estos desafíos, uno de los aspectos clave es la correcta elección de las estructuras de soporte, que optimizarán la captación de radiación solar. Este Proyecto de Fin de Grado se centra en el análisis técnico-económico de distintas configuraciones de estructuras de soporte, evaluando su impacto en la producción energética y la rentabilidad del proyecto. Para implementar estas estructuras se va a necesitar de una planta fotovoltaica, que en este proyecto va a ser “P.S.F.V Nivio III”, desarrollada y gestionada por el Grupo Cobra.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

A lo largo de los últimos años, uno de los temas principales de debate está siendo la capacidad de autoabastecimiento que están teniendo los diferentes países tanto a corto como a largo plazo, esto está haciendo que los proyectos de energías renovables estén siendo de gran consideración en la planificación energética de la mayoría de los países.

En España, aprovechando la buena capacidad solar presente, se lleva apostando durante varios años por la energía solar fotovoltaica que lleva en auge desde 2018 como se puede apreciar en la siguiente gráfica.



Ilustración 5. Superficie solar fotovoltaica instala anualmente en suelo en España.[2]

En cuanto a los diferentes convenios europeos a los que está ligada España, buscan principalmente una reducción en la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero, y la necesidad de desarrollar proyectos en terrenos autóctonos para garantizar el suministro

energético y disminuir la dependencia exterior. Razones entre otras por las que se desarrolla Este Proyecto de Fin de Grado.

El uso de esta energía renovable permite evitar la generación de emisiones asociadas al uso de energías fósiles, como se puede apreciar en la Ilustración 6, la cantidad de emisiones en la producción de energía solar es de las más bajas. En este sentido, el ahorro de combustible previsto significa evitar una emisión equivalente de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y partículas.

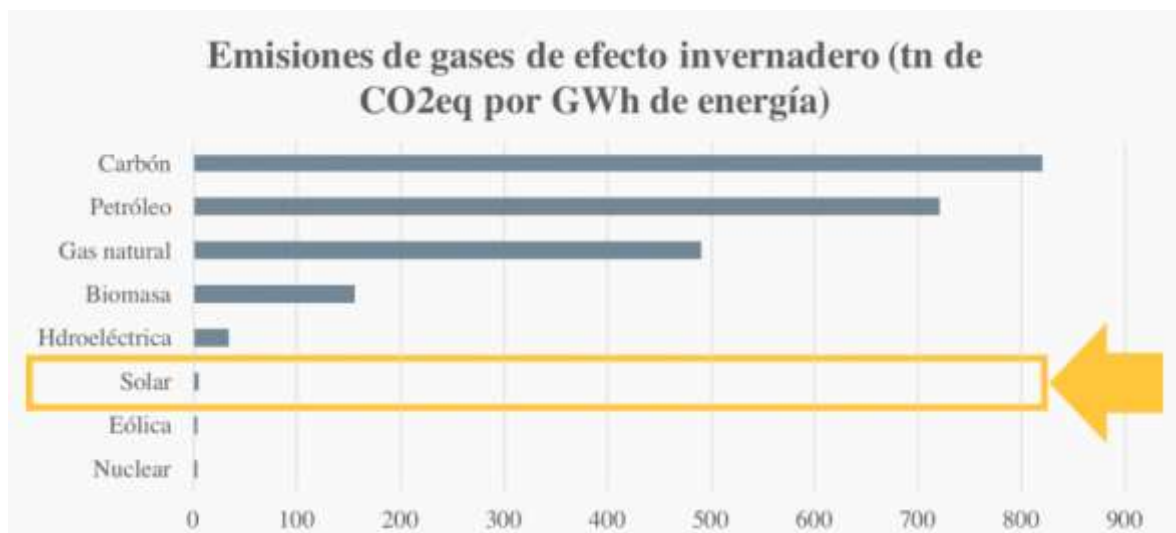


Ilustración 6. Gráfico comparativo de emisiones de gases de efecto invernadero. [3]

Además, el Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima (PNIEC) 2021-2030, en curso de aprobación por la Comisión Europea, fija objetivos vinculantes en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total de energía. Los objetivos que recoge son los siguientes:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% renovable en la generación eléctrica.

En 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y en coherencia con la Estrategia Europea. Además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050. [4]

En definitiva, este Proyecto de Fin de Grado se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

El aprovechamiento de la energía solar viene de civilizaciones antiguas, donde se utilizaba de forma básica para calentar principalmente espacios. Sin embargo, su aplicación a gran escala no comenzó hasta el siglo XX, cuando un hito importante en la historia de la energía solar fotovoltaica ocurrió en 1982. La empresa Arco Solar construyó en California el primer parque solar del mundo, con una capacidad máxima de 1 MW, marcando el inicio del desarrollo de la energía solar como fuente viable de generación eléctrica a nivel industrial. [5]

En España tardó poco en llegar, en 1984 se puso en funcionamiento la primera planta fotovoltaica en la península, en San Agustín de Guadalix. Un proyecto pionero que fue capaz de producir 100 kWh y que tuvo una inversión de 462 millones de pesetas, unos 250.000 euros actuales. Fue la única durante 10 años ya que en España no había una normativa legal del sistema eléctrico para las renovables y estaba en un vacío legal. Fue a partir de la década de los 2000 cuando España comenzó a despegar en el sector gracias al Real Decreto 436/2004 y el RD 661/2007. [6]

Las estructuras de las primeras plantas fotovoltaicas eran fijas y rudimentarias, fabricadas de materiales simples como el aluminio o el acero galvanizado. Su diseño no priorizaba la eficiencia de la captación solar, debido a su elevado coste y su poca participación en el mercado.

Más tarde surgieron los seguidores solares, que son estructuras de soporte que permiten la rotación en uno o dos ejes para optimizar la captación de energía solar. Los materiales que se usan para estas estructuras son más resistentes, el aluminio anodizado o el acero galvanizado en caliente.

Teniendo estas estructuras, durante los últimos años se han ido perfeccionando distintos detalles, como la distancia entre filas para evitar las pérdidas por sombreado, los ángulos de inclinación o la implementación del backtracking en grandes plantas. El término “backtracking” es una técnica utilizada en seguidores solares a un eje por la cual se modifica la inclinación de los paneles para reducir la sombra proyectada en los paneles adyacentes.[7]

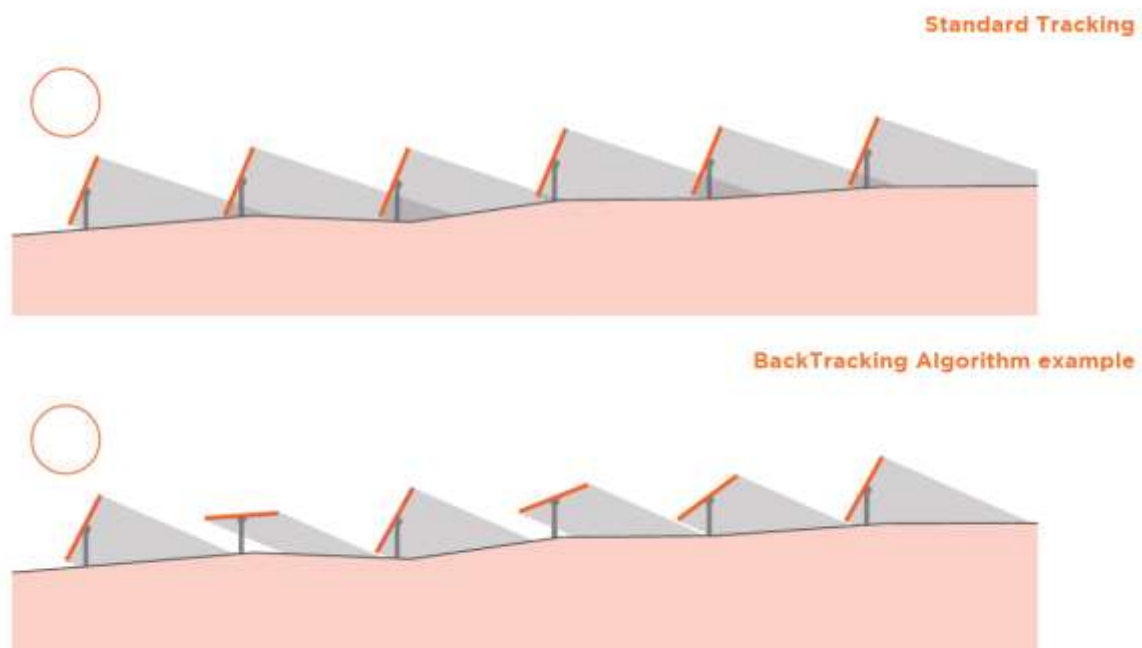


Ilustración 7. Imagen representativa de la función del backtracking en seguidores solares.[8]

1.3 ALINEACIÓN CON OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son los mayores protagonistas del futuro y en este tipo de proyectos es indispensable no incorporarlos. Este proyecto se ha apoyado en varios de ellos.

7. Energía asequible y no contaminante.

Para alcanzar este objetivo es necesario invertir en fuentes de energía limpia, como la solar y mejorar la productividad energética. De aquí a 2030 hay que tratar de aumentar considerablemente la proporción de energías renovables en el conjunto de fuentes energéticas. Es por esto por lo que este trabajo va a contribuir en la eficiencia energética de la producción solar, mejorando la producción y optimizando las estructuras de soporte de paneles.

9. Industria, Innovación e Infraestructura.

La optimización de estructuras de soporte solares implica una innovación en el diseño mecánico y en los sistemas de control, lo que mejora la infraestructura de generación fotovoltaica.

11. Ciudades y comunidades sostenibles.

Las ciudades representan el futuro de modo de vida global y se prevé que para 2050 el 70% de la población viva en las ciudades. La producción solar lo que nos permite es reducir la dependencia de energías de origen fósil, disminuyendo las emisiones de contaminantes y se puede integrar en entornos urbanos sin afectar al entorno.

12. Producción y consumos responsables.

Al hacer un estudio de optimización de estructuras de soporte solares, lo que estamos consiguiendo es reducir el uso de materiales sin comprometer la eficiencia energética y conseguir una mayor duración del producto minimizando la necesidad de reemplazo y reduciendo el impacto ambiental.

13. Acción por el clima

La optimización del diseño de estructuras de soporte va a conseguir una mejora en la producción de energía fotovoltaica y una obtención de mayores rendimientos, lo que puede provocar que haya una expansión de proyectos fotovoltaicos reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero que producen los métodos de energía tradicionales.

Capítulo 2. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

Lo primero para realizar este proyecto va a ser conocer las diferentes características que presenta el emplazamiento donde se van a colocar las estructuras de soporte. Esta información va a permitir maximizar la producción energética y conseguir asemejar lo máximo posible a las condiciones reales de la planta.

2.1 UBICACIÓN

La instalación “P.S.F.V Nivio III” se compone de varias zonas situadas en la Provincia de Palencia, en los términos municipales de Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato. Localizadas en las hojas 0165 del MTN50.

La superficie se encuentra dividida debido al paso del Arroyo del Collado, dónde se ha respetado una zona de policía de 100 m, y por dos caminos, uno de ellos con dirección Sotobañado a Sotillo de Boedo y otro camino con dirección Olea de Boedo a Herrera de Pisuergra, ya que cruzan la Instalación fotovoltaica, en la que se ha respetado su zona de afección.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA “P.S.F.V Nivio III”			
COORDENADAS	Latitud	Longitud	Altitud
Latitud-Longitud	42,602477	-4,730565	940
COORDENADAS	X	Y	Huso
UTM	382647,0692	4717663,952	30

Tabla 1. Coordenadas de la planta fotovoltaica

La ubicación geográfica de la instalación se puede ver en el ANEXO I: Planos “01-Emplazamiento”.

Con la herramienta del comparador de ortofotos del PNOA del Instituto Geográfico Nacional, se han obtenido las siguientes imágenes satelitales. Estas imágenes se han

comparado con las actuales con la finalidad de poder detectar variaciones en los terrenos tanto de la zona de estudio como de los alrededores. Del análisis, puede observarse como el área correspondiente a la zona, así como la zona de alrededor no han sufrido modificaciones a lo largo del tiempo, manteniéndose como uso agrícola a lo largo de los años.

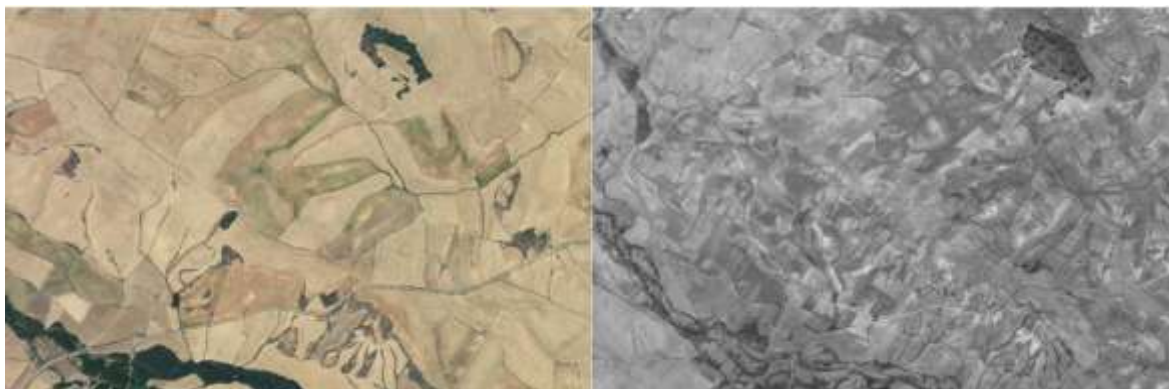
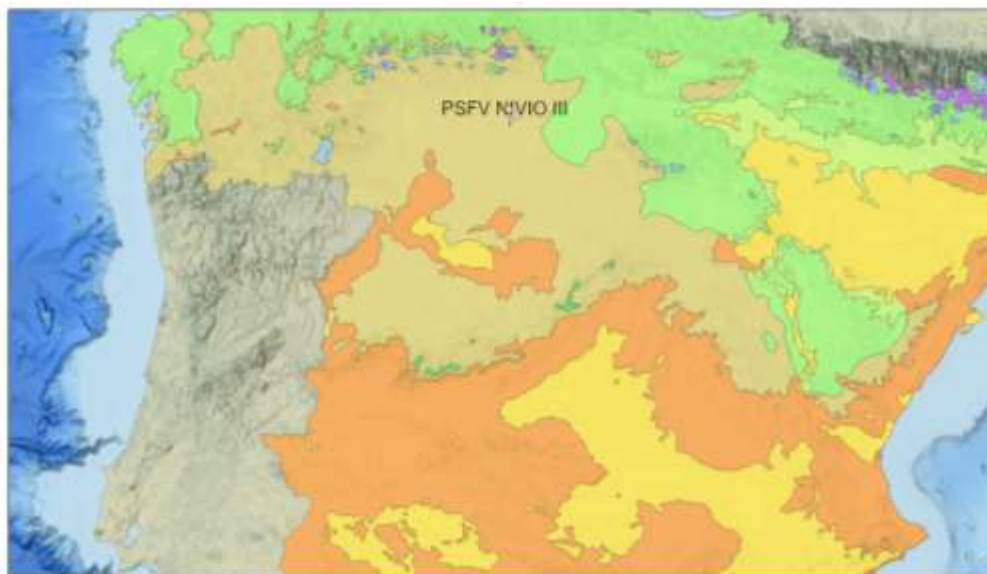


Ilustración 8. Comparación entre imagen satelital del Vuelo Americano y la del PNOA (2017).[9]

2.2 ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO

Las parcelas de estudio cuentan con clima Csb según la clasificación climática de Köppen-Geiger. Este es el clima oceánico templado y es conocido simplemente como oceánico o atlántico. Está usualmente entre los 40 y 60° de latitud y está dominado por el frente polar y las altas subtropicales. Presenta baja oscilación térmica cercana a los 8°C y la temperatura media está entre 7 y 14°C. Lluvea todo el año, con promedios cercanos a 1000 mm; los inviernos no son severos, aunque puede nevar un poco por influencia del aire polar. Los veranos son moderados y suelen ser menos lluviosos.[10]



Tipo de clima

- Dfc - Clima frío sin estación seca con verano fresco
- Dfb - Clima frío sin estación seca
- Dsc - Clima frío con verano seco y fresco
- Dsb - Clima frío con verano seco
- Cfb - Clima templado sin estación seca con verano suave
- Cfa - Clima templado sin estación seca con verano caluroso
- Csb - Clima templado con verano seco y suave
- Csa - Clima templado con verano seco y caluroso
- BSk - Clima estepario frío
- BSh - Clima estepario caluroso
- BWk - Clima desértico frío
- BWh - Clima desértico cálido

Ilustración 9. Clasificación climática de Köppen-Geiger. [10]

En el caso de la zona de estudio, tal y como se puede observar en el climograma de la Ilustración 10, las precipitaciones se encuentran dentro del umbral para el clima Csb con 771.8 mm anuales, tal y como ocurre también con la temperatura media, que es de 11 °C.

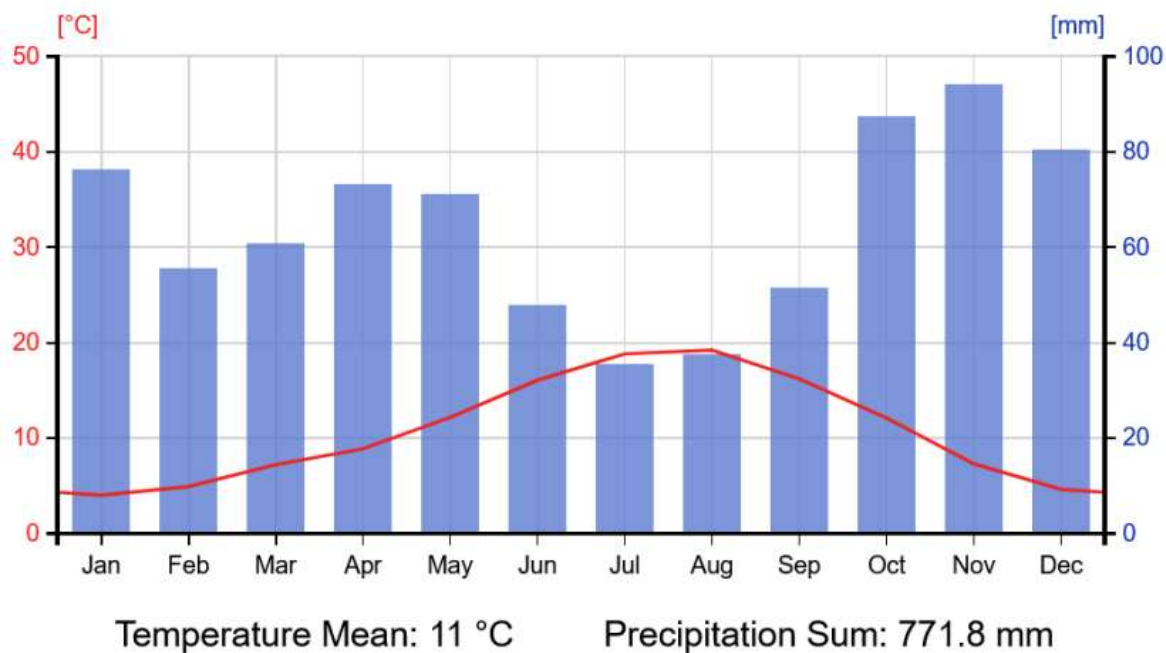


Ilustración 10. Climograma de la zona de estudio. [10]

2.2.1 GRÁFICO TEMPERATURAS MÍNIMAS Y MÁXIMAS

En la siguiente gráfica se van a poder observar las temperaturas máximas y mínimas que se obtienen todos los días del año en la ubicación del proyecto “P.S.F.V. Nivio III”.

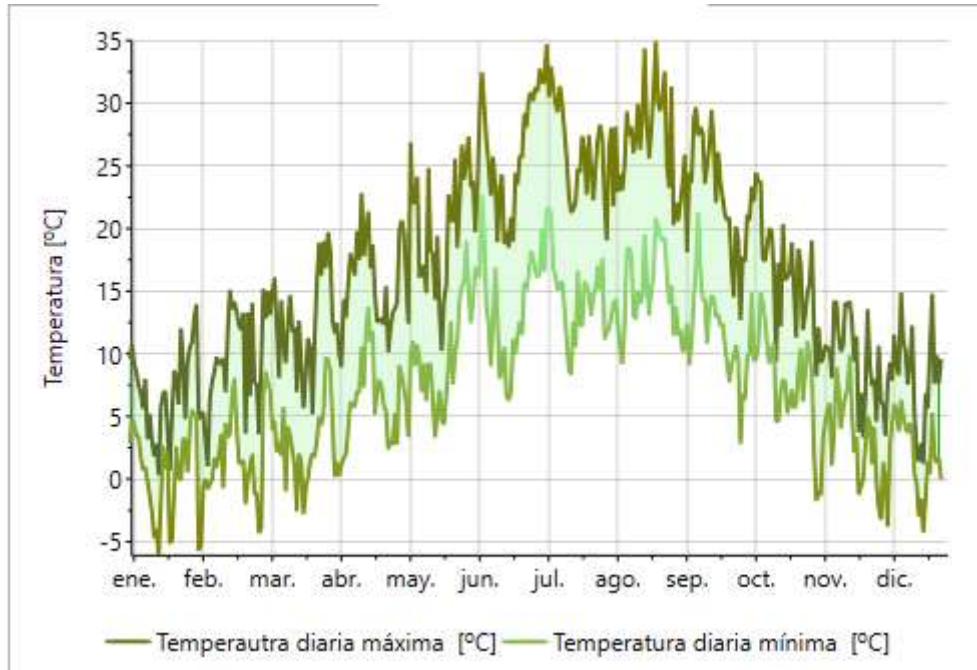


Ilustración 11. Gráfico temperaturas máximas y mínimas del emplazamiento. [12]

2.2.2 DIAGRAMA DE CAJAS DE PREVISIÓN DE TEMPERATURAS

En el siguiente diagrama se puede observar que las temperaturas máximas esperadas serían en los meses centrales de verano, julio y agosto, con 36° y las temperaturas mínimas, en los meses de enero y diciembre, con valores cercanos a los cero grados.

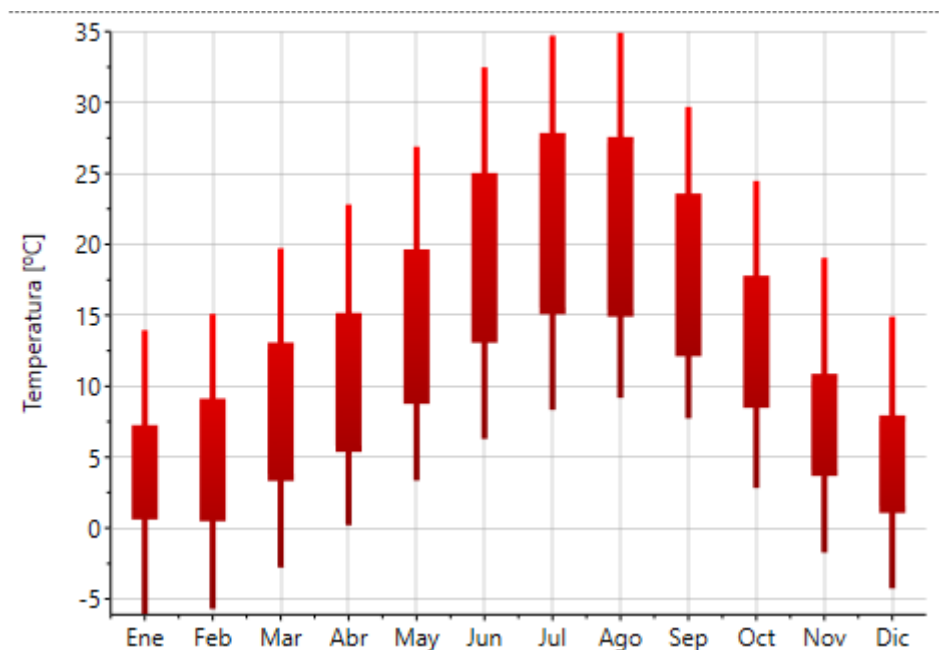


Ilustración 12. Diagrama de cajas de temperatura del emplazamiento. [12]

2.3 ESTUDIO HIDROLÓGICO

En el emplazamiento del proyecto “P.S.F.V. Nivio III” se ha realizado un estudio hidrológico, que tiene en consideración diversos factores muy importantes siendo el más destacable el de riesgo de inundación. Este estudio delimitará las zonas de posible construcción dentro del terreno.

El proceso seguido es el siguiente:

- Generación de un modelo de análisis de Inundación en 2D, realizado con el programa IBER, versión 2.6. En este modelo se analizarán las cuencas en un área suficiente, aguas abajo, para que los sumideros modelizados no afecten a la zona inundable próxima a las parcelas o se pueda generar un remanso. Los resultados obtenidos del modelo son calados, velocidades, cotas y caudal específico de inundación.
- Las cuencas de estudio se modelizan en el programa, y su riesgo de inundación se obtiene mediante la introducción de la precipitación de diseño multiplicada por el coeficiente de

escorrentía de la cuenca. Estos parámetros serán los correspondientes a los periodos de retorno de 10, 25, 50, 100 y 500 años.

Una vez construido el modelo, se han obtenido las correspondientes áreas susceptibles de inundación para 100 años de periodo de retorno:

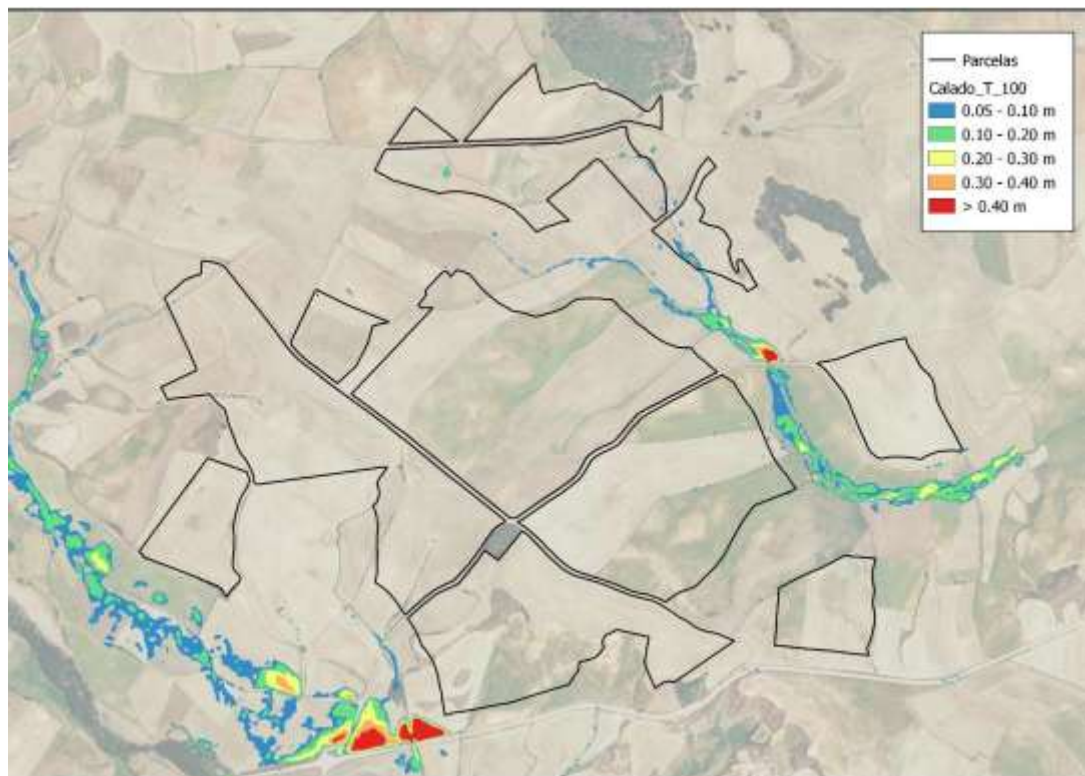


Ilustración 13. Calados de inundación máximos obtenidos para un periodo de retorno de 100 años. [1]

A la vista de los calados obtenidos, se puede concluir que las parcelas cuentan con calados de inundación bajos o muy bajos (menos de 5 cm) en gran parte de su superficie. Además, casi todos los arroyos que atraviesan las parcelas nacen dentro de ellas, ya que el complejo se sitúa en cabecera de cuenca. Únicamente se produce una pequeña acumulación de agua de relevancia en una balsa que se encuentra en una de las parcelas situadas más al norte del complejo, donde se producen calados de hasta 0.20 m.

2.4 ESTUDIO GEOTÉCNICO Y PULL OUT TEST

El objetivo principal de estos estudios es evaluar el comportamiento de los perfiles de tipología similar a los que se emplearán en la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos donde se ubicará la planta fotovoltaica, a fin de definir las soluciones de cimentación óptimas en los diferentes tipos de terreno existentes dentro de las diferentes parcelas estudiadas, así como las profundidades de empotramiento sobre el terreno más adecuadas para los esfuerzos solicitantes.

Para ello se va a realizar primero un estudio del suelo, después se realizarán una serie de ensayos de penetración para ver el tipo de hincado que se puede realizar y por último se comprobará el comportamiento de los perfiles frente a las cargas propuestas en los ensayos.

2.4.1 MARCO GEOLÓGICO

La zona objeto de estudio se encuadra en la Hoja 165 (Herrera de Pisuergra) de la serie MAGNA a escala 1:50.000 del Instituto Geológico Minero de España, cuyo extracto se recoge a continuación:

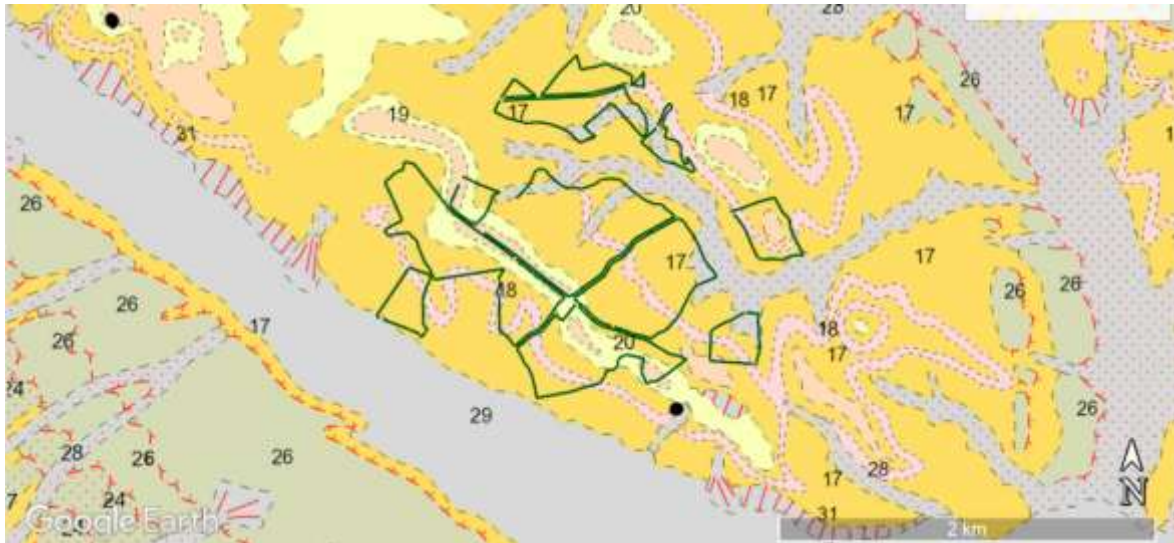


Ilustración 14. Mapa geológico detallado del área de estudio. Hoja 165 (Herrera de Pisuergra). Escala 1:50.000. Serie [13]

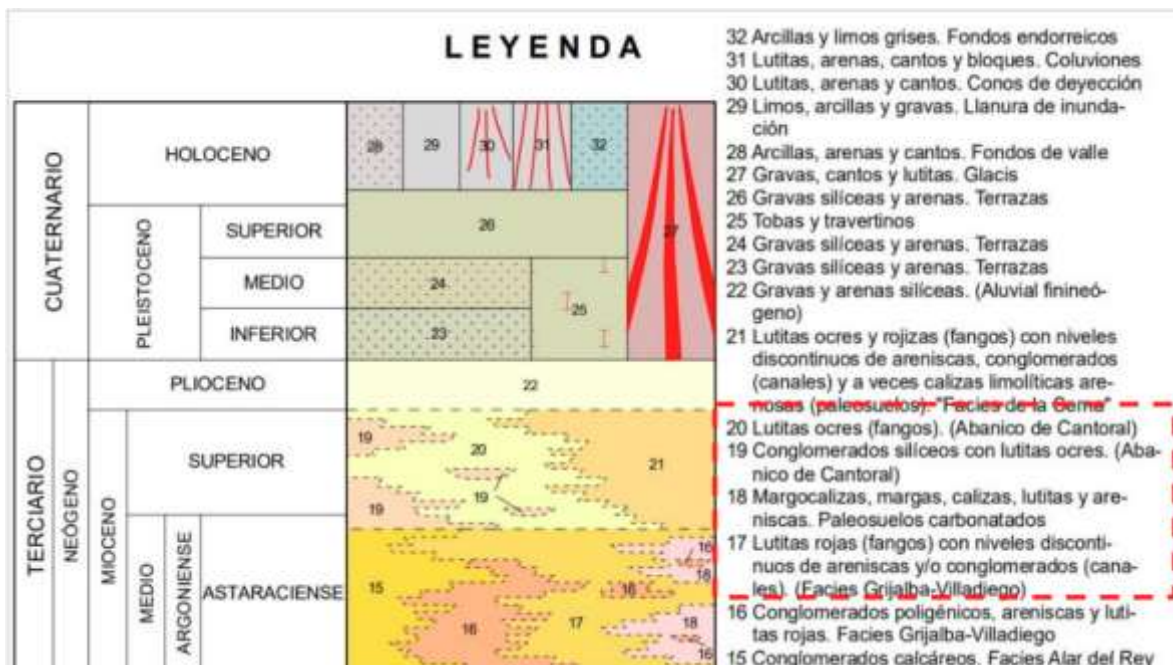


Ilustración 15. Leyenda del mapa geológico del área de estudio. Hoja 165 (Herrera de Pisuergra). Serie MAGNA. IGME [13]

Se distinguen 4 unidades geotécnicas en la implantación del proyecto:

- 17: Lutitas rojas (fangos) con niveles discontinuos de areniscas y/o conglomerados (canales).
- 18: Margocalizas, margas, calizas, lutitas y areniscas. Paleosuelos carbonatados.
- 19: Conglomerados silíceos con lutitas ocre.
- 20: Lutitas ocre (fangos).

2.4.2 ENSAYOS DE PENETRACIÓN

Los ensayos de penetración van a permitir seleccionar el tipo de hincado de las estructuras en el emplazamiento de “P.S.F.V Nivio III”.

Los tipos de hincado que se puede emplear en plantas fotovoltaicas son los siguientes:

-Hincado directo, se clavan los perfiles metálicos directamente en el suelo utilizando maquinaria de hincado y su uso es propenso en terrenos compactos y homogéneos. En este proyecto se ha establecido un valor de $N_{DPSH} < 25$ (Número de golpes por centímetro de hincado) para poder utilizarlo en el terreno.

-Predrilling, se realiza una perforación de diámetro menor al perfil metálico como se observa en la ilustración 16 y después se inserta el perfil. Se usa en terrenos donde el hincado directo no es posible debido a la presencia de rocas o alta compactación. Para este proyecto se ha delimitado su uso para $25 < N_{DPSH}$.

- Pilotes, se realizan grandes perforaciones en el terreno, se introducen los perfiles y se rellenan con cemento o resina. Se suele utilizar en terrenos muy blando y con un nivel freático elevado.

En cada terreno se debe utilizar el método óptimo y es un área en el cual no puedes reducir costes por su gran importancia.

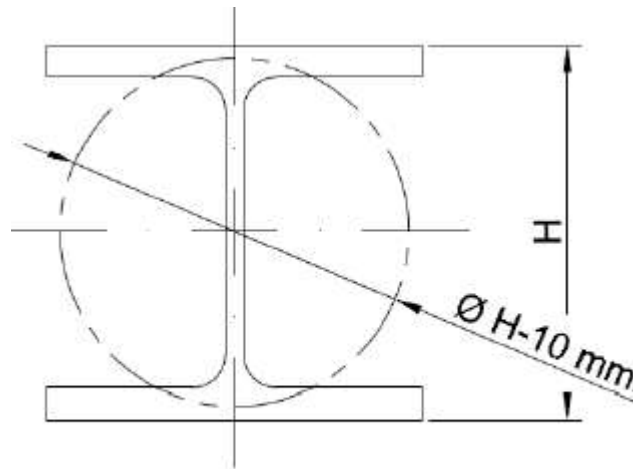


Ilustración 16. Diámetro del agujero del método predrilling. [1]

Para este proyecto se ha realizado una campaña de ensayos de penetración DPSH, en concreto 40 ensayos, cuya distribución se puede ver en el ANEXO I: Planos “02-Ensayos penetración”. Los resultados se pueden ver en la siguiente gráfica:

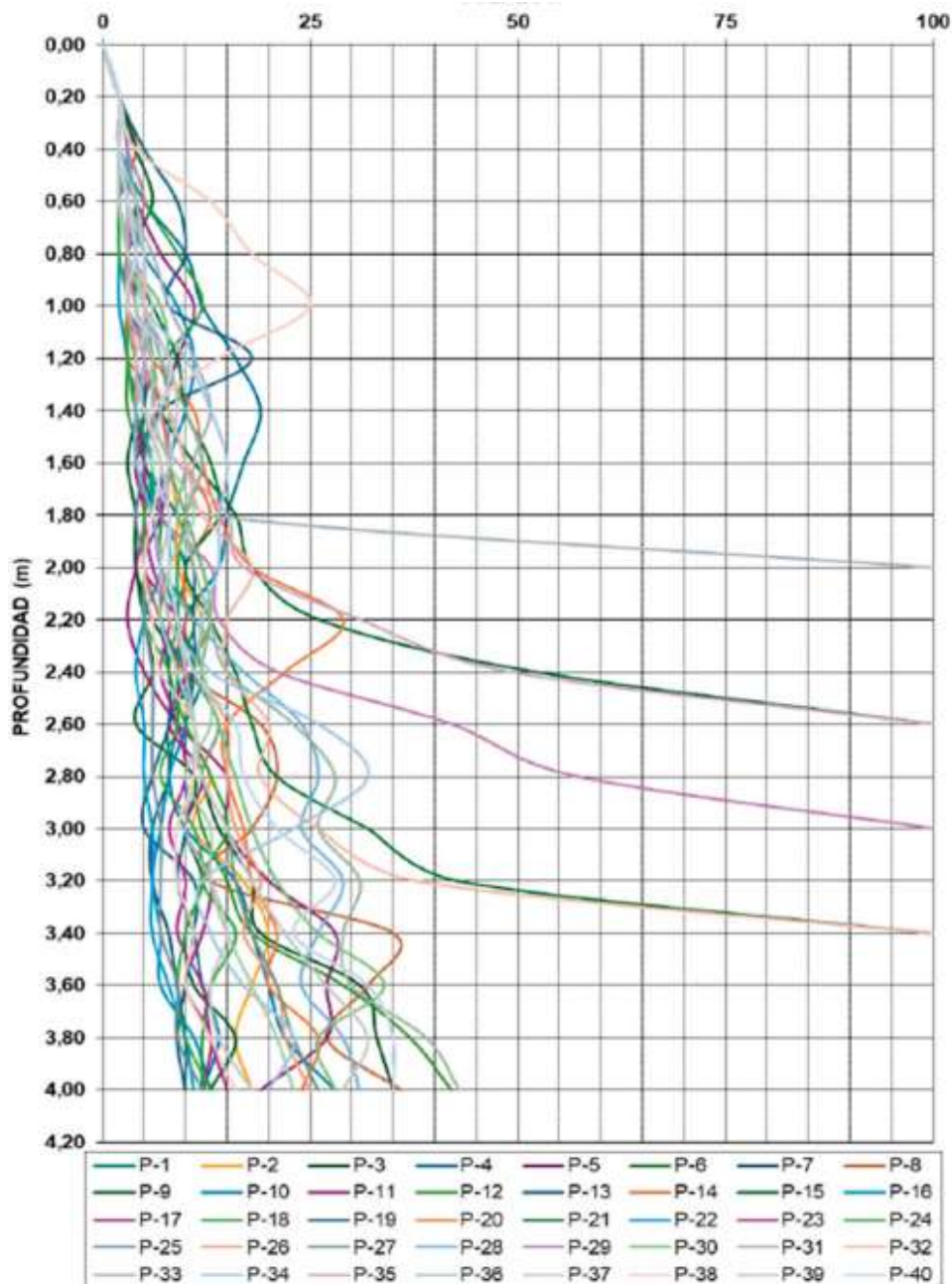


Ilustración 17. Diagrama de golpes arrojados por los ensayos de penetración DPSH. [1]

De los cuarenta ensayos que se han realizado, ha habido 6 en los cuales se alcanzó el rechazo antes de llegar a los 4m de profundidad. El golpeo medio obtenido en el primer metro es de 5, a dos metros de 8, a tres metros de 15 y hasta los cuatro metros de 20 golpes.

En la siguiente imagen, se ha representado el golpeo medio de los ensayos de penetración DPSH hasta la profundidad de 2 metros, y se observa cómo es previsible que la hinca de los perfiles de acero será viable hasta la profundidad máxima objetivo de 2 metros.



Ilustración 16. Zonificación del terreno a efectos de la hinca de los perfiles.[1]

Los resultados muestran que la instalación de los perfiles mediante **hincado directo** sobre el terreno es idónea. Esto es clave porque abarata mucho los costes de la planta y además en una posible construcción es el método más rápido.

2.4.3 ENSAYOS DE CARGA

Una vez sabido que el método directo de hincado es idóneo, se procede a realizar el hincado de los perfiles. Se tienen 3 tipos, perfil C-150, perfil IPE-140 y perfil HEA-160, que están estandarizados. Se van a evaluar estos perfiles en 57 posiciones diferentes en la superficie del terreno, mediante ensayos de tracción, compresión y carga lateral.

Cada ensayo se va a realizar hasta que se alcance el primero de los siguientes sucesos:

- El desplazamiento obtenido bajo la aplicación de la carga es superior a 25 mm.
- El desplazamiento obtenido tras la descarga es superior a 10 mm.
- Se produzca una deformación del propio perfil o la rotura del terreno.
- Se alcance el límite máximo de carga del equipo o el fijado en el ensayo.

2.4.3.1 Ensayo de tracción

El ensayo de tracción o ensayo de carga vertical consiste en el arrancamiento del perfil mediante la acción de una carga vertical ascendente, la medición de la fuerza aplicada y el desplazamiento que se produce. Se trata de un ensayo que necesita transmitir una importante reacción vertical al terreno, para lo que se ha utilizado una máquina con masa suficiente para tal fin.

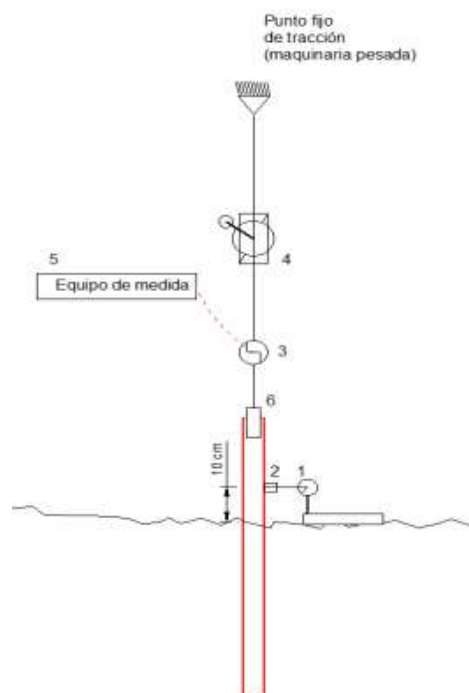


Ilustración 18. Croquis ensayo de tracción

2.4.3.2 Ensayo de compresión

El ensayo de compresión consiste en el hundimiento del perfil mediante la acción de una carga vertical descendente, la medición de la fuerza aplicada y el desplazamiento que se produce. Se trata de un ensayo que necesita transmitir una importante reacción vertical al terreno, para lo que se ha utilizado una máquina con masa suficiente para tal fin.

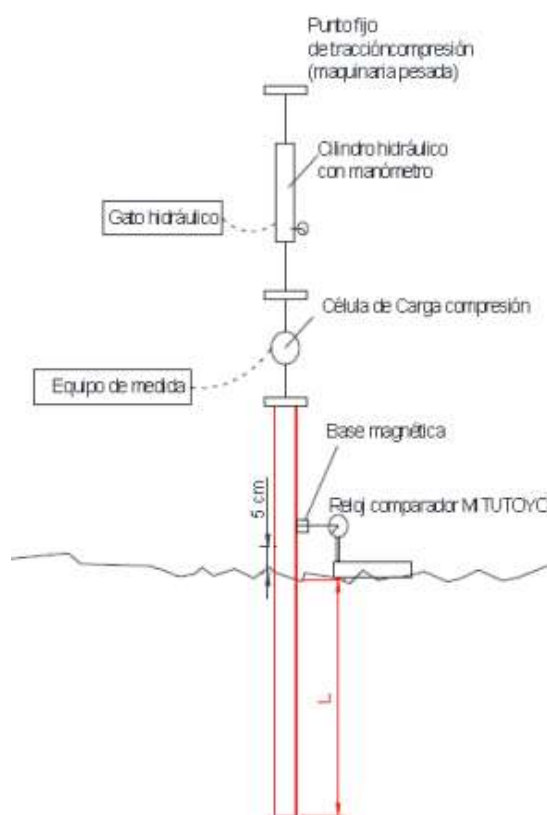


Ilustración 19. Croquis ensayo de compresión

2.4.3.3 Ensayo de carga lateral

El ensayo de carga lateral simple consiste en la flexión lateral de un perfil metálico hincado en el terreno hasta producir un desplazamiento prefijado con anterioridad, la deformación del propio perfil o alcanzar un nivel de carga determinado. Las cargas se aplican cíclicamente (ciclos de carga/descarga).

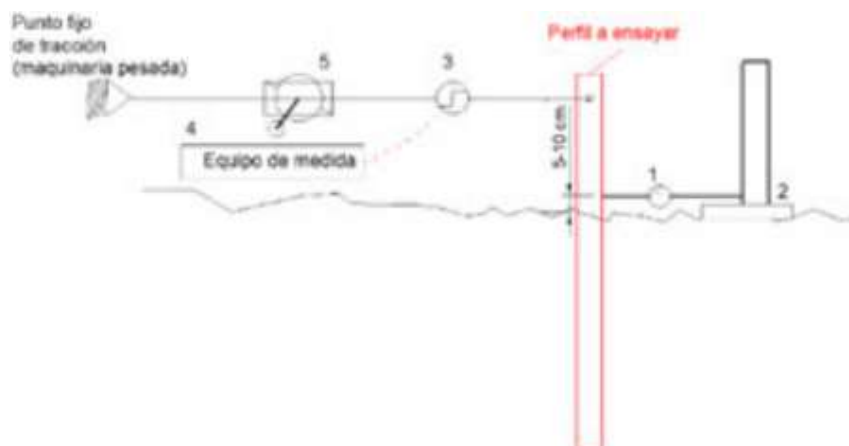


Ilustración 20. Croquis ensayo carga lateral

2.4.3.4 Resultados

Resultados de ensayos de carga vertical: tracción y compresión

Las cargas objetivo establecidas en el procedimiento son las mostradas a continuación:

Perfil	Ensayo	Carga(kN)
IPE-140	tracción	25
	Compresión	30
HEA-160	tracción	25
	Compresión	35
C-150	tracción	20
	Compresión	30

Tabla 2. Cargas objetivo en carga vertical[1]

Se han realizado un total de 24 ensayos de tracción y 48 de compresión y el resultado se puede ver en la siguiente tabla:

Sección	Método	Tracción	% Éxito tracción	Compresión	% Éxito compresión
IPE-140	Hincado directo	13	100%	23	96%
HEA-160	Hincado directo	6	100%	12	100%
C-150	Hincado directo	5	80%	13	93%
TOTAL		24		48	

Tabla 3. Resultados ensayos de tracción y compresión[1]

Resultados ensayos de carga lateral

Las cargas objetivo establecidas en el procedimiento son las mostradas a continuación:

Perfil	Ensayo	Carga(kN)
IPE-140	Carga lateral	25
HEA-160	Carga lateral	40
C-150	Carga lateral	25

Tabla 4. Cargas objetivo para carga lateral[1]

Se han realizado un total de 72 ensayos de carga lateral y el resultado ha sido el siguiente:

Sección	Método	Carga lateral	% Éxito carga lateral
IPE-140	Hincado directo	36	14%
HEA-160	Hincado directo	18	56%
C-150	Hincado directo	18	0%
TOTAL		72	

Tabla 5. Resultados ensayos de carga lateral[1]

Estos resultados serán útiles a la hora de elegir el tipo de perfiles que se implementarán en la planta fotovoltaica.

2.5 ESTUDIO TOPOGRÁFICO

En un estudio topográfico se consiguen detallar las características físicas y geométricas de un terreno. El objetivo es representar la superficie del terreno, incluyendo elevaciones, desniveles, curvas de nivel, pendientes, accidentes geográficos, y elementos artificiales como edificaciones, carreteras y cuerpos de agua. En la construcción de una planta fotovoltaica es muy importante realizar este estudio porque permite conocer las zonas con mayores dificultades y ponerle solución antes de empezar la edificación.

El estudio topográfico se puede realizar con dos instrumentos, con un GPS diferencial o con un dron, ambos se encargan de medir las coordenadas y latitudes del terreno. En el Proyecto Nivío III se ha realizado mediante GPS diferencial, porque a pesar de ser más caro y con menos detalle, al no estar desbrozado el terreno el dron puede confundirse en algunos tramos.

Además, las abundantes inclinaciones del terreno hacen que el trabajo de un GPS diferencial sea más útil.

El GPS diferencial (DGPS) registrará con alta precisión todas las coordenadas medidas, almacenándolas en una base de datos que posteriormente podrá ser exportada a Excel. Estos datos permiten generar un modelo tridimensional del terreno que podrá integrarse en programas de simulación como PVsyst o PVCase.

Para el proyecto de “P.S.F.V Nivio III”, con la información extraída de las coordenadas del estudio topográfico, se ha creado un mallado de pendientes (ANEXO I: Planos “04-Mallado pendientes”) que muestra la gran problemática de pendientes que tiene la planta con zonas con pendientes mayores a 17° y que será de gran utilidad para el diseño de la planta.

Capítulo 3. RECURSO SOLAR

En este apartado del proyecto se va a introducir una serie de conceptos que definen el recurso solar y se va a realizar un análisis del recurso solar en la ubicación de “P.S.F.V. Nivio III”.

3.1 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la energía generada por el Sol. Dicha energía, emitida en forma de radiación electromagnética, constituye la principal fuente de luz y calor de la Tierra. Gracias a la tecnología, actualmente es posible aprovecharla para obtener energía eléctrica y térmica, destinada a abastecer hogares e industrias. Es una fuente constante, económica, no contaminante y segura de energía.[14]

Pero toda la energía expresada por la constante solar no llega a la superficie de la Tierra, cuando la radiación atraviesa la atmósfera terrestre pierde intensidad y se modifica su distribución espectral. La energía que recibe la Tierra se denomina radiación global (GHI) y está compuesta de la radiación directa (DNI), que es la que atraviesa la atmósfera sin sufrir cambio alguno y la radiación difusa (DIF), que es debida a la dispersión por parte de los componentes de la atmósfera y al albedo (fracción de radiación solar dispersada por el suelo). La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.[15]

Este valor es aproximado y en ingeniería se necesita un valor más exacto, sobre todo si es en plantas fotovoltaicas, por eso la radiación total que incide en una superficie se formula en base a lo siguiente:

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DIF$$

Ecuación 1. Radiación sobre una superficie[16]

θ_z : Ángulo Cenital Solar, es el ángulo entre la dirección solar y la vertical.

El máximo valor de GHI se daría cuando el ángulo cenital es 0, es decir, cuando incide perpendicular completamente. Es por esto por lo que hay zonas que son mejores y otras que son peores para levantar una planta fotovoltaica, cuanto más cerca del ecuador más energía se va a poder recibir.

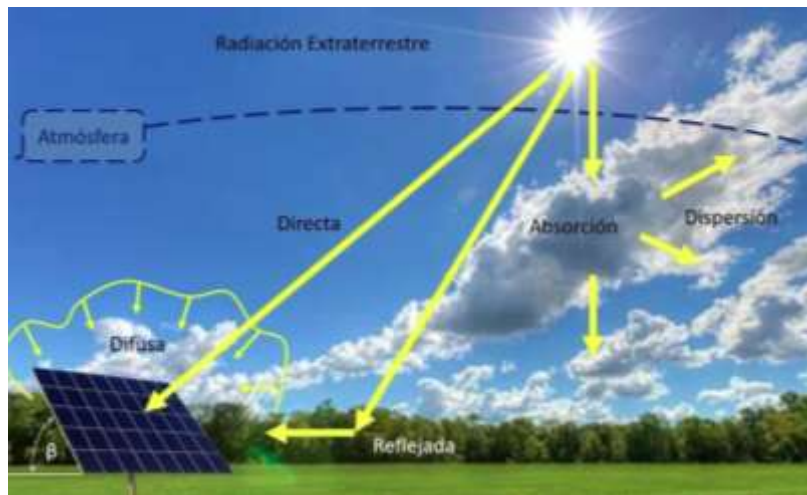


Ilustración 21. Representación de los tipos de radiación [17]

3.2 OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Uno de los propósitos de construir una planta fotovoltaica es conseguir producir la mayor cantidad de electricidad posible, para ello la energía captada por los paneles solares tiene que ser máxima. Esta energía se capta del sol y para maximizarla hay que colocar los paneles solares de forma que la radiación solar directa y difusa sean las máximas posibles.

La energía que se genera en un panel fotovoltaico viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_a = \frac{G_{\alpha,\beta} * P_p * \eta}{G_{STC}}$$

Ecuación 2. Energía generada por un panel fotovoltaico [18]

Ea: Energía generada por el panel fotovoltaico (Wh o kWh).

G $_{\alpha,\beta}$: Irradiancia sobre la superficie inclinada (W/m²).

Pp: Potencia nominal del panel fotovoltaico (Wp).

η : Eficiencia total del sistema (incluye pérdidas por temperatura, cableado, inversores, etc.).

G_{STC} (*Standard Test Conditions*): Irradiancia de referencia en condiciones estándar (1000 W/m² y 25°C).

En esta fórmula el término que se puede modificar es la irradiancia sobre la superficie inclinada, que tiene 2 ángulos, Alpha y Beta, que son dos variables cuya selección será fundamental para la optimización del diseño de la planta fotovoltaica.

α (ángulo de orientación): es el ángulo de desviación con respecto al sur geográfico. El óptimo en el hemisferio norte es 0° y el óptimo en el hemisferio sur es 180°.

β (ángulo de inclinación): es el ángulo formado por la superficie del panel fotovoltaico y el plano horizontal. Las estructuras tienen que estar colocadas de forma que el ángulo de incidencia del sol sobre la placa sea 0° el mayor tiempo posible.

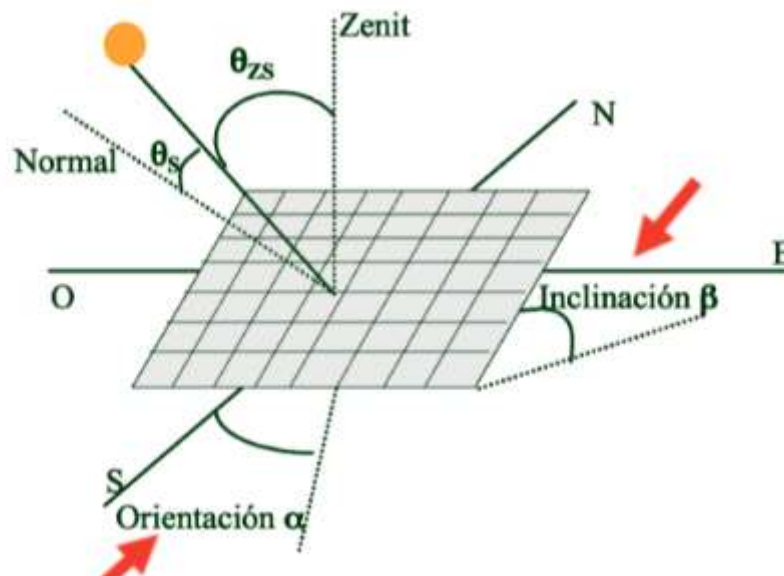


Ilustración 22. Representación de ángulos [19]

La irradiancia sobre la superficie inclinada viene definida por la siguiente fórmula:

$$G_{\alpha,\beta} = DNI * \cos(\theta) + DIF * F_d + GHI * \rho * \frac{1 - \cos(\alpha)}{2}$$

Ecuación 3. Radiación sobre superficie inclinada [20]

θ : ángulo de incidencia del sol sobre la superficie, depende de la inclinación del panel

F_d : factor de difusión, depende del modelo que se utilice

ρ : albedo, radiación reflejada del suelo

Los trackers de un eje y de dos ejes, al poder rotar, hacen de seguidores solares y el ángulo de inclinación β no es tan importante de fijar, sin embargo, las estructuras de mesa fija, como están orientadas siempre en la misma posición es primordial fijar el ángulo óptimo. La mejor opción es realizar las simulaciones necesarias para hallar el β óptimo, pero existe una fórmula que nos permite obtener un valor bastante preciso y que puede ser muy útil para un punto de partida.

$$\beta_{OPT} = 3,7 + 0,69 * |\phi|$$

Ecuación 4. Ángulo óptimo de inclinación para estructuras con mesas fijas [21]

Φ : latitud en grados

En el caso del proyecto “P.S.F.V. Nivio III”, está ubicado en una latitud de 42.602477° y el ángulo β óptimo según la Ecuación 4 es aproximadamente de 33.10°, para una fila aislada de módulos fotovoltaicos. Sin embargo, este valor no es directamente aplicable a una planta fotovoltaica, ya que es necesario considerar los efectos de sombreado entre filas de módulos, lo que influye en la optimización del diseño y por lo tanto del ángulo.

Por esta razón, la inclinación óptima de los módulos será determinada mediante simulaciones en PVsyst, donde se analizarán diferentes configuraciones para maximizar la captación de radiación solar y minimizar pérdidas por sombreado, garantizando así un rendimiento energético óptimo de la planta.

3.3 RECURSO SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO

El análisis del recurso solar es un aspecto fundamental en el diseño y planificación de una planta fotovoltaica, ya que permite conocer los valores de radiación solar incidente sobre la superficie destinada a la planta fotovoltaica. Este estudio nos permite evaluar el potencial energético del emplazamiento, optimizar la orientación e inclinación de los módulos y estimar con precisión la producción de energía a lo largo del tiempo.

Para el proyecto “P.S.F.V Nivio III”, los datos meteorológicos necesarios se van a obtener a través de Solargis Prospect, una herramienta que proporciona información detallada sobre la irradiación solar y otras variables climáticas del emplazamiento que quieras seleccionar. Solargis ofrece tres tipos de archivos de datos meteorológicos: P50, P90 y P95, donde el valor asociado a la "P" representa el percentil de probabilidad de ocurrencia de las condiciones meteorológicas en un día determinado.

Para este estudio, se empleará el archivo P50, que corresponde al escenario con un 50% de probabilidad de ser alcanzado o superado, proporcionando una estimación del recurso solar por cada mes del año. Este conjunto de datos será utilizado para la simulación del rendimiento de la planta fotovoltaica en PVsyst, permitiendo evaluar su producción energética bajo condiciones climatológicas típicas del emplazamiento.

La siguiente tabla recoge los datos de GHI, DNI y DIF en kWh/m² de cada mes:

	GHI	DNI	DIF
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²
Enero	53,6	89,6	23,8
Febrero	77,6	112,3	29,9
Marzo	128,7	153,9	46,5
Abril	155,4	157,4	58,2
Mayo	194,1	183,8	71,2
Junio	213,5	209,3	70,1
Julio	231,8	248,6	62,9
Agosto	202,7	225,1	58,1
Septiembre	146,8	169,8	48,9
Octubre	97,7	126,6	38,7
Noviembre	58,3	88,6	25,8
Diciembre	46,2	83,1	20,5
ANUAL	1606,4	1848,1	554,6

Tabla 6. Valores de radiación por meses en el emplazamiento[22]

Los meses en los cuales hay más radiación son en verano, como era de esperar, esto en parte se debe a que los días son más largos y por lo tanto el número de horas de exposición frente al sol de los paneles son mayores, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

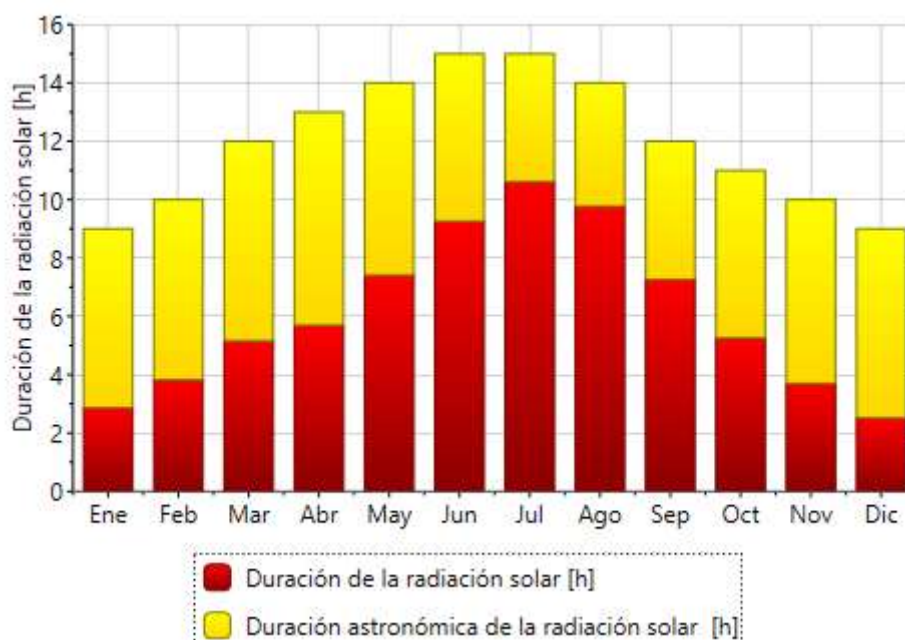


Ilustración 23. Gráfico de la duración de insolación en la ubicación del proyecto.[12]

3.3.1 HORIZONTE DEL EMPLAZAMIENTO

Conocer el horizonte del terreno va a permitir saber cuándo se producen pérdidas por sombreado en el terreno dependiendo de la estación del año y de la hora del día. En el siguiente gráfico se puede apreciar como en el solsticio de verano, curva superior con los valores horarios en color rojo, va a haber sol desde las 7h hasta las 21h sin que el horizonte influya. Sin embargo, en el solsticio de invierno, curva inferior con los valores horarios de color azul, la producción se va a ver comprometida por el horizonte a partir de las 17h. Esto se debe a que uno de los relieves del terreno de alrededor incide entre dirección del sol y la planta fotovoltaica.

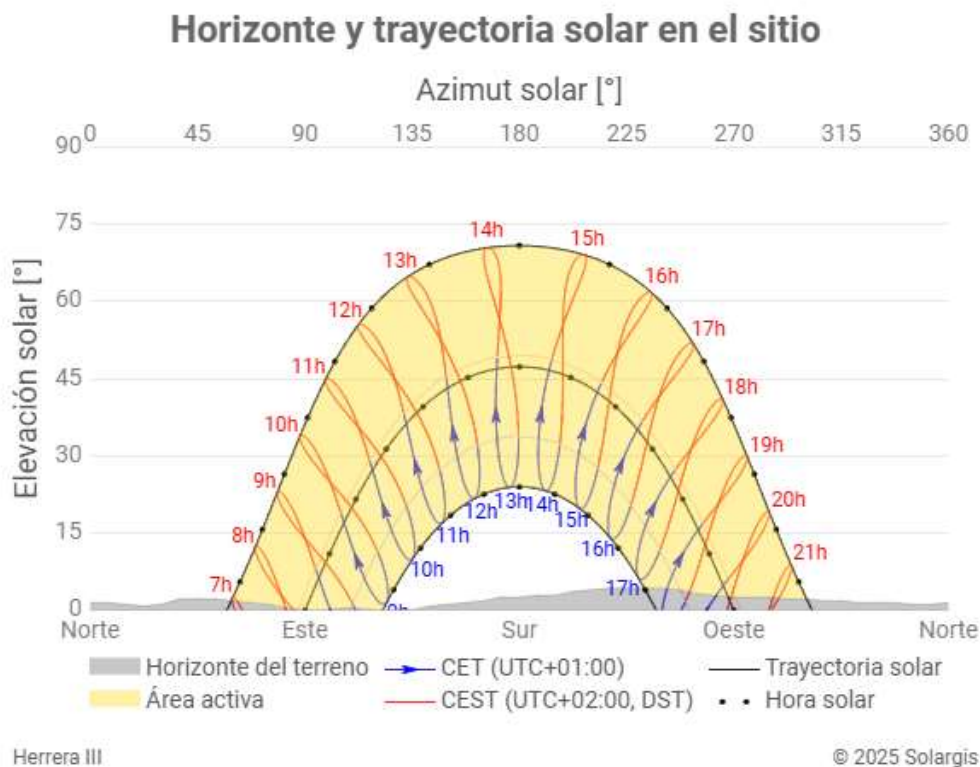


Ilustración 24. Horizonte y trayectoria solar en el emplazamiento.[22]

Capítulo 4. COMPONENTES Y EQUIPOS

FOTOVOLTAICOS

Este Proyecto de Fin de Grado se enfoca en el estudio y análisis de las estructuras de soporte para paneles solares. No obstante, una planta fotovoltaica está compuesta por diversos elementos que garantizan su correcto funcionamiento. En este capítulo se analizarán los principales componentes del sistema, incluyendo los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores, los transformadores, las estaciones meteorológicas y el sistema SCADA.

4.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Los paneles solares fotovoltaicos son los dispositivos encargados de convertir la luz solar en electricidad utilizable mediante el efecto fotovoltaico. Están compuestos de múltiples células solares que son las unidades básicas encargadas de la conversión de energía solar a electricidad.

Hay tres tipos de paneles dependiendo de su composición:

- Paneles solares monocristalinos: se caracterizan por estar fabricados por una sola oblea de cristal de silicio, lo que permite que los electrones que generan el flujo de electricidad tengan más espacio para moverse. Como resultado, este tipo de paneles son muy eficientes. Además, el monocristal presenta una estética más elegante.
- Paneles solares policristalinos: también están fabricados de silicio, aunque de un conjunto de fragmentos fundidos. Son menos eficientes que los monocristalinos, pero son más asequibles.
- Paneles solares de película delgada: se fabrican depositando una capa delgada de materiales semiconductores sobre un material de respaldo, normalmente de vidrio.

Tienen gran flexibilidad y ligereza, pero su eficiencia es menor que los cristalinos de silicio. [23]

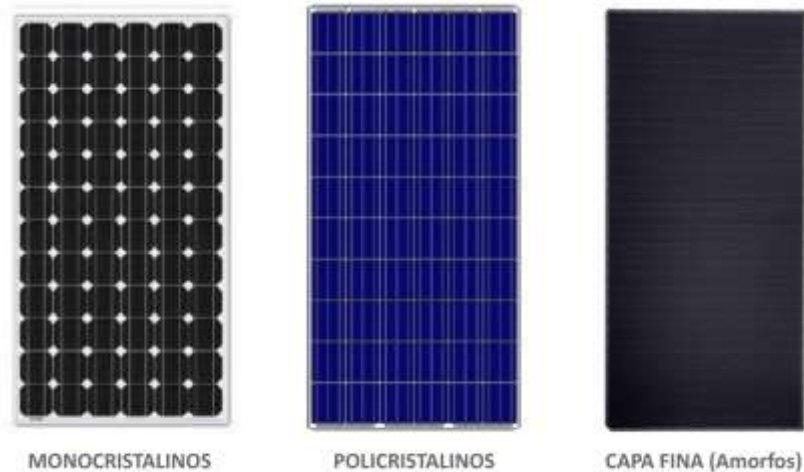


Ilustración 25. Tipos de paneles solares[24]

Los paneles solares también se pueden clasificar en función de las superficies a través de las cuales capturan radiación solar:

- Monofaciales: capturan radiación solamente por la superficie frontal del panel, la cara posterior esta normalmente sellada, lo que no permite capturar radiación difusa o reflejada. Este tipo de paneles se suelen usar en hogares, no en plantas fotovoltaicas.
- Bifaciales: estos paneles tienen capacidad de captar radiación tanto por la cara delantera como por la cara trasera del panel. Al poder aprovechar la radiación reflejada, aumentan la eficiencia general del sistema fotovoltaico.

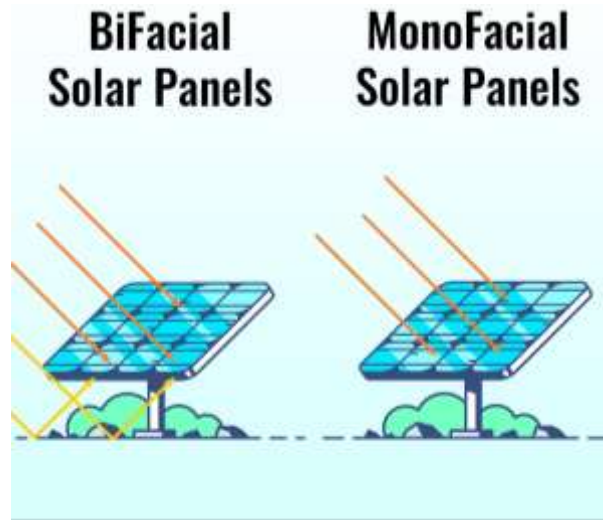


Ilustración 26. Paneles monofacial y bifacial. [25]

Equipo elegido en la planta

En el proyecto “P.S.F.V Nivio III”, los paneles que se van a utilizar son el modelo EG-710NT66-HU/BF-DG de la marca EGING PV. Estos módulos son bifaciales, con una potencia nominal de 710 W y son monocristalinos. Se escogió este modelo porque tienen un rendimiento y una eficiencia muy altos, son la última tecnología y son compatibles con las estructuras y sistemas de inversores actualmente disponibles en el mercado.

4.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte en plantas fotovoltaicas desempeñan un papel fundamental tanto en la optimización del rendimiento energético como en la protección de los módulos fotovoltaicos frente a condiciones climáticas adversas, con especial énfasis en la resistencia al viento. Estas estructuras deben garantizar elevada robustez mecánica, resistencia a la corrosión y sostenibilidad, además de mantener un coste de implementación competitivo. Por esta razón, los materiales empleados en su fabricación suelen ser acero galvanizado o aluminio anodizado, debido a sus propiedades mecánicas y químicas favorables para aplicaciones en entornos exteriores.

En términos generales, las estructuras de soporte pueden clasificarse en dos categorías principales: estructuras fijas y sistemas de seguimiento solar.

4.2.1 ESTRUCTURAS FIJAS

Las estructuras fijas son sistemas de soporte diseñados para mantener los módulos fotovoltaicos en una orientación e inclinación óptimas sin tener movimiento mecánico. La inclinación será seleccionada en función de la latitud de la ubicación de la instalación y las condiciones topográficas del terreno.

Esta estructura se caracteriza por su simplicidad y su menor coste con respecto a sistema de seguimiento, lo que la convierte en una opción válida en proyectos con limitaciones de presupuesto. Se suele utilizar este tipo de estructuras en zonas donde hay dificultades con las pendientes del terreno y en proyectos con bajo presupuesto. Suelen emplearse en emplazamientos con gran problemática de pendientes o terrenos irregulares, donde la instalación de seguidores solares resultaría compleja.



Ilustración 27. Estructura fija fotovoltaica. [26]

4.2.2 SEGUIDORES SOLARES O TRACKERS

Los seguidores solares son sistemas de soporte dinámicos que permiten a los módulos fotovoltaicos modificar su orientación a lo largo del día con la finalidad de maximizar la captación solar y por lo tanto la electricidad producida. Dependiendo del número de ejes sobre los que pueden rotar se pueden clasificar en 1 eje y 2 ejes.

4.2.2.1 Un eje

Los trackers de un solo eje se colocan generalmente en la dirección norte-sur, para que se pueda ajustar el ángulo de inclinación de los módulos y se pueda seguir el movimiento solar de este a oeste.

Dependiendo del número de filas de módulos que tenga el tracker va a poder ser 1V o 2V. Como se puede apreciar en las ilustraciones 28 y 29.

En la ilustración 28 se puede identificar las diferentes partes de un tracker, las cuales están numeradas.

(1) Pilotes o hincas, son los perfiles metálicos hincados en el suelo que proporcionan la base estructural del tracker, asegurando su fijación y estabilidad.

(2) Motor y carcasa, el componente de color naranja es una carcasa que protege los elementos mecánicos internos del motor y el componente de color negro es la unidad de control del motor (TCU: tracker control unit). El motor se instala de manera que un solo motor es responsable de accionar todo el conjunto de paneles solares conectados al sistema.

(3) Paneles solares.

(4) Correas, actúan como elementos de transmisión, conectando los paneles solares con el torquetubo y transmitiendo el movimiento generado por el motor.

(5) Torquetubo, es un componente estructural que soporta y distribuye las fuerzas de torsión generadas por el motor. Su función principal es garantizar la integridad y rigidez del sistema de seguimiento, permitiendo un movimiento controlado y preciso de los paneles solares.

En cuanto a la diferencia estructural entre un tracker 1V y 2V, la principal variación radica en la longitud de las correas. En los sistemas 2V, las correas son más largas, ya que deben sostener tanto el módulo superior como el inferior. El resto de la estructura es prácticamente similar, con el mismo principio de funcionamiento para ambos tipos de trackers, siendo la diferencia clave el aumento en la cantidad de módulos a ajustar en el sistema 2V. La ventaja del sistema 2V es que con un solo motor puedes controlar 2 filas de módulos.

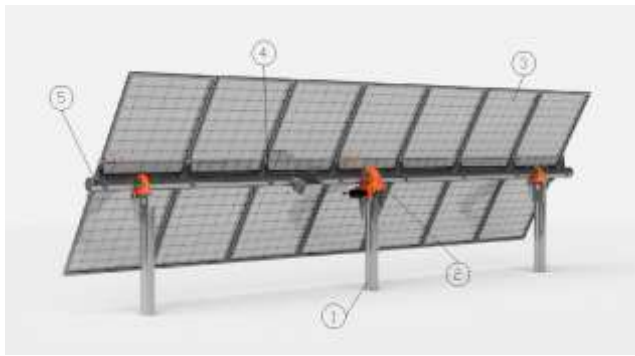


Ilustración 28. Tracker 1 eje 1V [27]



Ilustración 29. Tracker 1 eje 2V. [28]

4.2.2.2 Dos ejes

Los trackers de 2 ejes son estructuras que permiten el seguimiento solar de los paneles solares en el eje vertical y el eje horizontal. Estos seguidores permiten maximizar la captación solar por parte de los paneles, aumentando la eficiencia de generación de energía. El inconveniente de este tipo de trackers es su elevado costo inicial, la alta demanda de mantenimiento y su baja penetración en el mercado comparado con los trackers de 1 solo eje.

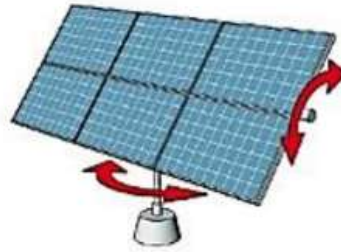


Ilustración 30. Tracker 2 ejes.[29]

Equipo elegido en la planta

Las estructuras de soporte son el principal objeto de estudio de este Proyecto de Fin de Grado. En el emplazamiento de “P.S.F.V. Nivio III”, se va a modelar 3 tipos de estructuras para ver cuál de ellas es la óptima.

La primera es la estructura fija, esta estructura va a ser de la empresa Axial.

La segunda va a ser tracker 1V, estos seguidores van a ser de la empresa Esasolar.

La tercera va a ser tracker 2V, estos seguidores van a ser de la empresa TrinaTracker.

4.3 INVERSORES

Los inversores en plantas fotovoltaicas son equipos esenciales que se encargan de transformar la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna, que es la forma de electricidad utilizada en la red eléctrica. En fotovoltaica se utilizan dos tipos de inversores, centrales o de string.

4.3.1 INVERSOR STRING

El inversor string es un dispositivo que convierte la energía continua en alterna de un grupo de paneles solares conectados en serie, denominado “string”. En la ilustración 31 se puede observar cómo al inversor string se conectan 2 string, cada uno con su cable negativo y

positivo. Este tipo de inversor se suele utilizar en plantas pequeñas o medianas ya que facilitan la detección de fallos y permiten una mayor flexibilidad en el diseño del sistema fotovoltaico.

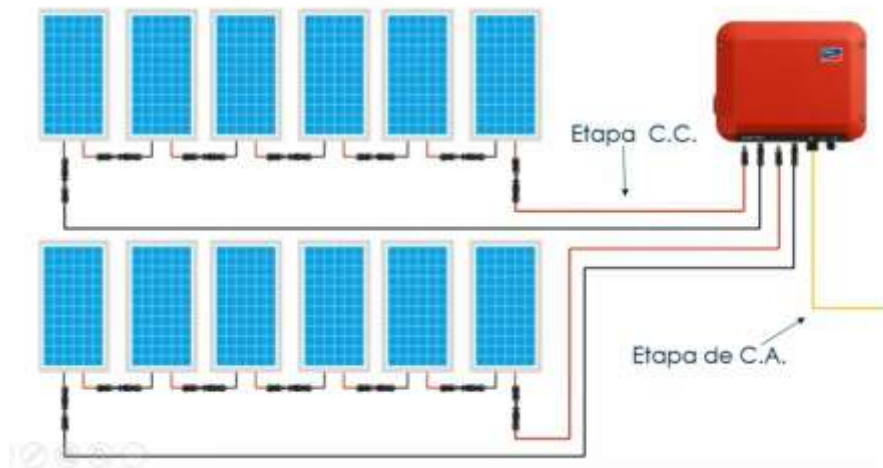


Ilustración 31. Representación del funcionamiento de inversor string [30]

4.3.2 INVERSOR CENTRAL

El inversor central es un dispositivo de conversión de potencia empleado en plantas fotovoltaicas de gran escala. En la Ilustración 32 se representa su principio de funcionamiento, donde varios strings, en este caso dos a modo de ejemplo, se conectan a una caja de combinadores (*string box*). Esta, a su vez, canaliza la energía de varios strings hacia el inversor central.

En una instalación fotovoltaica de gran envergadura, múltiples string box convergen en un único inversor central, lo que permite optimizar la conversión de potencia y mejorar la eficiencia del sistema. Este diseño minimiza las pérdidas en el cableado de corriente continua y facilita el mantenimiento, ya que la gestión y supervisión de la conversión de energía se realiza desde un único punto.

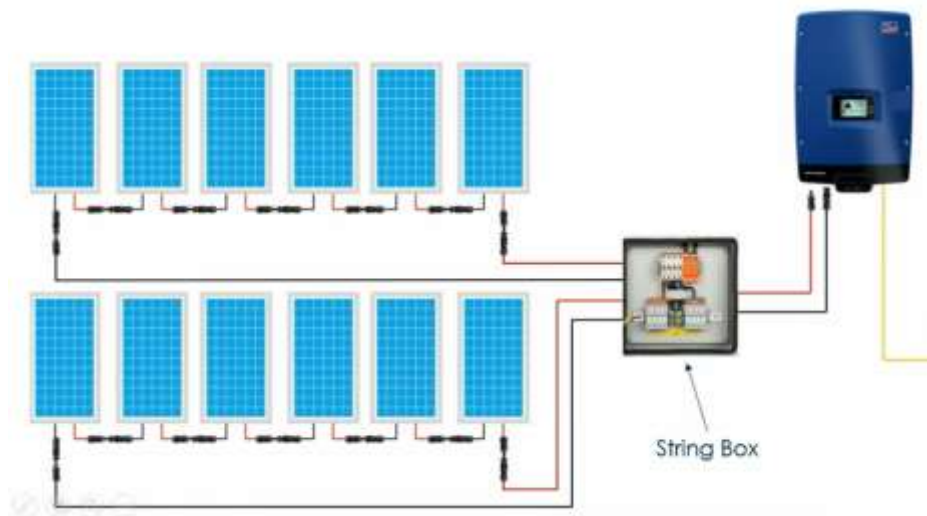


Ilustración 32. Representación del funcionamiento inversor central [31]

Equipo elegido en la planta

En el proyecto “P.S.F.V. Nivio III” se van a implementar inversores centrales, ya que se trata de una instalación de gran magnitud unos 80MWp. El modelo que se va a utilizar es SG3125HV-30/ SG3400HV-30 de la marca SUNGROW.

4.4 TRANSFORMADOR

El transformador es un componente crítico en las plantas fotovoltaicas, cuya función principal es elevar la tensión de salida de los inversores, que suele ser de baja tensión (por lo general, entre 400 V y 1 kV), a una tensión media (comúnmente en el rango de 20 kV a 33 kV). Este proceso de transformación es esencial para la integración de la generación fotovoltaica con la red de distribución, específicamente en el punto de conexión, que típicamente se realiza a través de una subestación eléctrica. La elevación de la tensión permite la transmisión eficiente de la energía generada, minimizando las pérdidas por resistencia en las líneas de transmisión de baja tensión.

En una planta fotovoltaica, comúnmente, cuando se utiliza inversores centrales, se agrupa un transformador con uno o dos inversores y recibe el nombre de Power Station (Centro de Transformación).

Equipo elegido en la planta

En el proyecto “P.S.F.V. Nivio III” se van a utilizar Power Station, es por esto por lo que el modelo de transformador utilizado va a ser SG3125HV-30/ SG3400HV-30 de la marca SUNGROW, que es el mismo que el del inversor, porque en realidad es la codificación de la Power Station, que engloba ambos.

4.5 ESTACIONES METEOROLÓGICAS

Las estaciones meteorológicas en plantas fotovoltaicas son sistemas imprescindibles para la monitorización de las condiciones ambientales, lo que permite optimizar la operación rendimiento y gestión de la energía generada. Estas estaciones miden diversos parámetros meteorológicos como el viento, lluvia y temperatura entre otros.

En la ilustración 33 se puede observar algunos de los diferentes componentes que constituyen una estación meteorológica y su descripción es la siguiente:

ITEM 1: Piranómetro, se encarga de medir la GHI que incide en la superficie horizontal.

ITEM 2: Pararrayos, sirve para la protección de la estación meteorológica frente a descargas eléctricas.

ITEM 3: Anemómetro, mide la velocidad del viento.

ITEM 4: Anemoscopio, muestra la dirección del viento.

ITEM 5: Higrómetro, mide la humedad relativa.

ITEM 6: Pluviómetro, mide la cantidad de precipitación.

ITEM 7: Cuadro eléctrico, controla todos los componentes de la estación.

ITEM 8: Panel solar, se encarga de abastecer el cuadro eléctrico.

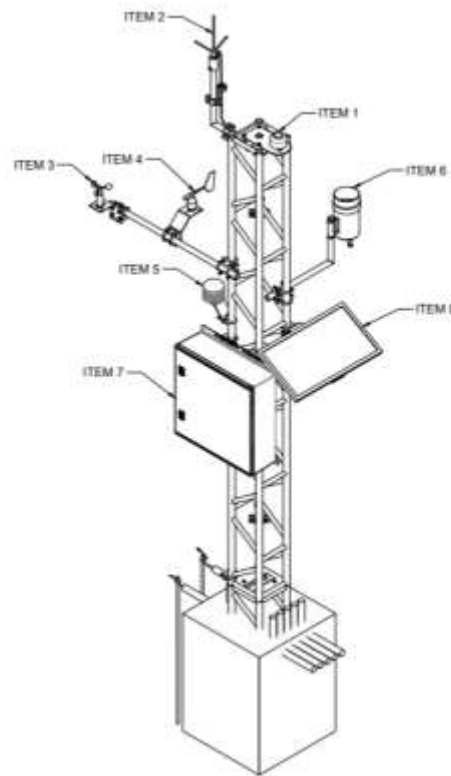


Ilustración 33. Diseño de una estación meteorológica [1]

Además, hay otros componentes que también se controlan en las estaciones meteorológicas pero que están ubicados en paneles específicos de la planta, son:

- Sensor temperatura del panel, indica la temperatura del panel y permite saber cuándo se sobrecalienta.
- Sensor de célula calibrada, mide la radiación efectiva que incide sobre los paneles, permite verificar si la planta está generando la energía esperada.
- Sensores de Soiling, se instalan dos células o dos módulos solares pequeños en la planta, uno limpio y otro expuesto a la superficie (sin limpiar) y se compara la generación de ambos para calcular la pérdida de producción debida a la suciedad.

Esto permite detectar el impacto de la suciedad en la producción de energía y optimizar el calendario de limpieza.

4.6 SCADA

Un SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) es un sistema de control y supervisión que permite monitorizar y controlar en tiempo real el funcionamiento de una instalación fotovoltaica. Se encarga de recopilar datos de distintos componentes de la planta como paneles solares, inversores, estaciones meteorológicas y redes eléctricas, para optimizar la operación y el rendimiento.

El SCADA es de gran utilidad en una planta fotovoltaica porque permite la monitorización en tiempo real de la producción energética de los paneles, el estado de los inversores, las condiciones climáticas y otros parámetros. Va a permitir conocer la localización exacta de fallos en la planta y su aviso mediante alarmas, además ofrece control remoto sobre inversores y otros elementos. También analiza datos históricos, genera informes detallados y optimiza el rendimiento mediante algoritmos de control y análisis predictivo.

Capítulo 5. DISEÑO PLANTA FOTOVOLTAICA

Este capítulo es de gran importancia a la hora de realizar el estudio técnico-económico de una planta como “P.S.F.V Nivio III”, no solo va a influir en la eficiencia energética sino también en la rentabilidad económica de la planta. Para la realización del diseño se va a utilizar el programa de AutoCAD que permite crear una representación exacta de la planta, geolocalizando con precisión todos los componentes en la posición correspondientes. Si este proyecto se fuera a construir, los planos diseñados con AutoCAD serían de gran utilidad para la construcción.

Con el desarrollo del diseño de la planta fotovoltaica objeto de estudio se quiere optimizar lo máximo posible y para ello se van a considerar entre otras cosas las condiciones climáticas, la topografía del terreno con los elementos que puedan dar sombra a los paneles, las especificaciones técnicas de los módulos solares, la disposición de las estructuras de soporte, la orientación óptima y la distancia entre filas para evitar el sombreado. Además, se van a incluir aspectos fundamentales como los caminos de acceso, el vallado y su distancia de seguridad, la distribución de los centros de transformación y la ubicación de las estaciones meteorológicas.

Como se va a realizar un análisis técnico-económico comparativo de tres configuraciones estructurales, se van a diseñar con 3 estructuras diferentes para la planta solar fotovoltaica “P.S.F.V. Nivio III”: estructura fija, seguidor solar a un eje con configuración 1V (*tracker 1V*) y seguidor solar a un eje con configuración 2V (*tracker 2V*).

5.1 LAYOUT BASE

En el capítulo 2 se describe en detalle la ubicación de la planta solar fotovoltaica “P.S.F.V. Nivio III”, proporcionando información clave sobre su localización geográfica, coordenadas y características del terreno en el que se desarrollará el proyecto. Además, en el ANEXO I: Planos “01-Emplazamiento” se representan gráficamente las superficies que delimitan la planta, permitiendo visualizar los límites físicos del área disponible para la instalación de los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, más allá de estas delimitaciones espaciales, existen diversos factores y condicionantes que deben ser considerados en el diseño y planificación de la planta.

En primer lugar, se encuentran el Río del Collado y el Arroyo Estanque, cuya trayectoria se puede apreciar en la ilustración 34. Estos cursos de agua constituyen elementos naturales importantes dentro del área de estudio, y su presencia implica una serie de restricciones que deben considerarse.

Para estas dos afecciones, la normativa establece la necesidad de respetar una zona de policía con una anchura de 100 metros, medida horizontalmente a partir del cauce. Dentro de esta franja, no está permitido colocar ningún tipo de elemento que pueda interferir con el flujo natural del agua o alterar las condiciones del terreno.

Además de los cauces principales, pueden formarse arroyuelos, que son ramificaciones de corto recorrido y menor caudal. Aunque también requieren una distancia de seguridad, en este caso la anchura de la franja de protección es menor, estableciéndose en 10 metros. A diferencia de la zona de policía de los ríos, en estas áreas está permitido instalar ciertos elementos, como el vallado perimetral de la planta.[32]



Ilustración 34. Ríos y arroyos que afectan a la planta [33]

Después, se encuentran los caminos, que también restringen la disposición de las estructuras en la planta, los caminos que afectan a “P.S.F.V. Nivio III” son los de la ilustración 35. La distancia mínima que hay que dejar con respecto al borde del camino es de 15 metros, aunque para el vallado perimetral es solo de 5 metros. [34]



Ilustración 35. Caminos que afectan a la planta.[33]

Destacar también la presencia de árboles en algunas zonas que pueden interferir en el sombreado de los paneles y la existencia de zonas con grandes pendientes que dificultarán la instalación de las estructuras.

Teniendo en cuenta las afecciones mencionadas anteriormente, se procederá a la instalación del vallado perimetral de la planta, siendo la superficie total vallada de 121.83 hectáreas. Además, para la implementación de estructuras, se debe dejar una distancia de seguridad de 5 metros con respecto al vallado.

Todas estas delimitaciones se van a representar en el ANEXO I: Planos “03- Layout Base” el cual servirá como referencia fundamental para la distribución de los demás componentes de la planta fotovoltaica.

5.2 PARÁMETROS COMUNES

Se va a realizar el diseño con estructura fija, tracker 1V y 2V y aunque en general la distribución de la planta es bastante diferente entre ellos, hay una serie de parámetros que van a ser comunes a todas las distribuciones y que se van a comentar a continuación.

En el Informe de Viabilidad de Accesos (IVA) emitido por Red Eléctrica de España (REE), se establece la capacidad de inyección de potencia que cada proyecto puede suministrar a la Subestación Herrera, subestación a la que está asociada la planta, conforme a los criterios técnicos y normativos vigentes. Para el proyecto “P.S.F.V. Nivio III”, la potencia asignada es 88 MWp (megavatios pico) y 70,62 MWn (megavatios nominales), que son la potencia máxima que puede producir los módulos y la potencia real que se puede inyectar en la red respectivamente.

5.2.1 NÚMERO DE INVERSORES

Con el valor de 70,62MWn y las especificaciones técnicas del inversor, SG3125HV-30/SG3400HV-30 de la marca SUNGROW que se encuentra en el ANEXO III: Catálogos, se puede calcular el número de inversores que tiene que haber en la planta para poder producir toda la potencia. La fórmula es la siguiente:

$$N^{\circ}inv = \frac{P_{nom,planta}}{P_{nom,inversor}} = \frac{70.62MW}{\frac{3.125MW}{inv}} = 22.6 \text{ inversores}$$

Ecuación 5. Número de inversores

Como se necesita cubrir toda la potencia de la planta y el número de inversores al aplicar la fórmula es decimal, se redondea hacia arriba, teniendo la planta **23 inversores**.

Los inversores de SUNGROW se encuentran en Power Station, formando un conjunto con los transformadores. Las Power Station de SUNGROW pueden ser de dos configuraciones, con un inversor o con dos inversores, en general se va a tratar de usar Power Station con 2 inversores ya que abaratan los costes de la planta.

5.2.2 NÚMERO DE MÓDULOS POR STRING

Otro parámetro crítico a determinar es el número de módulos que se pueden conectar en cada string. Un string se define como un conjunto de módulos conectados en serie con el objetivo de alcanzar una tensión adecuada para su conexión al inversor. Al estar en serie, las tensiones de los módulos se suman, por lo que la tensión total del string debe situarse dentro del rango de tensión de funcionamiento admitido por el inversor, es decir, entre su rango de valores de V_{mppt} (Voltage at Maximum Power Point Tracking) y su tensión máxima de entrada. Para este cálculo va a ser necesario conocer tanto las características técnicas del inversor como del panel fotovoltaico que se encuentran en el ANEXO III: Catálogos y alguna característica del emplazamiento como las temperaturas.

El módulo que se va a utilizar es el EG-710NT66-HU/BF-DG de la marca Eging que tiene una potencia de 710W.

El número de módulos del cual se va a partir es de 28 y 29, que son dos valores típicos de conexión en serie de módulos en string, y se va a comprobar que ambos cumplen con las especificaciones.

Lo primero es calcular las temperaturas máximas y mínimas del módulo, para ello se va a utilizar el método NOCT.

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} * G$$

Ecuación 6. Cálculo de temperatura célula método NOCT [35]

T_{cell} : la temperatura de célula en °C.

T_{amb} : la temperatura ambiente en °C según SolarGis (base de datos meteorológica).

G : la irradiancia en W/m² según SolarGis.

$TONC$: la temperatura de operación nominal del módulo en °C, obtenida del catálogo del panel Eging.

$$T_{cell,MAX} = T_{amb,MAX} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * G_{MAX} = 31.2 + \frac{44 - 20}{800} * 952 = 59.76^{\circ}C$$

$$T_{cell,MIN} = T_{amb,MIN} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * G_{MIN} = -2.4 + \frac{44 - 20}{800} * 212 = 3.96^{\circ}C$$

Una vez conocidos estos valores se calcularán las tensiones de los strings completos y se comprobarán que están dentro del rango de valores, que en este caso con el inversor SG3125HV-30/ SG3400HV-30 el rango es de 875-1300V.

$$V_{mppt}(@T) = V_{mppt}(@STC) + \beta * (T_{cell} - 25)$$

Ecuación 7. tensión para máxima potencia a una determinada temperatura[36]

$V_{mppt}(@T)$: tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura T .

$V_{mppt}(@STC)$: voltaje en el punto de máxima potencia para condiciones estándar, obtenido del catálogo del panel Eging.

β [V/°C]: coeficiente de temperatura del voltaje en el punto de máxima potencia, se calcula como el coeficiente de corrección de temperatura para tensión de cortocircuito, -0.24%/°C para este modelo de panel, multiplicado por la V_{mppt} en condiciones estándar, 40.86V para este caso.

Para la temperatura máxima del panel:

$$V_{mppt}(@59.76) = 40.86 + (-0.24/100 * 40.86) * (59.76 - 25) = 37.45V$$

Para 28 paneles por string:

$$875V < [37.45 * 28 = 1048.64V] < 1300V$$

Para 29 paneles por string:

$$875V < [37.45 * 29 = 1086.09V] < 1300V$$

Para la temperatura mínima del panel:

$$V_{mppt}(@3.96) = 40.86 + (-0.24/100 * 40.86) * (3.96 - 25) = 42.93V$$

Para 28 paneles por string:

$$875V < [42.93 * 28 = 1201.85V] < 1300V$$

Para 29 paneles por string:

$$875V < [37.45 * 29 = 1244.77V] < 1300V$$

Tanto con 28 como con 29 paneles en serie los valores de las tensiones para máxima potencia se encuentran dentro del rango de valores del inversor, pero falta comprobar si también cumple que la tensión máxima permitida del inversor sea mayor que la tensión en circuito abierto de los paneles en serie. La Voc (tensión de cortocircuito de cada panel) que se va a utilizar es de 48.68V.

Para 28 módulos:

$$48.68 * 28 = 1363.04V < 1500V$$

Para 29 módulos:

$$48.68 * 29 = 1411.72V < 1500V$$

Como las tensiones son menores de 1500V, se cumplen ambos requisitos y por lo tanto se va a poder utilizar una configuración de 28 y 29 módulos de string para el diseño de la planta.

5.2.3 SUBESTACIÓN Y LÍNEA ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN

Por último, cabe destacar que tanto la línea de evacuación como la subestación eléctrica permanecen invariables independientemente del diseño de la planta fotovoltaica. En este tipo de instalación, la energía generada por los módulos fotovoltaicos en corriente continua es conducida hasta los inversores, donde se convierte en corriente alterna. Posteriormente, mediante transformadores de media tensión, se eleva el nivel de tensión, en el caso concreto del proyecto "P.S.F.V. Nivio III" hasta 30 kV.

A continuación, la energía es evacuada a través de una línea subterránea de media tensión con una longitud aproximada de 3 km, hasta llegar a la subestación eléctrica "Nivio", donde se realiza una segunda elevación de tensión hasta 132 kV para su conexión a la red de transporte.

Tanto la línea subterránea como la subestación constituyen elementos clave en el sistema de evacuación y tendrán un impacto relevante en el análisis de pérdidas eléctricas, que serán consideradas en las simulaciones posteriores.

5.3 DISEÑO CON TRACKER 1V

Este diseño se va a plantear utilizando trackers de 1V, es decir, con 1 fila de paneles colocados en vertical. En concreto, se utilizarán seguidores solares de la empresa Esasolar, cuyas características técnicas están recogidas en el ANEXO III: Catálogos.

Según la ficha técnica, los string están formados por 29 módulos y las estructuras pueden configurarse con un string o dos string. En la medida general, se utilizarán los trackers de 2 string, ya que resultan más económicos al tener menos material y utilizar un único motor para el movimiento de ambos strings; sin embargo, en esta planta, el uso de trackers de un solo string es indispensable debido a la gran problemática de pendientes y falta de espacio en algunas zonas.

Es importante tener en cuenta que las estructuras de Esasolar tienen una serie de limitaciones técnicas, como que la altura mínima entre el suelo y el módulo sean 0.5 metros, que el ángulo máximo de rotación sea $\pm 55^\circ$ con respecto al plano horizontal y que la máxima pendiente que pueden aguantar sea $\pm 15^\circ$ en dirección norte-sur, que es la dirección en la que se colocan los trackers. Estos parámetros no afectarán al diseño inicial ya que se desarrollará en planta (2D), pero para luego realizar las simulaciones habrá que tenerlo en consideración.

El parámetro más importante en el diseño es probablemente el “pitch”. El “pitch” es la distancia desde el comienzo de una estructura hasta el comienzo de la siguiente en la dirección horizontal, en la siguiente imagen se puede observar un ejemplo ilustrativo de este concepto.

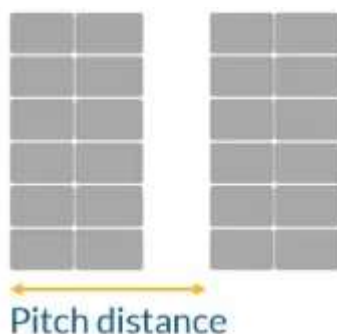


Ilustración 36. Representación distancia "pitch"[37]

En el caso de los trackers 1V, el rango habitual de valores de pitch oscila entre 5 y 6.5 metros y a medida que aumenta el pitch el rendimiento de la planta tiende a mejorar ya que el sombreado de paneles es menor.

Inicialmente, se planteó el diseño considerando 5 metros de pitch, incrementándolo progresivamente en intervalos de 0.5 metros, generando así 4 diseños para 1V (5, 5.5, 6 y 6.5 metros). Durante la fase de análisis del terreno, se observó que las fuertes pendientes generaban considerables problemas de sombreado, especialmente en las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde. Con este contexto, el diseño con pitch de 5 metros se descartó directamente ya que las pérdidas por sombreado eran demasiado elevadas.

Por este motivo, el primer diseño efectivo realizado para tracker 1V ha sido el correspondiente a 5.5 metros de pitch, cuya distribución se recoge en el ANEXO I: Planos “05- Layout 1V 5.5pitch”. El criterio general ha sido buscar ocupar el máximo terreno posible, instalando el mayor número de trackers posible, respetando siempre las restricciones técnicas y espaciales. Llevando a cabo este proceso en el terreno correspondiente a la planta “P.S.F.V Nivio III”, se obtiene una potencia pico total de 79.81MWp, valor que se encuentra significativamente por debajo de los 88MWp que estipula el documento IVA emitido por Red Eléctrica de España. Esto supone una reducción del 9.1% de la capacidad, una pérdida considerable teniendo en cuenta las dificultades y costes asociados a conseguir una licencia que te permita instalar una planta fotovoltaica en España.

En términos de diseño, la planta consta de 1257 trackers de 2 strings y de 1362 trackers de 1 string. Dado que cada string está formado por 29 módulos de 710 W de potencia, el número total de módulos instalados es de 112.404, lo que corresponde a una potencia pico total de 79,81 MWp.

Considerando que con un pitch de 5.5 metros no se ha conseguido alcanzar la potencia objetivo, no resulta lógico y eficiente continuar con los diseños con pitch de 6 y 6.5 metros. Aunque estos pudieran presentar un mejor rendimiento por menor sombreado, el descenso de la densidad de ocupación provocaría una reducción aún mayor de la potencia total instalada, alejándose más aún del objetivo de los 88 MWp autorizados.

5.4 DISEÑO CON TRACKER 2V

Este diseño se va a realizar con tracker de 2V, es decir, 2 filas de módulos colocados verticalmente, una en la zona superior del eje del tracker y otra en la zona inferior. En este caso se emplearán estructuras suministradas por la empresa TrinaTracker, cuyas especificaciones técnicas se detallan en el ANEXO III: Catálogos.

Según la ficha técnica, cada estructura admite de máximo 4 strings. Se va a priorizar la utilización de trackers de 4 strings ya que disminuyen los costes, pero en las zonas con pendientes pronunciadas y con limitaciones de espacio se utilizarán estructuras de 3 strings.

El modelo de tracker elegido tiene un límite de 120 módulos por estructura según las características técnicas. No obstante, no se especifica un número concreto de módulos por string. Con el objetivo de realizar la comparación con el diseño 1V, lo ideal sería utilizar 29 módulos para que se asemeje lo máximo posible. Sin embargo, como este diseño se compone de trackers de 3 strings, utilizar 29 módulos generaría una configuración impar (87), quedando descompensada la estructura.

Por este motivo, se va a optar por una configuración de 28 módulos por string, que va a permitir tener una estructura equilibrada tanto en configuraciones de 3 como de 4 strings (84 y 112 respectivamente), asegurando así una distribución simétrica y una mayor estabilidad.

Las estructuras de TrinaTracker, al igual que ocurría con las de EsaSolar, también tienen una serie de limitaciones técnicas, como que el ángulo máximo de rotación sea $\pm 55^\circ$ con respecto al plano horizontal y que la máxima pendiente que pueden aguantar sea $\pm 15^\circ$ en dirección norte-sur. Factores para tener en cuenta a la hora de la simulación.

El rango de valores entre los que varía el pitch para trackers 2V es entre 10 y 12 metros. Siguiendo la misma dinámica que en el caso de 1V, se va a plantear el diseño considerando 10 metros de pitch y se va a ir incrementando progresivamente en intervalos de 0.5 metros. Sin embargo, como ocurría en el caso de 1V para el pitch de 5 metros, el diseño con 10 metros de pitch se descartó directamente por la problemática del sombreado.

Por este motivo, el primer diseño efectivo desarrollado para seguidor 2V ha sido el correspondiente a un pitch de 10.5 metros, cuya distribución se recoge en el ANEXO I: Planos “06- Layout 2V 10.5pitch”. Siguiendo el método de ocupar el mayor espacio posible con las estructuras, se obtiene una potencia pico total de 79.86 MWp, que también difiere en gran medida con el valor estipulado de 88 MWp.

En términos de diseño, la planta consta de 163 trackers de 3 strings y de 882 trackers de 4 strings. Dado que cada string está formado por 28 módulos de 710 W de potencia, el número total de módulos instalados es de 112.476, lo que corresponde a una potencia pico total de 79,86 MWp.

Considerando que con un pitch de 10.5 metros no se ha conseguido alcanzar la potencia objetivo, al igual que ocurría en 1V, no resulta lógico y eficiente continuar con los diseños con pitch de 11, 11.5 y 12 metros.

5.5 DISEÑO CON MESA FIJA

En este diseño se van a utilizar las estructuras de mesa fija, a diferencia de los trackers cuya configuración es siempre 1V o 2V, la mesa fija puede tener distintos tipos de configuraciones. En este caso se va a utilizar una configuración 4H, es decir, 4 filas de paneles colocados horizontalmente. Como los paneles que se utilizan de Eging son bifaciales, en la mesa fija es muy importante colocar los paneles horizontalmente, ya que los agujeros que tiene el panel para colocar las correas de sujeción no están en las esquinas sino en una altura media y por lo tanto si se colocaran en vertical no se aprovecharía la bifacialidad. Con las siguientes dos representaciones de cómo se colocarían las correas con una distribución vertical y con una horizontal, se va a apreciar con claridad la selección anterior.

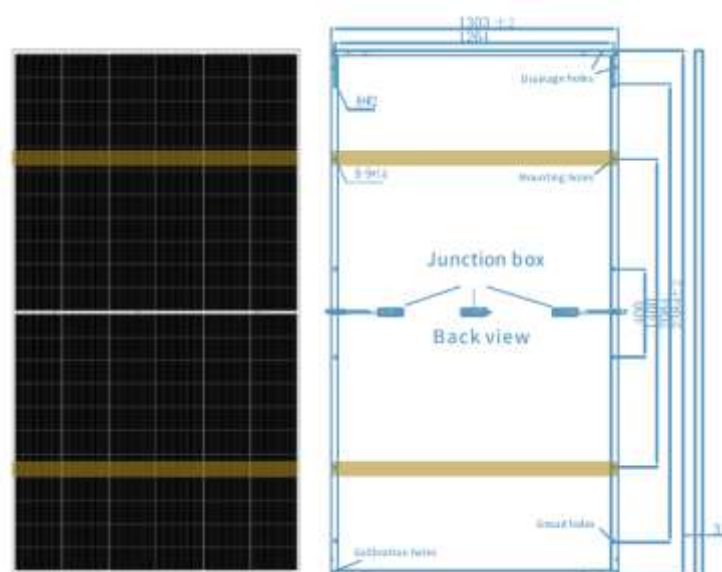


Ilustración 37. Colocación correas panel vertical [38]

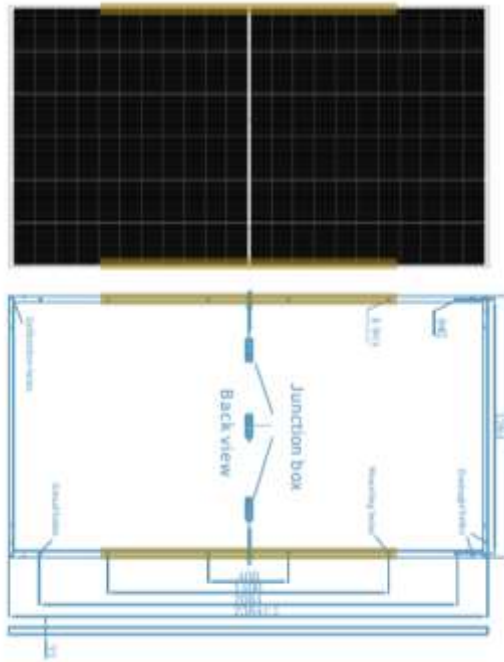


Ilustración 38. colocación correas panel horizontal [38]

Al utilizar estructuras con una configuración 4H, se necesita que las estructuras sean de 28 módulos para que así las filas tengan todas el mismo número de módulos y no haya descompensación de peso en la estructura. Se van a utilizar principalmente estructuras de 2 strings y de 1 strings donde haya problemas de pendientes o espacio.

Las estructuras que se van a utilizar para la mesa fija son de la empresa Axial, cuyas especificaciones técnicas vienen en el ANEXO III: Catálogos.

Las limitaciones que presenta la estructura de Axial son un rango de inclinación de 5 a 35° y una pendiente máxima de 30°. El grado de inclinación va a ser muy importante en el diseño del layout con mesa fija pero este valor se va a obtener de las simulaciones que se realizarán en PVsyst.

El grado de inclinación va a ser un factor muy importante en una planta fotovoltaica con mesa fija. Se va a calcular con PVsyst, el programa realiza una iteración con un rango de ángulos indicados y selecciona el que mejor rendimiento energético proporcione. En el

proyecto “P.S.F.V Nivio III” el ángulo óptimo es de 27°, como se puede observar en la siguiente gráfica.

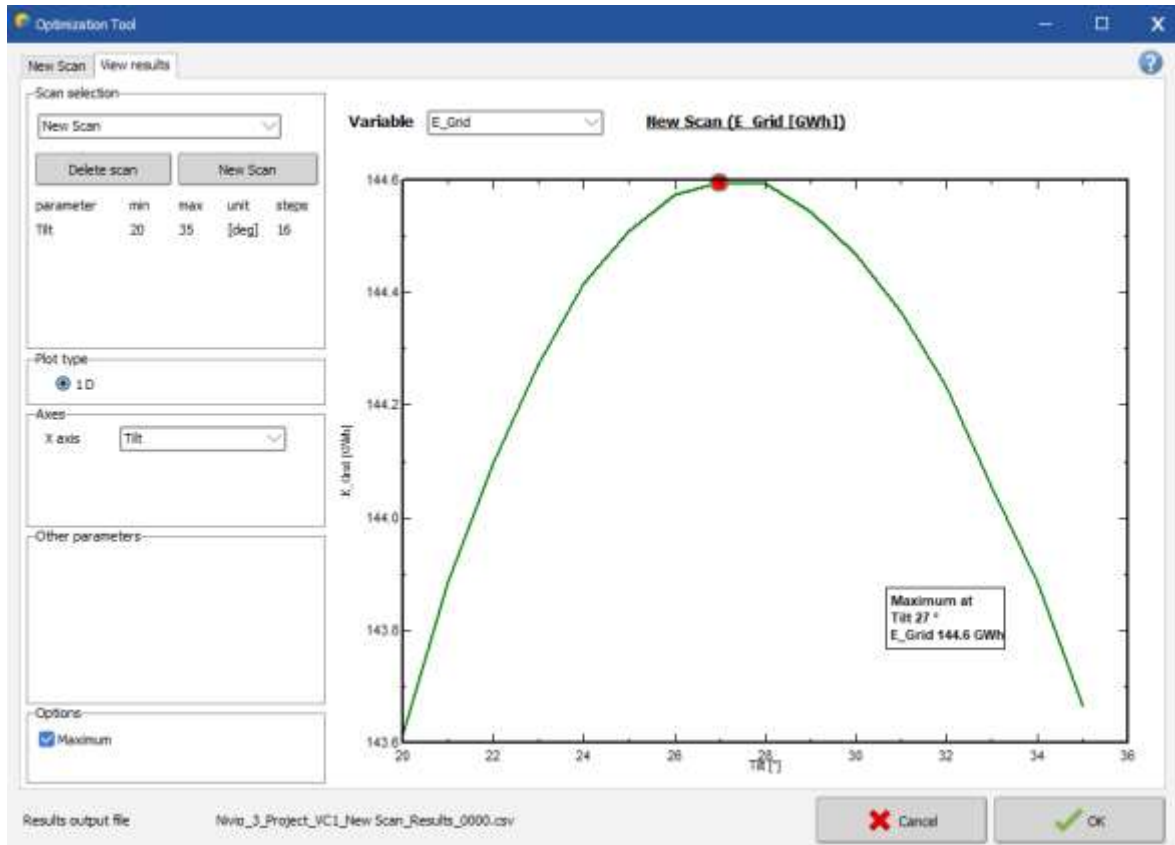


Ilustración 39. Ángulo óptimo de inclinación en mesa fija [PVsyst]

A diferencia de las estructuras de seguidor solar, en las cuales el pitch era un factor clave, en la mesa fija es menos relevante y su variación no tiene mucha importancia, siempre y cuando se respete una distancia prudente que no genere sombras de una mesa a la siguiente. Se va a fijar un pitch de 11 metros y siguiendo el mismo método que para los anteriores diseños, el cual consiste en conseguir la máxima ocupación de terreno, se van a implementar las estructuras de mesa fija en el terreno.

Con el primer diseño, se ha conseguido llegar a una potencia de 93.14MWp, un valor que sobrepasa la potencia a entregar de 88MWp por 5MWp. Como la mesa fija no proporciona siempre su máximo rendimiento ya que en las horas primera horas de la mañana y de la tarde

hay problemas con el sombreado, un excedente de potencia puede ayudar a mejorar la producción de energía en las horas con menos sol, esto se comprobará con las simulaciones del PVsyst del siguiente capítulo. Este diseño se recoge en el ANEXO I: Planos “07- Layout fija 93MWp”.

En términos de diseño, la planta consta de 1518 trackers de 2 strings y de 1651 trackers de 1 string. Dado que cada string está formado por 28 módulos de 710 W de potencia, el número total de módulos instalados es de 131.236, lo que corresponde a una potencia pico total de 93.18 MWp.

El segundo diseño que se va a realizar con mesa fija va a ser con el valor estipulado de potencia para la planta, es decir, 88MWp. Como con esta potencia no se ocupa al máximo el terreno inicial de la planta, ya que con 93 MWp es cuando se ocupa, se van a evitar las zonas con mayores pendientes que va a provocar un aumento del rendimiento de la planta. Este diseño se encuentra en el ANEXO I: Planos “08-Layout fija 88MWp”.

En términos de diseño, la planta consta de 1514 trackers de 2 strings y de 1408 trackers de 1 string. Dado que cada string está formado por 28 módulos de 710 W de potencia, el número total de módulos instalados es de 124.208, lo que corresponde a una potencia pico total de 88.19 MWp.

Por último, se ha planteado un tercer diseño. Dado que en el primer diseño con mesa fija se alcanzó una potencia que excedía en 5 MWp la potencia objetivo, este nuevo diseño se ha realizado partiendo de una potencia total 5 MWp inferior a la estipulada inicialmente. El objetivo de esta modificación es obtener una distribución de la planta más optimizada, evitando aún más las zonas con pendientes desfavorables, lo que teóricamente debería traducirse en un aumento del rendimiento global de la instalación. Este diseño puede consultarse en el ANEXO I: Planos “09-Layout fija 83MWp”.

En términos de diseño, la planta consta de 1503 trackers de 2 strings y de 1178 trackers de 1 string. Dado que cada string está formado por 28 módulos de 710 W de potencia, el número

total de módulos instalados es de 117.152, lo que corresponde a una potencia pico total de 83.18 MWp.

Se han desarrollado tres configuraciones distintas de distribución para la planta fotovoltaica con estructura fija. Estas alternativas han sido diseñadas con el objetivo de evaluar el impacto que tienen distintos esquemas de implantación sobre el rendimiento energético y la ocupación del terreno. Esta estrategia no solo permite identificar la solución más óptima en términos de producción específica y aprovechamiento del espacio disponible, sino que también posibilita la realización de un mayor número de simulaciones y análisis comparativos.

Capítulo 6. SIMULACIONES EN PVSYST

En este capítulo se desarrollarán las distintas simulaciones energéticas utilizando el software PVsyst, basado en los diseños definidos en el apartado anterior. Dado que dichos diseños se hicieron en AutoCAD y este formato no es directamente compatible con el programa PVsyst, será necesario hacer un paso intermedio con el software PVcase. Una vez completado la transferencia de datos, se procederá a la selección de los diferentes parámetros, tales como las características del módulo fotovoltaico, el inversor, las pérdidas eléctricas, los datos meteorológicos y el modo de seguimiento solar. A partir de esta configuración, se ejecutarán las simulaciones correspondientes para obtener los resultados energéticos de cada alternativa de diseño, los cuales serán posteriormente analizados y comparados.

6.1 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS

Para que las simulaciones sean realistas se deben tener en cuenta las posibles pérdidas de la planta, por ello se van a detallar individualmente cada una de las pérdidas que afectan a los resultados de las simulaciones y por lo tanto al rendimiento de la planta fotovoltaica.

6.1.1 PÉRDIDAS DE SUCIEDAD

La suciedad es un factor muy influyente en la producción de energía de los paneles, es muy importante mantenerlos lo más limpios posibles para minimizar las pérdidas. A pesar de que en las plantas fotovoltaicas hay un mantenimiento de limpieza, se va a tener en cuenta un 2% de pérdidas de irradiación por suciedad en los paneles fotovoltaicos. La lluvia es el principal causante de estas pérdidas.

6.1.2 PÉRDIDAS DE LID

Las pérdidas de LID son las causadas cuando la luz incide por primera vez en las células del panel. Si se consulta el catálogo de los paneles Eging, los utilizados en este proyecto, en el

ANEXO III: Catálogos, se puede observar como la curva de rendimiento parte de un 99%. Esto quiere decir que hay un 1% de pérdidas de LID.

6.1.3 PÉRDIDAS POR MISMATCH DE STRINGS

Las pérdidas de mismatch se producen entre diferentes strings que están conectados en paralelo dentro de un mismo campo, debido a diferencias en la corriente generada por los strings. Se debe principalmente a strings con diferente orientación, sombreados desiguales o módulos con distinto porcentaje de degradación. El valor que se utiliza para las simulaciones es de 0.2%.

6.1.4 PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO

Este fenómeno no se considera pérdida, sino ganancia neta de energía. De hecho, en los resultados de simulación aparece reflejado dentro del apartado de pérdidas, pero con signo negativo, indicando así una contribución positiva al balance energético. Esta ganancia se debe a que, en la práctica, los módulos fotovoltaicos adquiridos rara vez presentan exactamente la potencia nominal especificada; por razones de tolerancia de fabricación, suelen ofrecer una potencia ligeramente superior. Esta desviación positiva se estima en un valor medio del 0,4 % sobre la potencia nominal DC del módulo fotovoltaico.

6.1.5 PÉRDIDAS DE DC

Estas pérdidas eléctricas en la red de corriente continua representan realmente una corrección estática en condiciones estándar (STC) y se suelen fijar por contrato en un valor de 1.5%.

6.1.6 PÉRDIDAS DE MISMATCH EN PANELES

Dado que los módulos fotovoltaicos que conforman un string están conectados eléctricamente en serie, la corriente que circula por todos ellos es la misma, estando limitada por el módulo con el rendimiento más bajo. Como consecuencia, si alguno de los paneles presenta pérdidas debidas a sombreado parcial, suciedad u otras causas, esta condición afecta negativamente al rendimiento del conjunto completo. Esta limitación se traduce en lo que se

conoce como pérdidas por desequilibrio de string y se estima en torno a un 2 % de la producción anual.[1]

6.1.7 PÉRDIDAS IAM

Las pérdidas IAM están relacionadas con el comportamiento del cristal que cubre los módulos fotovoltaicos frente al ángulo de incidencia de la radiación solar. Por tema ambiental, los cristales de los paneles tienen que incorporar tratamientos antirreflectantes y aunque los módulos modernos son de gran calidad, sigue habiendo una pérdida energética residual.

6.1.8 PÉRDIDAS AUXILIARES

Estas pérdidas corresponden al consumo energético necesario para el funcionamiento de los sistemas auxiliares de la planta fotovoltaica, tales como el alumbrado de seguridad, cámaras de videovigilancia, sistemas de alarma, así como los equipos y climatización del edificio de operaciones y mantenimiento.

Aunque estos consumos no están directamente relacionados con la generación eléctrica, sí afectan al balance energético neto de la planta, ya que se cubren generalmente con parte de la energía generada. Para este estudio, se adopta un valor de referencia de 4 W por cada kW instalado.

6.1.9 PÉRDIDAS DE INVERSORES A TRANSFORMADORES

Cuando se transporta la energía eléctrica desde un inversor hacia un transformador, hay una serie de pérdidas en la línea, en este caso, como se trabaja con Power Station y los inversores y transformadores se encuentran muy próximos, se consideran unas pérdidas mínimas, 0.1%.

6.1.10 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

Antes de inyectar la potencia generada a la red eléctrica, es imprescindible elevar el nivel de tensión mediante un transformador de media tensión, el cual presenta pérdidas en un 0,1% atribuible al núcleo y un 1% correspondiente a los devanados. Estas pérdidas, aunque reducidas, representan disipaciones energéticas que se traducen en calor y afectan directamente la eficiencia global del sistema de transformación y transmisión eléctrica.

6.2 RESULTADOS SIMULACIONES

Una vez introducidos todos los parámetros necesarios en PVsyst y completadas las simulaciones correspondientes, se obtienen los resultados energéticos del sistema. Los informes detallados generados por el software para cada uno de los cinco escenarios analizados en este proyecto se recogen en el ANEXO II: Simulaciones.

Si bien cada informe incluye una gran cantidad de información técnica de utilidad, en la siguiente tabla se presenta una síntesis de los parámetros más relevantes para los objetivos de este Trabajo de Fin de Grado.

Parámetro	1V	2V	fija 93	fija 88	fija 83
PR (%)	85,42%	86,51%	83,62%	84,61%	85,64%
Energía producida (MWh/año)	144420	144780	146560	140390	134020
Horas equivalentes (KWh/KWp/hora)	1810	1813	1574	1592	1611

Tabla 7. Datos relevantes informes PVsyst

El PR (Performance Ratio) es un indicador que mide la eficiencia global del sistema fotovoltaico teniendo en cuenta todas las pérdidas en relación con la energía teórica que se podría generar en condiciones ideales.

Las horas equivalentes son el número de horas que la planta tendría que funcionar a potencia pico nominal para que genere toda la energía anual.

Es importante señalar que los resultados obtenidos de PVsyst no representan directamente la energía que será inyectada a la red, ya que las simulaciones están consideradas hasta la

media tensión, sin contemplar las pérdidas adicionales de la línea de evacuación ni las del transformador de alta tensión.

En el proyecto “P.S.F.V. Nivio III”, la línea subterránea tiene una longitud aproximada de 3 kilómetros. Debido a la elevada tensión de transporte (30kV), las pérdidas asociadas a la línea son reducidas y se estiman, según valores típicos de un 0.03% por kilómetro enterrado, lo que implica una pérdida total aproximada de 0.09%. Por otro lado, las pérdidas del transformador de alta tensión son más significativas y se pueden estimar a un valor de 0,5% [1].

Adicionalmente, las simulaciones realizadas en PVsyst corresponden exclusivamente al primer año de operación de la planta. Sin embargo, en proyectos reales, la vida útil de una instalación fotovoltaica suele considerarse en torno a 30 años, y debe tenerse en cuenta la degradación anual de los módulos. En el caso concreto de los módulos Eging de 710 W seleccionados para este proyecto, se estima una pérdida de rendimiento del orden del 0,4 % anual, lo que implica una reducción acumulada significativa de la producción energética a lo largo del tiempo. A continuación, se va a presentar una tabla de todos los valores anuales de energía producida durante 30 años, para las 5 distribuciones de planta.

AÑO	Energía MWh/año				
	1V	2V	fija 93	fija 88	fija 83
1	143567,9	143925,8	145695,3	139561,7	133229,3
2	142993,7	143350,1	145112,5	139003,5	132696,4
3	142421,7	142776,7	144532,1	138447,4	132165,6
4	141852,0	142205,6	143953,9	137893,6	131636,9
5	141284,6	141636,8	143378,1	137342,1	131110,4
6	140719,4	141070,2	142804,6	136792,7	130585,9
7	140156,6	140505,9	142233,4	136245,5	130063,6
8	139595,9	139943,9	141664,5	135700,6	129543,3
9	139037,6	139384,1	141097,8	135157,8	129025,2
10	138481,4	138826,6	140533,4	134617,1	128509,1
11	137927,5	138271,3	139971,3	134078,7	127995,0

Energía MWh/año					
AÑO	1V	2V	fija 93	fija 88	fija 83
12	137375,8	137718,2	139411,4	133542,3	127483,0
13	136826,3	137167,3	138853,7	133008,2	126973,1
14	136279,0	136618,7	138298,3	132476,1	126465,2
15	135733,8	136072,2	137745,1	131946,2	125959,4
16	135190,9	135527,9	137194,2	131418,4	125455,5
17	134650,1	134985,8	136645,4	130892,8	124953,7
18	134111,5	134445,8	136098,8	130369,2	124453,9
19	133575,1	133908,1	135554,4	129847,7	123956,1
20	133040,8	133372,4	135012,2	129328,3	123460,2
21	132508,6	132838,9	134472,1	128811,0	122966,4
22	131978,6	132307,6	133934,2	128295,8	122474,5
23	131450,7	131778,4	133398,5	127782,6	121984,6
24	130924,9	131251,2	132864,9	127271,5	121496,7
25	130401,2	130726,2	132333,5	126762,4	121010,7
26	129879,6	130203,3	131804,1	126255,3	120526,7
27	129360,1	129682,5	131276,9	125750,3	120044,6
28	128842,6	129163,8	130751,8	125247,3	119564,4
29	128327,3	128647,1	130228,8	124746,3	119086,1
30	127813,9	128132,5	129707,9	124247,3	118609,8
Promedio anual	135543,6	135881,5	137552,1	131761,3	125782,8
Total	4066309,0	4076445,2	4126563,1	3952839,8	3773485,2

Tabla 8. Producción de energía anual durante 30 años

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO Y SELECCIÓN DE ESTRUCTURA PARA EL PROYECTO

Una vez completado el análisis energético en el apartado anterior, se procede al desarrollo del estudio económico-comparativo de las cinco configuraciones analizadas, con el objetivo de determinar cuál de ellas resulta más viable desde el punto de vista técnico-económico para su implantación en el proyecto de la planta solar fotovoltaica “P.S.F.V Nivio III”.

Este estudio económico se fundamenta en los resultados de producción energética obtenidos mediante simulación considera, además, aspectos como los costes asociados a la instalación, la vida útil del sistema, los costes de operación y mantenimiento y los ingresos previstos en base al precio de mercado de la energía eléctrica.

Para cada diseño se calcularán los indicadores económicos más relevantes, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Retorno de la Inversión (Payback). Asimismo, se evaluará el coste específico de la energía generada en €/MWh, lo que permitirá identificar el diseño más eficiente en términos de producción energética por unidad monetaria invertida.

Con todo ello, se pretende seleccionar la alternativa más adecuada no solo por su rendimiento energético, sino también por su rentabilidad económica y viabilidad técnica en el contexto específico del emplazamiento y las características del proyecto.

7.1 COSTES DE LOS PROYECTOS

7.1.1 CAPEX

El CAPEX (Capital Expenditure) representa la inversión inicial total necesaria para construir y poner en marcha la planta fotovoltaica. Incluye todos los costes asociados a la adquisición de equipos principales, ejecución de obra, servicios técnicos y otros gastos indirectos relacionados con el inicio de la operación del sistema.

En este proyecto, se tendrán en cuenta los presupuestos correspondientes a las siguientes partidas:

- Costes de las tecnologías: módulos, estructuras de soporte y centros de transformación (Power Stations).
- BOS (Balance of System): incluye el montaje y la instalación, la obra civil, el cableado, protecciones eléctricas.
- Coste del sistema de monitorización SCADA.
- Otros: incluye la ingeniería inicial, las concesiones, el permiso IVA, los ensayos.
- Coste de la línea y de la subestación.

En la siguiente tabla se recogen los valores utilizados para los elementos mencionados anteriormente, algunos están en €/Wp y otros directamente en euros (los valores se han obtenido de otros proyectos [1]), y los presupuestos para cada uno de los cinco proyectos:

elemento	precio	unidades	1V	2V	fija 93	fija 88	fija 83
paneles	0,105	€/Wp	8.380.050 €	8.385.300 €	9.779.700 €	9.259.950 €	8.733.900 €
estructura 1V	0,065	€/Wp	5.187.650 €	0 €	0 €	0 €	0 €
estructura 2V	0,09	€/Wp	0 €	7.187.400 €	0 €	0 €	0 €
estructura fija	0,05	€/Wp	0 €	0 €	4.657.000 €	4.409.500 €	4.159.000 €
CT 1 inversor	150000	€	150.000 €	150.000 €	150.000 €	450.000 €	450.000 €
CT 2 inversores	260000	€	2.860.000 €	2.860.000 €	2.860.000 €	2.600.000 €	2.600.000 €
BOS	0,25	€/Wp	19.952.500 €	19.965.000 €	23.285.000 €	22.047.500 €	20.795.000 €
SCADA	0,00175	€/Wp	139.668 €	139.755 €	97.797 €	92.600 €	87.339 €
Otros	0,04	€/Wp	3.192.400 €	3.194.400 €	3.725.600 €	3.527.600 €	3.327.200 €
Línea	2.850.000	€	2.850.000 €	2.850.000 €	2.850.000 €	2.850.000 €	2.850.000 €
Subestación	1.750.000	€	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €
CAPEX TOTAL			44.462.268 €	46.481.855 €	49.155.097 €	46.987.150 €	44.752.439 €

Tabla 9. CAPEX proyectos

Cabe destacar, que, para el SCADA, cuando se trata de estructura de mesa fija, al no tener que moverse, es más barato, en concreto un 40% menos.

7.1.2 OPEX

EL OPEX (Operating Expenditure) representa el conjunto de gastos que deben afrontarse a lo largo de la vida útil de una planta fotovoltaica para asegurar su funcionamiento diario en condiciones óptimas. Estos costes son distintos del CAPEX y juegan un papel determinante en la rentabilidad global del proyecto, siendo un componente clave en los análisis financieros, especialmente en el cálculo del LCOE.

Entre los componentes que conforman el OPEX de una planta fotovoltaica, destacan principalmente los costes de mantenimiento y reparación de equipos, los seguros contratados, el arrendamiento del terreno, los servicios asociados a la vigilancia y seguridad, y el sistema de monitorización y gestión remota (SCADA). Cada uno de estos elementos

tiene un comportamiento económico distinto y una dependencia variable en función del tipo de diseño, tamaño de la planta y complejidad tecnológica de la instalación.

Los trabajos de mantenimiento y reparación suponen la mayor proporción del OPEX. La cuantía económica de estos costes está directamente relacionada con el tipo de estructura de la planta, ya que los seguidores solares presentan mayores requerimientos de mantenimiento que las estructuras fijas. En este sentido, se han adoptado como referencia los siguientes valores: para instalaciones trackers 1V de acuerdo a referencias de mercado para este tipo de plantas, se estima un coste de 10.000 €/MWp/año; para instalaciones con trackers 2V, el coste asciende a 10.350 €/MWp/año, debido a su mayor complejidad mecánica y electrónica. En contraste, las plantas con estructuras fijas requieren un menor nivel de mantenimiento, estimándose un valor de 8.600 €/MWp/año.

Además del mantenimiento, la operación eficiente de una planta fotovoltaica requiere de servicios permanentes de vigilancia, gestión remota y asistencia técnica especializada. Para ello, se implementa un sistema SCADA, que permite la monitorización en tiempo real del funcionamiento de la planta. Este sistema, junto con la vigilancia física o electrónica del emplazamiento constituye una partida importante dentro del OPEX. Se ha estimado un coste inicial conjunto de 150.000 euros anuales para cubrir estos servicios, independientemente del tamaño o tipo de planta.

Por otro lado, las pólizas de seguro representan otro componente relevante dentro del OPEX. El coste de los seguros se estima como un porcentaje sobre el CAPEX del proyecto, siendo habitual trabajar con un valor del 0,3 % del coste total de inversión inicial.

El coste asociado al uso del terreno también forma parte del OPEX. En el presente estudio se considera un coste estándar de arrendamiento de 1.250 euros por hectárea y por año, acorde con precios medios del mercado en emplazamientos rurales en la zona de Palencia.

Es importante señalar que todos los costes mencionados anteriormente no permanecen constantes durante la vida útil de la planta, que es 30 años. Para reflejar de forma más realista la evolución de los precios, se ha introducido un mecanismo de actualización basado en el

Índice de Precios al Consumo (IPC). Según las previsiones del Banco de España, se aplicará un incremento del 2,5 % anual sobre los costes para el año 2025, seguido de un incremento del 2% en 2026. A partir del año 2027, y de forma indefinida para el resto de la vida útil del proyecto, se adoptará un incremento constante del 2 % anual.

Dado que cada configuración técnica y estructural de la planta fotovoltaica genera un perfil de costes operativos distinto, se presentarán en el ANEXO IV: Estudio económico las cinco tablas diferenciadas, correspondientes a las cinco distribuciones distintas de diseño. Estas tablas reflejarán el OPEX proyectado a lo largo del horizonte temporal del proyecto para cada caso, desglosado por componente, con su valor inicial y su evolución según el IPC aplicado anualmente.

7.2 INGRESOS

Los ingresos que genera una planta fotovoltaica son directamente proporcionales a la cantidad de energía producida en ella. La fórmula que nos permite conocer todos los ingresos es la siguiente:

$$\text{Ingresos(€)} = \text{Precio venta} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) * \text{Producción(MWh)}$$

Ecuación 8. Ingresos por producción.

En los últimos años, el precio de venta de la energía en el mercado español ha mostrado una alta volatilidad. Concretamente, en 2021 se situó en 111 €/MWh, en 2022 alcanzó un valor excepcional de 210 €/MWh, en 2023 descendió hasta los 95 €/MWh, y en 2024 se ha registrado en torno a los 65 €/MWh [39]. Esta tendencia a la baja se debe, en gran parte, al incremento de energías renovables a nivel nacional, lo que ha contribuido a una reducción progresiva del coste generación. No obstante, dada la elevada incertidumbre que caracteriza la evolución futura del mercado eléctrico, se ha optado por utilizar un precio de venta conservador de **38 €/MWh** para este estudio. Este valor se actualizará anualmente aplicando una tasa de inflación del 2 %, en línea con la empleada para la actualización del OPEX.

Las tablas de los ingresos anuales de las cinco distribuciones de planta se encuentran en el ANEXO IV: Estudio económico.

7.3 FLUJOS DE CAJA

Antes de proceder al cálculo de los principales indicadores de rentabilidad es necesario establecer las condiciones financieras que afectan a los flujos de caja del proyecto, ya que estos constituyen la base para su evaluación económica.

Dado que este tipo de proyectos requieren una inversión inicial elevada, es habitual recurrir a financiación externa para cubrir parte del capital. En este estudio, se ha considerado una financiación del 40 % del coste total del proyecto, con un tipo de interés anual del 4 % y un periodo de amortización de 10 años.

El reembolso del préstamo se realizará mediante cuotas constantes anuales que incluyen tanto intereses como amortización de capital, siguiendo un modelo de amortización lineal. La fórmula utilizada para el cálculo de la cuota anual es la siguiente:

$$Cuota = P * \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Ecuación 9. Cuota constante

P= capital financiado

i= interés (4%)

n=número de años (10 años)

Por otra parte, la amortización contable de la planta se distribuye de forma lineal a lo largo de toda su vida útil, estimada en 30 años, sin considerar valor residual al final del periodo. Esta amortización se reflejará como un gasto anual que reduce la base sobre la que se calcula el impuesto de sociedades, pero no se considera una salida de caja directa.

Finalmente, se considerará un a tasa de del 25 % de Impuesto sobre Sociedades, aplicado sobre el beneficio antes de impuestos (EBIT). Este impuesto afecta directamente a los flujos netos del proyecto, reduciendo la rentabilidad efectiva para el inversor.

Las tablas que reflejan todos los movimientos de flujo de caja con proyección anual están presentes en ANEXO IV: Estudio económico.

7.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.4.1 LCOE

EL LCOE es el coste promedio por unidad de energía generada a lo largo de su vida útil, y se expresa en €/MWh. Este indicador permite evaluar la competitividad económica de un proyecto de generación eléctrica, ya que refleja el precio mínimo al que debería venderse la energía para cubrir todos los costes asociados.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \Sigma OPEX}{\Sigma \text{Energía generada}}$$

Ecuación 10. LCOE

7.4.2 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es el indicador que refleja el valor actualizado de todos los flujos de caja netos generados por el proyecto, descontados a una tasa que representa el coste de oportunidad del capital. La tasa que se ha elegido en este proyecto es del 7%.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} - Inversion\ Inicial$$

Ecuación 11. VAN

Fc= flujo de caja

r= tasa de descuento (7%)

n= número de años del proyecto (30 años)

7.4.3 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de retorno que hace que el VAN sea igual a cero. Representa la rentabilidad anual del proyecto y cuanto mayor sea la TIR comparada con la tasa de descuento (7%), mayor será el beneficio y por lo tanto el atractivo para los inversores.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{Fc_t}{(1 + TIR)^t} - Inversion\ Inicial$$

Ecuación 12.TIR

7.4.4 PAYBACK

El Payback indica el número de años necesarios para recuperar la inversión. Aunque no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es un indicador útil para evaluar el riesgo y la liquidez de la inversión. Cuanto menor sea el Payback, antes se recupera la inversión, lo que reduce el riesgo asociado al proyecto.

7.5 SELECCIÓN DE ESTRUCTURA

Para seleccionar cuál de las cinco configuraciones planteadas para la planta “P.S.F.V. Nivio III” resulta más favorable, se procederá a comparar los principales indicadores de rentabilidad económica descritos en el apartado anterior. La elección final se basará en la alternativa que ofrezca mayor retorno económico, es decir, aquella que presente los valores más favorables de TIR, VAN, LCOE y periodo de retorno, garantizando así la viabilidad financiera y competitividad del proyecto. Todos los valores se calculan en base a los flujos de caja que se encuentran en el ANEXO IV: Estudio económico.

	1V	2V	fija 93MWp	fija 88MWp	fija 83MWp
LCOE	23,24	24,02	24,21	24,15	24,10
TIR	9,59%	9,02%	8,62%	8,66%	8,69%
VAN	20.772.388,80 €	19.348.050,10 €	18.734.777,59 €	18.042.827,82 €	17.309.119,97 €
Payback	12,20	12,71	13,09	13,06	13,03

Tabla 10. Resultados indicadores rentabilidad económica

Comparando los diferentes valores proporcionados en la tabla anterior, se puede concluir que la alternativa de tracker 1V es la más favorable. Es la que proporciona mayor TIR, mayor VAN y mejor Payback, aunque el LCOE no sea el más alto de todos, los otros tres valores avalan el resultado.

Por lo tanto, la configuración que se debería usar para la construcción de “P.S.F.V Nivio III” es la de **Tracker 1V** ya que la alternativa más eficiente y rentable.

Capítulo 8. DISEÑO DEL LAYOUT FINAL

Una vez finalizado el estudio de factibilidad técnico-económica y definida como solución estructural la implementación de seguidores solares con distribución para “P.S.F.V Nivio III”, se procede al diseño del layout definitivo. En este contexto, se va a realizar la clasificación estructural de los tracker considerando el nivel de exposición eólica, ya que este factor condiciona las cargas estructurales que deben soportar los trackers.

En este caso, dado que el diseño contiene trackers de uno y dos strings, se van a clasificar en 6 tipos de estructura, dividiéndose en interior, exterior y lateral para un string y lo mismo para dos.

Los criterios que se van a utilizar para esta clasificación se basan en el número de lados expuestos al exterior, es decir, sin estructuras adyacentes que reduzcan la acción del viento:

- Exterior: estructura más expuesta. Se considera exterior cuando 3 de sus 4 lados están en contacto con el perímetro o zonas abiertas. Deben ser las más resistentes.

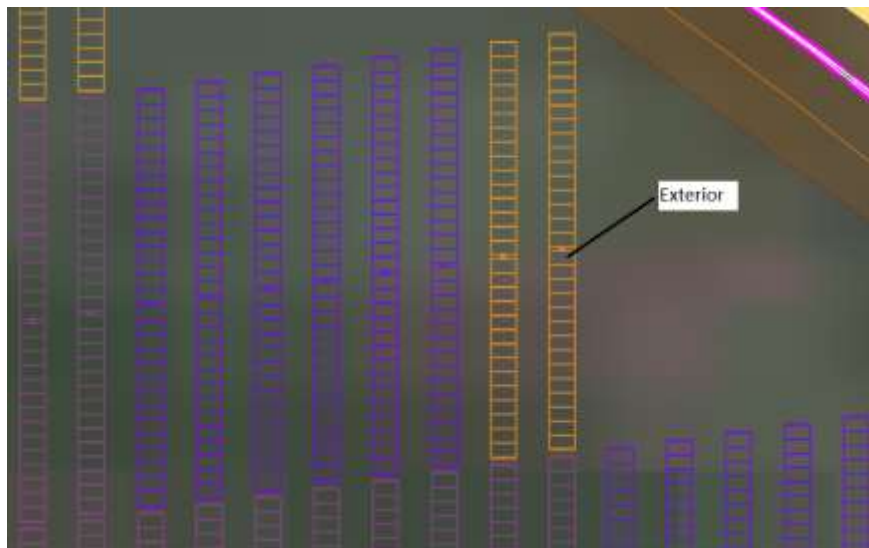


Ilustración 40. Ejemplo tracker exterior

- Lateral: estructura parcialmente expuesta. Se clasifica como lateral si tiene 1 o 2 lados expuestos, generalmente en el borde lateral de un bloque o agrupación.

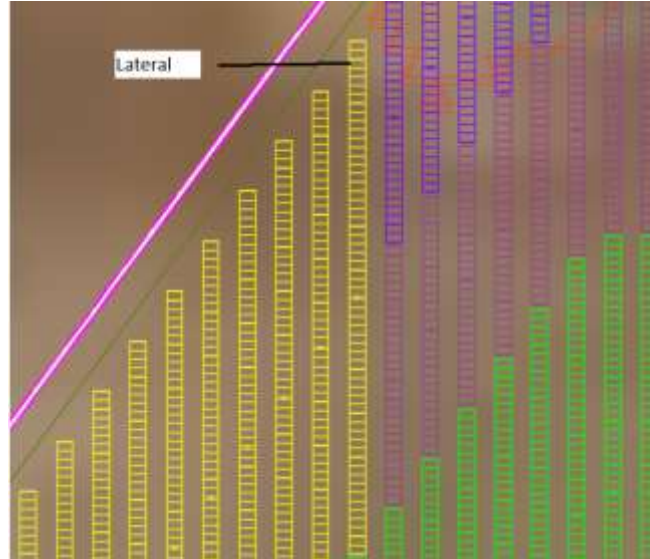


Ilustración 41. Ejemplo tracker lateral

- Interior: estructura más protegida, con ningún lado expuesto al exterior. Recibe menor carga de viento.

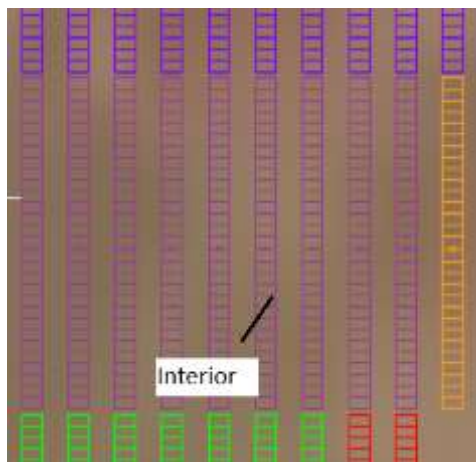


Ilustración 42. Ejemplo tracker interior

Cabe destacar, que en general, cuando una estructura es clasificada como exterior o lateral, por criterios de seguridad estructural y transferencia de cargas, el siguiente tracker adyacente

en sentido horizontal suele compartir esa misma clasificación, ya que una única estructura no es capaz de soportar completamente las cargas de borde.

Esta clasificación ha sido aplicada en el layout final de la planta con trackers 1V, mostrado en el ANEXO I: Planos “10-Layout final 1V”, donde se representan las distintas estructuras según su posición y tipo.

Capítulo 9. VERIFICACIÓN DE ESTRUCTURA

Una vez finalizada la clasificación y disposición de los distintos trackers de tipo 1V para el proyecto “P.S.F.V. Nivio III”, el siguiente paso consiste en verificar que las estructuras son capaces de soportar de forma segura las distintas solicitaciones a las que estarán sometidas a lo largo de su vida útil. Esta comprobación es fundamental para garantizar la estabilidad y durabilidad del sistema ante las acciones del entorno, especialmente teniendo en cuenta que se trata de estructuras móviles sometidas a condiciones climáticas variables.

En este capítulo se abordará el análisis estructural de los seguidores solares frente a diferentes combinaciones de carga, conforme a los criterios establecidos por la normativa vigente. Para ello, se ha decidido centrarse en el caso más desfavorable, seleccionando la configuración estructural más crítica dentro del conjunto de seguidores. Concretamente, el análisis se realizará sobre el tracker ubicado en la posición más expuesta, es decir, el exterior, compuesto por 58 módulos fotovoltaicos dispuestos en dos strings.

La elección de esta estructura como representativa del caso más exigente se justifica por su mayor vulnerabilidad frente a la acción del viento. A diferencia de los trackers interiores, que están parcialmente protegidos por las estructuras adyacentes, los trackers exteriores están completamente expuestos a la incidencia directa del viento en todas sus direcciones. Esto genera esfuerzos estructurales más elevados, tanto en forma de presión como de succión, que deben ser adecuadamente considerados en el diseño y la verificación del sistema.

El objetivo de este análisis es evaluar el comportamiento mecánico del tracker bajo distintas combinaciones de carga, incluyendo el peso propio de la estructura, la carga de nieve y la acción del viento en sus distintas componentes. Para ello, se empleará el software Robot Structural Analysis, mediante el cual se modelará la estructura con un nivel de detalle suficiente para obtener resultados representativos, especialmente en lo relativo a solicitaciones.

9.1 *MODELO DE ESTRUCTURA*

La estructura exterior más crítica del conjunto es la que contiene 58 módulos fotovoltaicos dispuestos en una fila. Cada módulo tiene un ancho de 1,303 metros, y se deja una separación estándar de 20 centímetros entre módulos. No obstante, en la zona central de la estructura, donde se ubica el motor del tracker, es necesario dejar una separación mayor para alojar el motor. Esta distancia adicional incrementa ligeramente la longitud total de la estructura.

Considerando el ancho de los módulos, las separaciones entre ellos y el espacio adicional en la posición central, la longitud total de la estructura alcanza aproximadamente 77 metros. El torquetubo, que permite el giro de los módulos a través del sistema de correas y se apoya sobre las hincas, admite un voladizo de hasta 2 metros en cada extremo. Por lo tanto, se empleará un torquetubo de unos 77 metros, pero la distancia útil para las hincas es de 73,6 metros, sin llegar al punto crítico de voladizo.

El torquetubo utilizado es de sección cuadrada hueca, con dimensiones de 120x120x3 mm y un material S355, más resistente. Una vez definida esta geometría, se procede a la selección del sistema de cimentación. En el caso de este tracker exterior de 58 módulos, y siguiendo las valoraciones de la empresa ESAsolar, se ha establecido un total de 13 hincas. Estas hincas tienen una longitud en la superficie de 1,26 metros y una longitud enterrada de 2 metros, basado en los ensayos del Pull OUT Test que se hicieron anteriormente[1].

Con la longitud del torquetubo y el número de hincas definido, el software PVCase genera un modelo de distribución óptima de las hincas, que es el adoptado en este estudio. El resultado de dicha distribución se muestra a continuación.

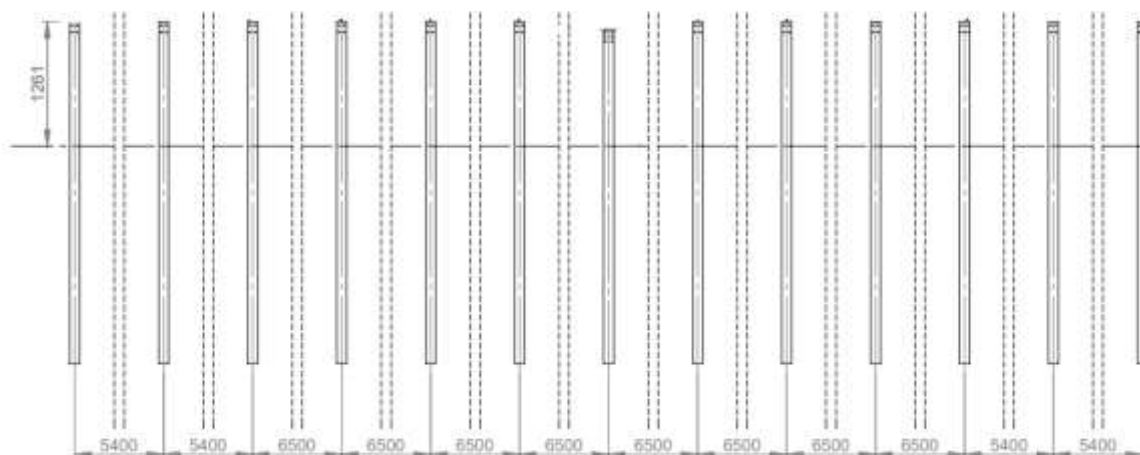


Ilustración 43. Representación distancia entre hincas para tracker exterior 58 módulos

La selección de los perfiles para las hincas se ha realizado en base a los resultados del Estudio geotécnico y pull out test llevados a cabo previamente. En total, se evaluaron tres tipos de perfiles: HEA 160, IPE 140 y C-150.

Tras analizar los resultados obtenidos, se ha descartado el uso del perfil C-150, ya que, según se recoge en la Tabla 5. Resultados ensayos de carga lateral[1], este perfil no fue capaz de resistir las cargas laterales en ninguna de las pruebas realizadas, lo cual lo hace inadecuado para este tipo de estructura sometida principalmente a esfuerzos horizontales generados por la acción del viento.

Por otro lado, se ha determinado que el perfil central, correspondiente a la hinka donde se instala el motor del tracker, debe contar con una mayor sección que el resto, debido a que está sometido a cargas superiores, tanto por peso como por sollicitaciones dinámicas durante el seguimiento solar. Para este caso se emplearán perfiles de tipo IPE 180 y HEA 200.

En resumen, se utilizarán perfiles HEA 160 e IPE 140 en las hincas estándar, y perfiles IPE 180 y HEA 200 en la posición central, para analizar los diferentes casos de carga, con un material S275.

El modelo que se ha diseñado para utilizar en ROBOT es el siguiente:

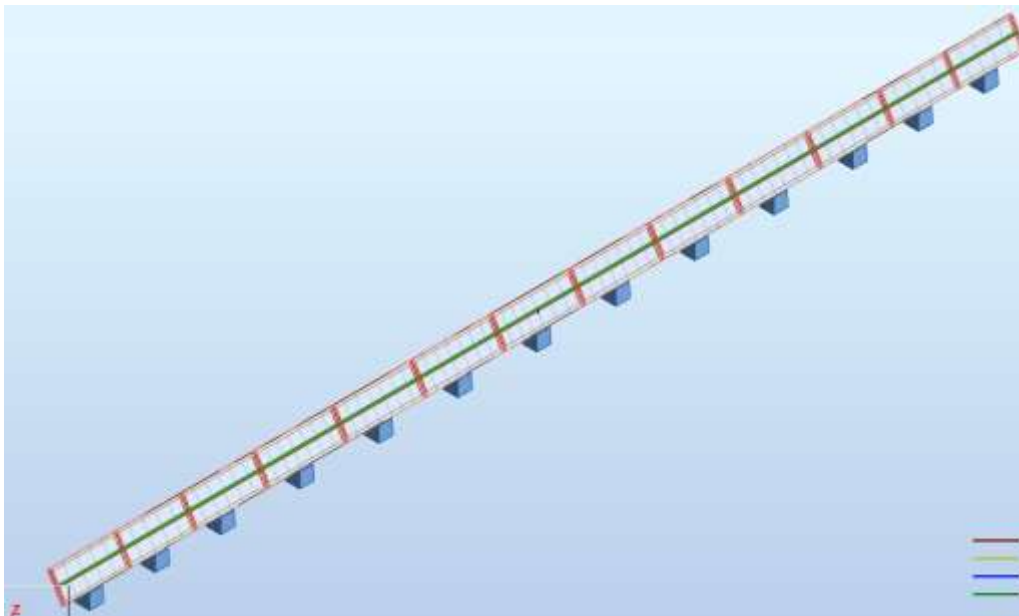


Ilustración 44. Modelo tracker en ROBOT

Pero para un mayor entendimiento y claridad de los resultados, se va a utilizar un modelo simplificado que permite conocer las referencias de las hincas y torquetubos numerados.

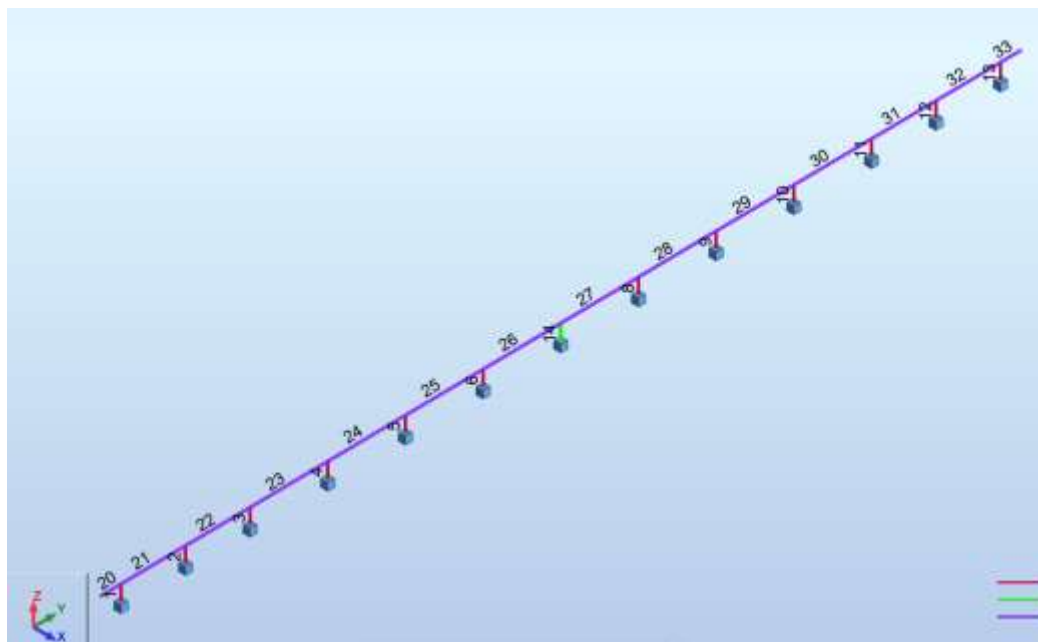


Ilustración 45. Modelo simplificado ROBOT

9.2 CASOS DE CARGA

Los casos de carga que se van a considerar para hacer el cálculo de esta estructura son el peso propio del seguidor solar y los paneles, la nieve y el efecto del viento.

9.2.1 PESO PROPIO

En el caso de carga correspondiente al peso propio, se han considerado todos los elementos que componen la estructura. El software Robot Structural Analysis calcula automáticamente el peso propio de los perfiles estructurales modelados, incluyendo tanto el torquetubo como las hincas, en función de las propiedades geométricas y del material asignado.

Adicionalmente, se ha incluido el peso de los módulos fotovoltaicos, que no están modelados como elementos estructurales en sí mismos, pero sí suponen una carga relevante sobre el sistema. Cada módulo de la marca Eging, con una potencia de 710 W, tiene un peso unitario de 38 kg. Al contar con 58 módulos en la estructura analizada, el peso total añadido por los paneles asciende a 2.204 kilogramos.

Este valor se ha introducido en el modelo como una carga distribuida uniforme aplicada sobre el torquetubo, representando así la acción vertical constante ejercida por el conjunto de módulos. Esta simplificación permite que la carga se reparta a lo largo de toda la longitud de la estructura, reproduciendo de manera adecuada la distribución real de esfuerzos.

9.2.2 VIENTO

Las cargas de viento aplicadas sobre la estructura se han determinado conforme a lo establecido en el Eurocódigo EN 1991-1-4:2005. Este documento proporciona los métodos para calcular las presiones y succiones debidas al viento sobre estructuras, teniendo en cuenta factores como la altura sobre el terreno, la topografía, la categoría del entorno, la exposición y la forma de la estructura.

A partir de esta normativa se ha obtenido la carga de viento pico que actúa sobre la estructura, expresada en forma de presión (kPa).

$$v_b = c_{dir} * c_{season} * v_{b,0} * c_{prob}$$

Ecuación 13. Vb según Eurocódigo de viento

Vb: velocidad básica del viento a 10 metros de altura

Cdir: factor direccional (1.0)

Cseason: factor estacional (1.0)

Vb0: velocidad básica del viento según Eurocódigo (27 m/s)



Figura D.1 Valor básico de la velocidad del viento, v_b

Ilustración 46. Mapa velocidades básicas de viento según EN 1991-1-4:2005

Cprob: factor de probabilidad

$$c_{prob} = \left(\frac{1 - K * \ln(-\ln(1 - p))}{1 - K * \ln(-\ln(0.98))} \right)^n$$

Ecuación 14. c_{prob} según Eurocódigo de viento

K: parámetro de forma (0.2)

n=0.5

p: probabilidad: 1/(vida útil)

$$c_{prob} = 0.9597$$

$$v_b = 0.9597 * 27 = 25.912 \text{ m/s}$$

Una vez obtenida la velocidad básica se calcula la media en base a esta.

$$v_m = c_r * c_0 * v_b$$

v_m : velocidad media a una altura $z=10$ metros.

c_r : coeficiente de rugosidad

c_0 : coeficiente topográfico (1.0)

Para estos datos tenemos que seleccionar el tipo de terreno según el Eurocódigo.

Terrain category		z_0 m	z_{min} m
0	Sea or coastal area exposed to the open sea	0,003	1
I	Lakes or flat and horizontal area with negligible vegetation and without obstacles	0,01	1
II	Area with low vegetation such as grass and isolated obstacles (trees, buildings) with separations of at least 20 obstacle heights	0,05	2
III	Area with regular cover of vegetation or buildings or with isolated obstacles with separations of maximum 20 obstacle heights (such as villages, suburban terrain, permanent forest)	0,3	5
IV	Area in which at least 15 % of the surface is covered with buildings and their average height exceeds 15 m	1,0	10

Ilustración 47. categoría de terreno según Eurocódigo

La z_{max} está establecida en 200 m y como z es:

$$z_{min}(0.05) < z(10) < z_{max}$$

Se utiliza la siguiente ecuación:

$$c_r(z) = k_r * \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Ecuación 15. C_r según Eurocódigo de viento

k_r : factor del terreno

$$k_r = 0.19 * \left(\frac{z_0}{z_{0, tipo II}}\right)^{0.07} = 0.19 * \left(\frac{0.05}{0.05}\right)^{0.07} = 0.19$$

Ecuación 16. k_r según Eurocódigo de viento

$$v_m = 26.086 \text{ m/s}$$

$$\sigma_v = k_r * v_b * k_I = 0.19 * 25.912 * 1 = 4.923$$

Ecuación 17. σ_v según Eurocódigo de viento

k_I : factor de turbulencia (1.0)

$$I_v = \frac{\sigma_v}{v_m} = 0.1887$$

Ecuación 18. I_v según Eurocódigo de viento

I_v : intensidad de turbulencia

$$q_p(z) = [1 + 7 * I_v] * \frac{1}{2} * \rho * v_m^2$$

Ecuación 19. Carga pico (q_p) según Eurocódigo de viento

ρ : densidad del aire (1.25kg/m^3)

$$q_p(10) = [1 + 7 * 0.1887] * 0.5 * 1.25 * 26.086^2 = 0.987\text{kPa}$$

Una vez determinada la carga de viento pico según el Eurocódigo, se procede a calcular las fuerzas y momentos flectores en cada punto significativo de la estructura generados por el viento. Este análisis es necesario debido a que cada correa y cada punto de apoyo del torquetubo está sometido a una combinación diferente de esfuerzos, en función de su posición, de las condiciones de contorno y de las propiedades geométricas y mecánicas de los elementos estructurales. Las fórmulas que se van a utilizar son las siguientes:

$$F_w = q_p * A_{panel} * (C_{P_{static}} * DAF)$$

Ecuación 20. Fuerza del viento sobre paneles según Eurocódigo del viento

$$M_{torque} = q_p * A_{panel} * L * (C_{M_{static}} * DAF)$$

Ecuación 21. Momento sobre el torquetubo según Eurocódigo del viento

A panel: área del panel en m^2

L: longitud del panel

CP: coeficiente de presión estática

CM: coeficiente del momento estático

DAF (Dynamic Amplification Factor): coeficiente que incrementa la carga para tener en cuenta los efectos dinámicos del viento

Tanto los coeficientes CP y CM, como el DAF, toman valores distintos en función de la posición dentro de la estructura y del tipo de acción del viento que se considere (presión o succión).

Dependiendo de si el viento genera presión positiva (compresión) o succión (presión negativa) sobre los módulos, estos coeficientes varían notablemente. Aunque es posible estimar estos valores mediante las fórmulas del Eurocódigo EN 1991-1-4:2005, dichas estimaciones presentan limitaciones cuando se trata de estructuras como los trackers, ya que no tienen en cuenta factores como las turbulencias locales, los efectos aerodinámicos entre filas o la interacción con el terreno.

Por esta razón, para lograr una mayor precisión en la determinación de las cargas de viento, lo más adecuado es realizar ensayos en túnel de viento con modelos a escala de la estructura real. Estos ensayos permiten obtener valores experimentales de CP, CM y DAF adaptados específicamente a la geometría y condiciones de instalación de la planta.

En este estudio, se han utilizado valores experimentales extraídos de ensayos en túnel de viento [1], realizados sobre estructuras representativas de un sistema tracker similar al empleado. Los valores adoptados son los siguientes:

Para compresión:

Sección (m)	Torque CP1	Torque CM1	DAF1
0,000	0	0	0
0,345	-0,415	-0,269	1,076
1,639	-0,433	-0,268	1,074
2,933	-0,451	-0,267	1,072
4,227	-0,467	-0,266	1,070
5,521	-0,498	-0,28	1,068
6,815	-0,513	-0,278	1,066
8,109	-0,527	-0,276	1,064
9,403	-0,541	-0,275	1,062
10,697	-0,55	-0,271	1,061
11,991	-0,561	-0,269	1,059
13,285	-0,575	-0,267	1,057
14,579	-0,587	-0,264	1,055
15,873	-0,601	-0,258	1,054
17,167	-0,612	-0,257	1,052
18,461	-0,623	-0,255	1,053
19,755	-0,634	-0,254	1,049
21,049	-0,687	-0,292	1,048
22,343	-0,694	-0,289	1,047
23,637	-0,7	-0,285	1,046
24,911	-0,706	-0,283	1,045
26,225	-0,737	-0,293	1,044
27,519	-0,741	-0,29	1,043
28,813	-0,746	-0,289	1,043
30,107	-0,749	-0,287	1,042
31,401	-0,745	-0,305	1,042
32,695	-0,747	-0,304	1,041
33,989	-0,749	-0,304	1,041
35,283	-0,75	-0,304	1,041
36,577	-0,751	-0,303	1,041

Tabla 11. Valores CP, CM y DAF para compresión

Para succión:

Sección (m)	Torque CP2	Torque CM2	DAF2
0,000	0	0	0
0,345	0,724	-0,312	1,032
1,639	0,728	-0,33	1,032
2,933	0,732	-0,327	1,031
4,227	0,736	-0,325	1,031
5,521	0,708	-0,326	1,031
6,815	0,715	-0,325	1,030
8,109	0,723	-0,325	1,030
9,403	0,73	-0,324	1,030
10,697	0,728	-0,324	1,029
11,991	0,734	-0,323	1,029
13,285	0,741	-0,322	1,029
14,579	0,748	-0,321	1,029
15,873	0,724	-0,314	1,028
17,167	0,731	-0,313	1,028
18,461	0,737	-0,313	1,028
19,755	0,743	-0,312	1,028
21,049	0,775	-0,33	1,027
22,343	0,779	-0,328	1,027
23,637	0,783	-0,325	1,027
24,911	0,787	-0,323	1,027
26,225	0,831	-0,34	1,027
27,519	0,834	-0,337	1,027
28,813	0,836	-0,334	1,027
30,107	0,838	-0,332	1,027
31,401	0,79	-0,313	1,026
32,695	0,792	-0,312	1,026
33,989	0,792	-0,312	1,026
35,283	0,793	-0,312	1,026
36,577	0,793	-0,312	1,026

Tabla 12. CP, CM y DAF para succión

Con estos valores de coeficientes, la carga pico y las dimensiones del panel se calculan las fuerzas y momentos a aplicar en la estructura:

Para compresión:

Sección (m)	Fw1 (N)	Mtor1 (N*m)
0,000	0,000	0,000
0,345	-1.369,186	-2.115,792
1,639	-1.425,917	-2.104,008
2,933	-1.482,428	-2.092,254
4,227	-1.532,155	-2.080,529
5,521	-1.630,808	-2.185,937
6,815	-1.676,782	-2.166,259
8,109	-1.719,311	-2.146,639
9,403	-1.761,667	-2.134,841
10,697	-1.789,288	-2.101,808
11,991	-1.821,633	-2.082,364
13,285	-1.863,567	-2.062,978
14,579	-1.898,859	-2.035,939
15,873	-1.942,304	-1.987,782
17,167	-1.974,101	-1.976,320
18,461	-2.011,493	-1.962,804
19,755	-2.039,233	-1.947,680
21,049	-2.207,599	-2.236,931
22,343	-2.227,965	-2.211,836
23,637	-2.245,080	-2.179,139
24,911	-2.262,159	-2.161,778
26,225	-2.359,229	-2.236,024
27,519	-2.369,762	-2.211,010
28,813	-2.385,752	-2.203,386
30,107	-2.393,049	-2.186,040
31,401	-2.380,269	-2.323,143
32,695	-2.384,369	-2.313,304
33,989	-2.390,753	-2.313,304
35,283	-2.393,945	-2.313,304
36,577	-2.397,137	-2.305,694

Tabla 13. Valores de fuerza y momento para succión

Para succión:

Sección (m)	Fw2 (N)	Mtor2 (N*m)
0,000	0,000	0,000
0,345	2.290,975	-2.353,654
1,639	2.303,633	-2.489,442
2,933	2.314,045	-2.464,420
4,227	2.326,691	-2.449,348
5,521	2.238,175	-2.456,884
6,815	2.258,112	-2.446,972
8,109	2.283,377	-2.446,972
9,403	2.305,485	-2.439,443
10,697	2.296,936	-2.437,074
11,991	2.315,867	-2.429,552
13,285	2.337,953	-2.422,031
14,579	2.360,039	-2.414,509
15,873	2.282,096	-2.359,561
17,167	2.304,160	-2.352,046
18,461	2.323,072	-2.352,046
19,755	2.341,985	-2.344,532
21,049	2.440,475	-2.477,381
22,343	2.453,071	-2.462,366
23,637	2.465,667	-2.439,845
24,911	2.478,263	-2.424,830
26,225	2.616,819	-2.552,453
27,519	2.626,266	-2.529,931
28,813	2.632,564	-2.507,410
30,107	2.638,862	-2.492,395
31,401	2.485,287	-2.347,470
32,695	2.491,579	-2.339,970
33,989	2.491,579	-2.339,970
35,283	2.494,725	-2.339,970
36,577	2.494,725	-2.339,970

Tabla 14. Valores de fuerza y momento para compresión

Los valores de las tablas anteriores solo llegan hasta un valor de 36,6 metros y la distancia útil entre hincas es de 73,6 metros, esto se debe a que la estructura es simétrica y el punto cero se considera la hinka central, donde está el motor.

9.2.3 NIEVE

Otro caso de carga a considerar es la nieve, “P.S.F.V Nivio III” se encuentra en una altitud de 940 metros por lo tanto se deben utilizar las fórmulas correspondientes a <1000 metros. Para el cálculo de estas cargas se va a utilizar el Eurocódigo EN 1991-1-3:2003. La fórmula que nos permite conocer la carga a aplicar es la siguiente:

$$s = \mu_i * C_e * C_t * s_k$$

Ecuación 22. Carga de nieve según Eurocódigo de nieve

μ_i : coeficiente de forma de la carga de nieve, para el tracker a 45° (posición de defensa contra nieve) tiene un valor de 0,4.

C_e . Coeficiente de exposición (1.0)

C_t : coeficiente térmico (1.0)

s_k : valor característico de la carga de nieve a nivel terreno

$$s_k = (0.19 * Z - 0.095) * \left[1 + \left(\frac{A}{524} \right)^2 \right] = 1.2 \text{ kPa}$$

Ecuación 23. s_k según Eurocódigo de nieve

Z: número de zona (2.0)

A: altitud de la planta (940m)

$$s = 0.4 * 1 * 1 * 1.2 = 0.48 \text{ kPa} \left(\frac{\text{kN}}{\text{m}^2} \right)$$

La carga de nieve que se aplica sobre el torquetubo no es directamente el valor de s obtenido previamente, ya que este corresponde a una carga superficial (en kN/m^2) sobre la proyección horizontal del panel. Para obtener la carga lineal (en kN/m) que debe aplicarse sobre el torquetubo, es necesario multiplicar dicho valor por la anchura correspondiente por metro lineal de tubo, es decir, el ancho del módulo en dirección perpendicular al torquetubo. La carga lineal es la siguiente:

$$q_{\text{nieve}} = s * \frac{n^{\circ} \text{paneles} * A_{\text{panel}}}{L_{\text{torque}}} = 0.48 * \frac{58 * 1.303 * 2.384}{77} = 1.12 \text{ kN/m}$$

Ecuación 24. Carga lineal de nieve sobre torquetubo.

9.3 COMBINACIONES DE CASOS

Una vez definidos los distintos casos de carga que afectan a la estructura (peso propio, viento, nieve) se procede a la generación de las combinaciones de carga conforme a las prescripciones del Eurocódigo EN 1990:2002. Estas combinaciones se generan automáticamente mediante el módulo correspondiente del software Robot Structural Analysis, el cual aplica los coeficientes parciales y factores de combinación establecidos por la normativa, garantizando el cumplimiento de los estados límite últimos (ELU).

Como nomenclatura para los casos de carga se ha utilizado el siguiente:

- 1- Peso propio
- 2- Viento en compresión
- 3- Viento en succión
- 4- Nieve

Combinación	Nombre	Caso	Coef.	Caso	Coef.	Caso	Coef.
5 (C)	$ELU/1=1*1.35$	1	1,35				
6 (C)	$ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05$	1	1,35	2	1,50	4	1,05
7 (C)	$ELU/3=1*1.35 + 2*1.50$	1	1,35	2	1,50		
8 (C)	$ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05$	1	1,35	3	1,50	4	1,05
9 (C)	$ELU/5=1*1.35 + 3*1.50$	1	1,35	3	1,50		
10 (C)	$ELU/6=1*0.80$	1	0,80				
11 (C)	$ELU/7=1*0.80 + 2*1.50 + 4*1.05$	1	0,80	2	1,50	4	1,05
12 (C)	$ELU/8=1*0.80 + 2*1.50$	1	0,80	2	1,50		
13 (C)	$ELU/9=1*0.80 + 3*1.50 + 4*1.05$	1	0,80	3	1,50	4	1,05
14 (C)	$ELU/10=1*0.80 + 3*1.50$	1	0,80	3	1,50		
15 (C)	$ELU/11=1*1.35 + 4*1.50$	1	1,35	4	1,50		
16 (C)	$ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50$	1	1,35	2	0,90	4	1,50
17 (C)	$ELU/13=1*1.35 + 3*0.90 + 4*1.50$	1	1,35	3	0,90	4	1,50
18 (C)	$ELU/14=1*0.80 + 4*1.50$	1	0,80	4	1,50		
19 (C)	$ELU/15=1*0.80 + 2*0.90 + 4*1.50$	1	0,80	2	0,90	4	1,50
20 (C)	$ELU/16=1*0.80 + 3*0.90 + 4*1.50$	1	0,80	3	0,90	4	1,50

Ilustración 48. Combinaciones de carga

9.4 RESULTADOS CÁLCULO DE ESTRUCTURAS

Para conocer si la estructura soporta cada una de las combinaciones de carga, se van a realizar las simulaciones de dimensionamiento de todos los perfiles y se comprobará si son aptos. La norma por la que se rige el software Robot es la EN 1993-1:2013 para la verificación. La sollicitación va a ser el criterio más crítico por analizar ya que indica en tanto por uno el porcentaje de utilidad que presenta cada viga, si esta sollicitación es menor que uno es que el perfil va a ser válido, sin embargo, si el valor es muy pequeño significará que hay un sobredimensionamiento. La numeración de los pilares y las vigas se puede apreciar en la ilustración 45 (se vuelve a introducir a continuación para mayor comodidad).

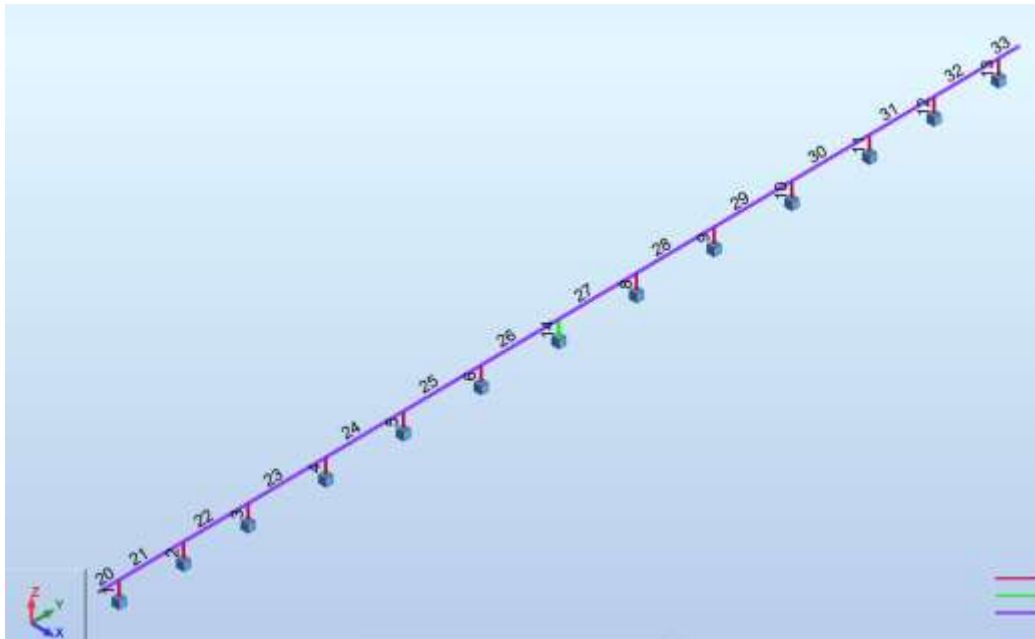


Ilustración 45. Numeración de vigas y barras

- Estructura con perfiles HEA

Barra	Perfil	Material	Lay	Laz	Solicit.	Caso
1 Pilar_1	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
2 Pilar_2	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.18	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
3 Pilar_3	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.17	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
4 Pilar_4	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
5 Pilar_5	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
6 Pilar_6	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05
8 Pilar_8	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05
9 Pilar_9	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
10 Pilar_10	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
11 Pilar_11	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.17	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
12 Pilar_12	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.18	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
13 Pilar_13	OK HEA 160	S 275	19.20	31.65	0.16	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
14 Pilar_14	OK HEA 200	S 275	15.23	25.32	0.07	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
20 Viga_20	OK RECT_3	S 355	35.58	35.58	0.17	15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50
21 Viga_21	OK RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
22 Viga_22	OK RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
23 Viga_23	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.87	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
24 Viga_24	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.83	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
25 Viga_25	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.81	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
26 Viga_26	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.79	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
27 Viga_27	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.79	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
28 Viga_28	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.81	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
29 Viga_29	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.83	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
30 Viga_30	OK RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.87	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
31 Viga_31	OK RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
32 Viga_32	OK RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
33 Viga_33	OK RECT_3	S 355	35.58	35.58	0.17	15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50

Ilustración 49. Resultado de dimensionamiento con perfiles HEA

- Estructura con perfiles IPE

Barra		Perfil	Material	Lay	Laz	Solicit.	Caso
1 Pilar_1	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.64	17 ELU/13=1*1.35 + 3*0.90 + 4*1.50
2 Pilar_2	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.47	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
3 Pilar_3	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.46	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
4 Pilar_4	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
5 Pilar_5	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
6 Pilar_6	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05
8 Pilar_8	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05
9 Pilar_9	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
10 Pilar_10	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.43	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
11 Pilar_11	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.46	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
12 Pilar_12	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.47	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
13 Pilar_13	OK	IPE 140	S 275	21.97	76.26	0.64	17 ELU/13=1*1.35 + 3*0.90 + 4*1.50
14 Pilar_14	OK	IPE 180	S 275	17.00	61.45	0.19	8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05
20 Viga_20	OK	RECT_3	S 355	35.58	35.58	0.17	15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50
21 Viga_21	OK	RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
22 Viga_22	OK	RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
23 Viga_23	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.87	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
24 Viga_24	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.83	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
25 Viga_25	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.81	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
26 Viga_26	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.78	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
27 Viga_27	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.78	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
28 Viga_28	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.81	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
29 Viga_29	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.83	16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50
30 Viga_30	OK	RECT_3	S 355	136.04	136.04	0.87	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
31 Viga_31	OK	RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
32 Viga_32	OK	RECT_3	S 355	113.02	113.02	0.68	6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05
33 Viga_33	OK	RECT_3	S 355	35.58	35.58	0.17	15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50

Ilustración 50. Resultados dimensionamiento con perfiles IPE

Tanto en la configuración con perfiles IPE como en la compuesta por perfiles HEA, la estructura es capaz de soportar las acciones consideradas, ya que en ningún caso se superan los valores límite de sollicitación (índice de utilización < 1.0). En ambas variantes, los elementos más solicitados son los torquetubos, lo cual es coherente con su función estructural, ya que concentran la mayor parte de las cargas verticales procedentes de la nieve y del peso propio de los módulos fotovoltaicos.

Al comparar los resultados obtenidos para ambos tipos de perfiles, se observa que las sollicitaciones en los pilares, elementos que representan las hincas de la estructura, son sensiblemente menores en la estructura con perfiles HEA. Esto se debe a la mayor rigidez de estos perfiles, que permite una redistribución más eficiente de los esfuerzos. No obstante, desde el punto de vista del aprovechamiento estructural, la solución con perfiles IPE resulta más eficiente, ya que presenta valores de utilización más próximos a los límites de cálculo sin sobrepasarlos, lo cual implica un menor sobredimensionamiento. En esta opción, la mayoría de los elementos presentan índices de utilización en torno al 45 %, no superando en ningún caso el 65 %.

Es importante señalar que este dimensionamiento no contempla coeficientes de seguridad, ni se han considerado elementos como la tornillería o uniones, que pueden influir en el comportamiento global. Asimismo, en el modelo se ha asumido que los pilares están empotrados, cuando en la realidad se trata de elementos hincados directamente en el terreno. Esta simplificación puede introducir una sobreestimación de la rigidez en los apoyos, afectando tanto a la distribución real de esfuerzos como a los desplazamientos de la estructura. Además, el fuste de los perfiles hincados podría estar sometido a esfuerzos adicionales no considerados debido a la falta de una verdadera condición de empotramiento. En este contexto, el margen de seguridad existente respecto al 100 % de utilización adquiere una relevancia técnica significativa, al ofrecer un colchón frente a incertidumbres derivadas del modelo y condiciones reales de instalación.

9.5 COMPROBACIÓN CIMENTACIONES

La simulación completa del dimensionamiento de la estructura con perfiles IPE, que van a ser los utilizados, se encuentra en el ANEXO V: Resultados dimensionamiento para estructura con perfiles IPE con Robot Structural Analysis. En esta simulación se encuentran parámetros de interés como son los esfuerzos axiales de cada viga (positivo a tracción y negativo a compresión) y los esfuerzos cortantes a los que están sometidos debido a sus cargas más críticas. Los valores son los siguientes:

nº hinca	N,Ed (kN)	Vy,Ed (kN)	Vz,Ed (kN)
1	5,33	-3,77	0
2	20,27	0,04	0,03
3	20,95	0,04	-0,02
4	20,75	0,03	0,01
5	19,79	0,02	-0,04
6	1,17	0,01	0,13
8	1,17	-0,01	0,13
9	19,79	-0,02	-0,04
10	20,75	-0,03	0,01
11	20,95	-0,04	-0,02
12	20,27	-0,04	0,03
13	5,33	3,77	0
14	4,61	0	-0,18

Tabla 15. Valores de esfuerzos cortantes y axiales para cada hinca

Siendo N el esfuerzo axial y V el cortante tanto en dirección y como en dirección z.

Ahora, se van a comprobar que estos esfuerzos obtenidos están dentro del rango de carga a los que se sometió los perfiles en los ensayos Pull Out. Retomando a las tablas: Tabla 2. Cargas objetivo en carga vertical[1] y Tabla 4. Cargas objetivo para carga lateral[1], se puede comprobar que las cargas objetivo para perfiles IPE 140 eran de 25kN para el ensayo a tracción, 30kN para el ensayo a compresión y 25kN para carga lateral. Para las cargas de tracción y compresión, el perfil IPE tenía un éxito de resistencia de casi el 100%, sin embargo, para el ensayo de carga lateral, apenas un 14%.

Si se comparan las cargas objetivo con las obtenidas en el dimensionamiento de la estructura con perfiles IPE, se puede concluir que las cargas son menores que las objetivo, sobre todo las de cortante, que a pesar de que en los ensayos Pull Out el porcentaje de resistencia no era muy alto, las cargas obtenidas en la tabla 15 se consideran demasiado inferiores a las cargas objetivo y por lo tanto la cimentación de hincado directo con una longitud de hincado de 2 metros para cada hinca, son correctas.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

Para la planta fotovoltaica “P.S.F.V Nivio III” situada en la Provincia de Palencia, en los términos municipales de Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato, se ha determinado, mediante un análisis energético-económico comparativo, que la configuración óptima a implementar es la de estructura tracker con disposición 1V de los paneles, alcanzando una potencia de pico total de 79,81 MWp.

Durante los 30 años de vida útil estimada del proyecto, se prevé una producción media anual de 135.543,6 MWh, lo que garantiza un aprovechamiento energético elevado y sostenido en el tiempo.

Desde el punto de vista económico, el proyecto presenta una rentabilidad favorable avalada por los principales indicadores financieros. La inversión inicial necesaria para la construcción de la planta es de 44.462.268 euros. Se ha contemplado una financiación externa del 40% de la inversión total, con un plazo de amortización de 10 años y un interés del 4%. Aplicando una tasa de descuento del 7%, el valor actual neto del proyecto se sitúa en 20.772.388 euros, mientras que la tasa interna de retorno alcanza un valor del 9,59%. Por otro lado, el periodo de recuperación simple de la inversión se estima en 12,2 años, lo cual reafirma la viabilidad económica del proyecto a largo plazo.

En el ámbito estructural, se ha realizado una verificación detallada de las solicitaciones más exigentes a las que estarán sometidas las estructuras, incluyendo el peso propio, las cargas de nieve y las presiones de viento. Se ha comprobado que la solución con perfiles tipo IPE y HEA es estructuralmente válida en el caso más crítico analizado. No obstante, tras comparar el comportamiento de ambos perfiles, se ha optado finalmente por los perfiles IPE, dado que presentan un mayor aprovechamiento del perfil. Además, se ha asegurado que el diseño de las cimentaciones responde adecuadamente a todas las cargas obtenidas en el análisis estructural, garantizando la estabilidad global del conjunto.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grupo Cobra. “Documentación interna”
- [2] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación de España, “Análisis y Prospectiva: El parque fotovoltaico en España,” *Gobierno de España*, 2021.
- [3] Desenchúfate, “5 beneficios clave de los paneles solares al medio ambiente,” *Desenchúfate*, 2023. [Online].
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC),” *Gobierno de España*, 2021.
- [5] Solfy, “Historia del panel solar: cómo nació y cuál ha sido su evolución,” *Solfy*, 2023. [Online]. Disponible en: <https://solfy.net/placas-solares/historia-del-panel-solar-como-nacio-y-cual-ha-sido-su-evolucion/>
- [6] Andusolar, “Historia de la energía solar fotovoltaica,” *Andusolar*, 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.andusolar.es/historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica>.
- [7] A. Shukla, T. K. Mallick, y P. C. Eames, “Impact of backtracking strategies on techno-economics of horizontal single-axis tracking solar photovoltaic power plants,” *Renewable Energy*.
- [8] Soltec, “TeamTrack Backtracking Algorithm,” *Soltec*, 2023. [Online]. Disponible en: <https://soltec.com/en/innovation/lab/teamtrack-backtracking-algorithm/>
- [9] Instituto Geográfico Nacional, “Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA)”, Gobierno de España. <https://pnoa.ign.es/inicio>
- [10] Instituto Geográfico Nacional, “El clima en España”, Gobierno de España. Disponible en: https://educativo.ign.es/atlas-didactico/clima-eso/el_clima_en_espaa.html
- [11] ClimateCharts.net, “ClimateCharts.net: Visualización de datos climáticos globales”. Disponible en: <https://climatecharts.net>
- [12] Meteotest, *Meteonorm 8: Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education*, Meteotest, 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.meteonorm.com>.
- [13] Instituto Geológico y Minero de España, “MAGNA 50 - Hoja 165”. Disponible en: <https://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50Hoja.aspx?language=es&id=165>
- [14] Concepto.de, “Energía solar”. Disponible en: <https://concepto.de/energia-solar/>
- [15] D. Barberá Santos. *Introducción a la Energía Fotovoltaica*. Universidad de Sevilla.

- [16] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation," *Solar Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1-19, 1960.
- [17] E3C, "Energía solar". <https://e3c.cl/f/energ%C3%ADa-solar>
- [18] PVsyst, "PVsyst Documentation". [Online]. Disponible en: <https://www.PVsyst.com>.
- [19] SFE Solar, "Orientación e inclinación de paneles solares," *SFE Solar*, 2019. [Online]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2019/08/Orientacion-e-inclinacion-de-paneles-solares.png>.
- [20] PVsyst, "PVsyst Documentation". [Online]. Disponible en: <https://www.PVsyst.com>.
- [21] O. Perpiñán Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica: Conceptos y Aplicaciones Prácticas*, 2012.
- [22] Solargis, "Solar meteo data for [P.S.F.V. Nivio III]," Solargis Prospect, 2025. Disponible en: <https://apps.solargis.com/prospect/detail/YF2DFG5OiDLAQCFD/solar-meteo/monthly>
- [23] EnergySage, "Monocrystalline vs. Polycrystalline Solar Panels: Which is better for you?" *EnergySage*, [Enlace]. Disponible en: <https://www.energysage.com/solar/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/>
- [24] Ecofener, "Tipos de paneles solares: ¿cuál es el adecuado para ti?", *Ecofener*, [Enlace], Disponible en: <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>.
- [25] Volts, "Best Solar Panels for Canada," *Volts Canada*, Feb. 2025. [Online]. Disponible en: <https://volts.ca/blogs/educational/best-solar-panels-for-canada>.
- [26] ESA Solar, "Estructuras fijas ESAFIXED," *ESA Solar*, Disponible en: <https://esasolar.com/estructuras-fijas-esafixed/>.
- [27] Mounting Systems, "Omega TR1," *Mounting Systems*, [Enlace], Disponible en: <https://www.mounting-systems.com/es/parques-solares-proyectos-a-gran-escala/vision-general-de-los-sistemas-fotovoltaicos/omega-tr1/>.
- [28] Antaisolar, "TAI-Universal Multiple Slew Drive Single Axis 2P Tracker," *Antaisolar*, Disponible en: https://www.antisolar.com/tai-universal-multiple-slew-drive-single-axis-2p-tracker_p26.html
- [29] Greening-e, "Seguidores solares," *Greening-e*, Disponible en: <https://greening-e.com/seguidores-solares/>
- [30] *Ilumin*, "Inversor a Red On Grid Interactivo - MultiString o Multi MPPT", YouTube, [abril, 2024]. [Online]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=4IYsZ5bJnQY>.

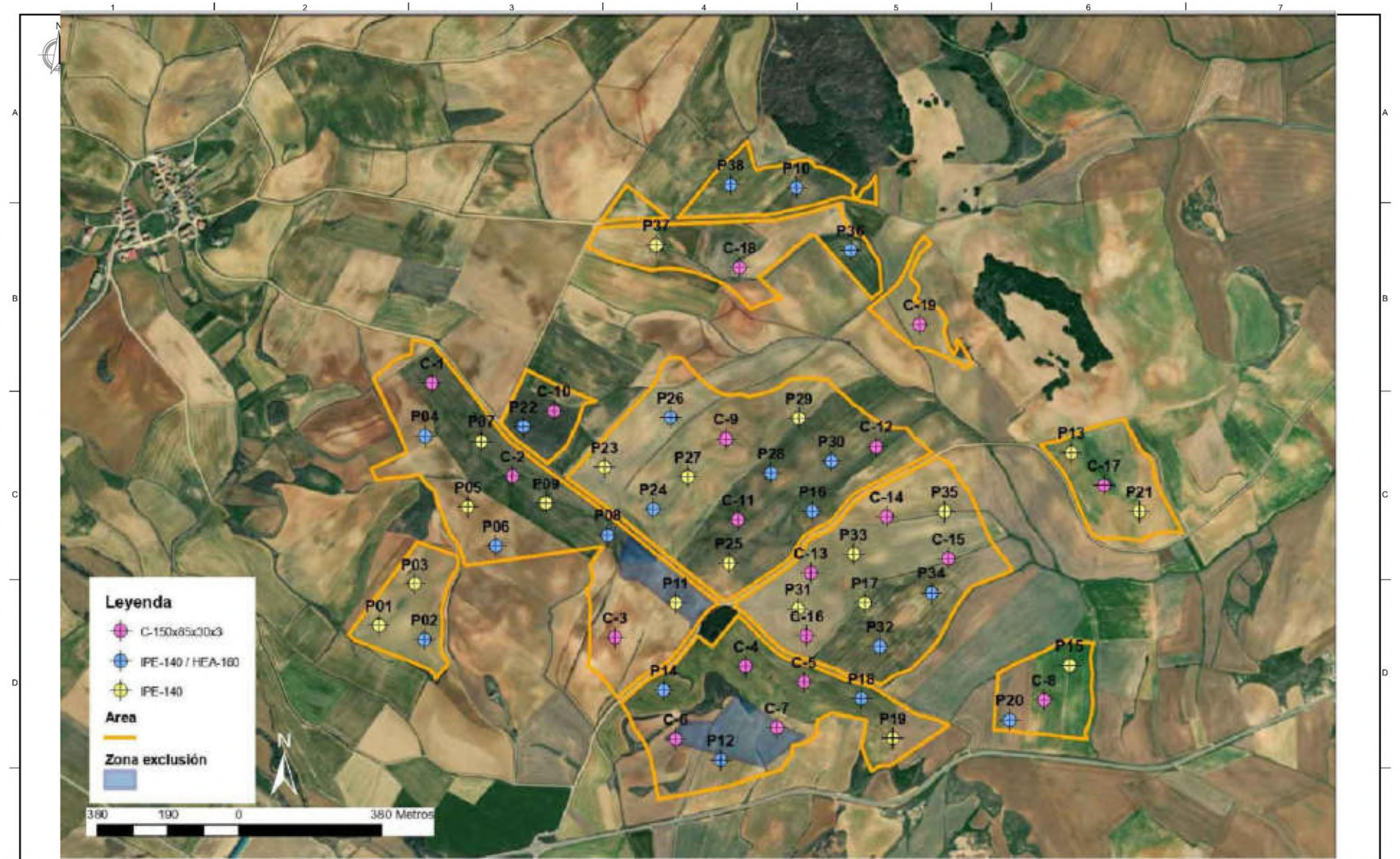
- [31] *Ilumin*, "Inversor Fotovoltaico Central a Red On Grid | Interactivo", YouTube, [fecha de publicación]. [abril, 2024]. Disponible en:
<https://www.youtube.com/watch?v=TmJfz3l3GUk>.
- [32] Boletín Oficial del Estado (BOE), "Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico," BOE-A-1986-10638, 1986. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/pdf/1986/BOE-A-1986-10638-consolidado.pdf>.
- [33] Google Earth, "Vista satelital de P.S.F.V. Nivio III," 2025. [Online]. Available: <https://earth.google.com/>.
- [34] Ayuntamiento de Palencia, "Normativa Urbanística. Plan General de Ordenación Urbana (PGOU)," [Online]. Available:
https://www.aytopalencia.es/sites/default/files/ayuntamiento/planeamiento/PGOU/tomo_ii_normativa_urbanistica.pdf.
- [35] Fundación Renovables y Universidad de Murcia, *Diseño e implementación de herramientas de cálculo para sistemas de energías renovables*. Fundación Renovables, diciembre de 2019. [En línea]. Disponible en: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2019/12/PROYECTO-HERRAMIENTAS-DE-CALCULO-PARA-ENERGIAS-RENOVABLES.pdf>
- [36] B. Taliule, "Dimensionamiento de módulos por string no inversor fotovoltaico," Fotus, 2020. [Online]. Available: <https://fotus.com.br/blog/dimensionamento-de-modulos-por-string-no-inversor-fotovoltaico/>
- [37] H. Farhat, "What is the pitch distance and why is it important?", RatedPower Blog, 4 mayo 2022. [En línea]. Disponible en: <https://ratedpower.com/blog/pitch-distance/>.
- [38] Eging PV, *Catálogo de módulos fotovoltaicos*, 2024. [En línea]. Disponible en:
<https://www.egingpv.com/>
- [39] Red Eléctrica de España, *Informe del sistema eléctrico español 2023*, Red Eléctrica de España, 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/es/publicaciones/informes-del-sistema-electrico>
- [40]

ANEXO I: PLANOS



01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/02/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					
PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TÍTULO DE PLANO : EMPLAZAMIENTO					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-01		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3

02_POT.DWG

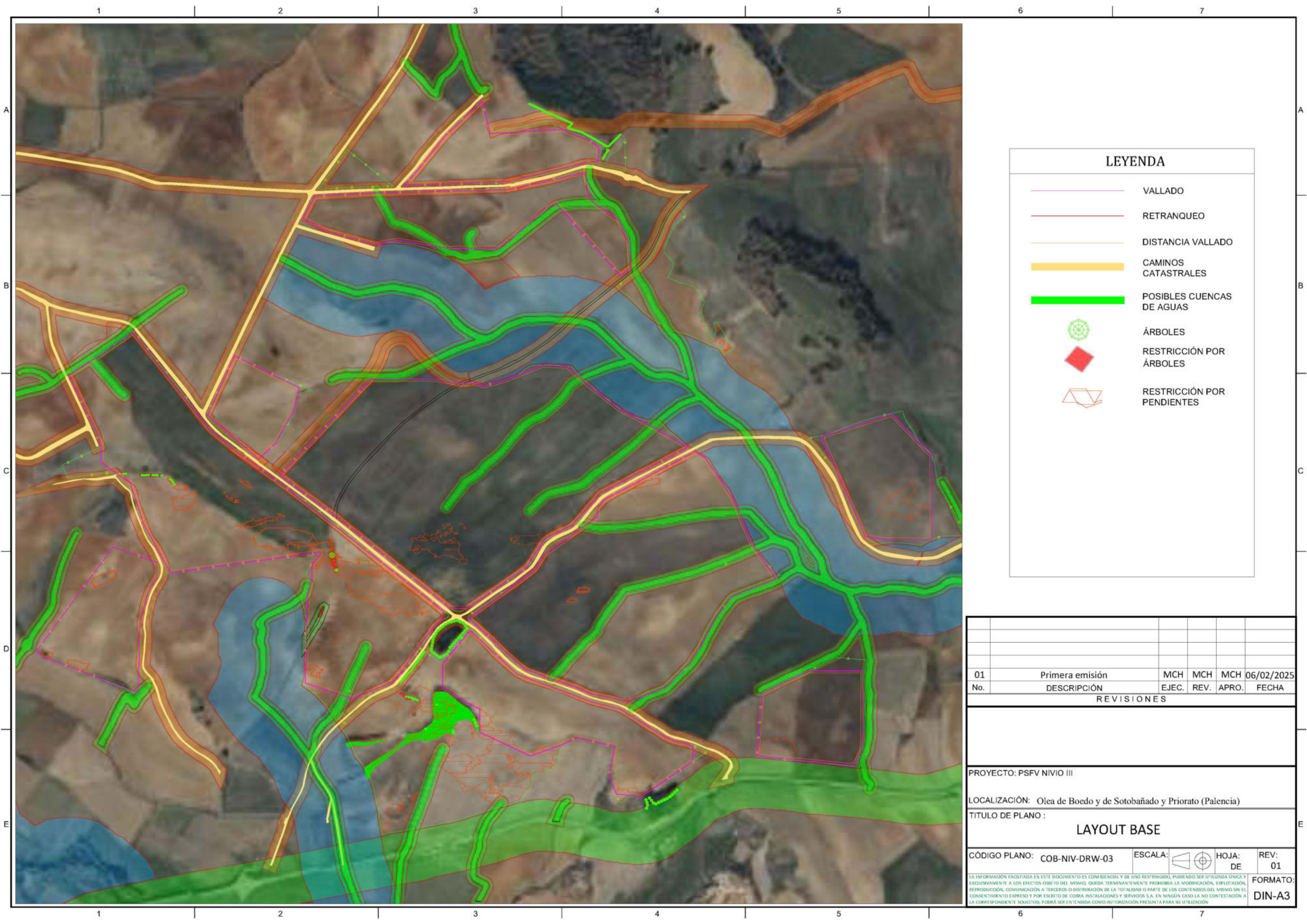


REVISIONES					
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
01	Primera edición	MCH	MCH		8/02/2025

LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBIA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN

FORMATO:
DIN-A3

PROYECTO:		PSFV NIVIO III			
LOCALIZACIÓN:		Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)			
TÍTULO DE PLANO:		LAYOUT POT			
CÓDIGO PLANO:		COB-NIV-DRW-02		ESCALA:	HOJA: 01 DE 01
					REV: 01



LEYENDA

VALLADO

RETRANQUEO

DISTANCIA VALLADO

CAMINOS CATASTRALES

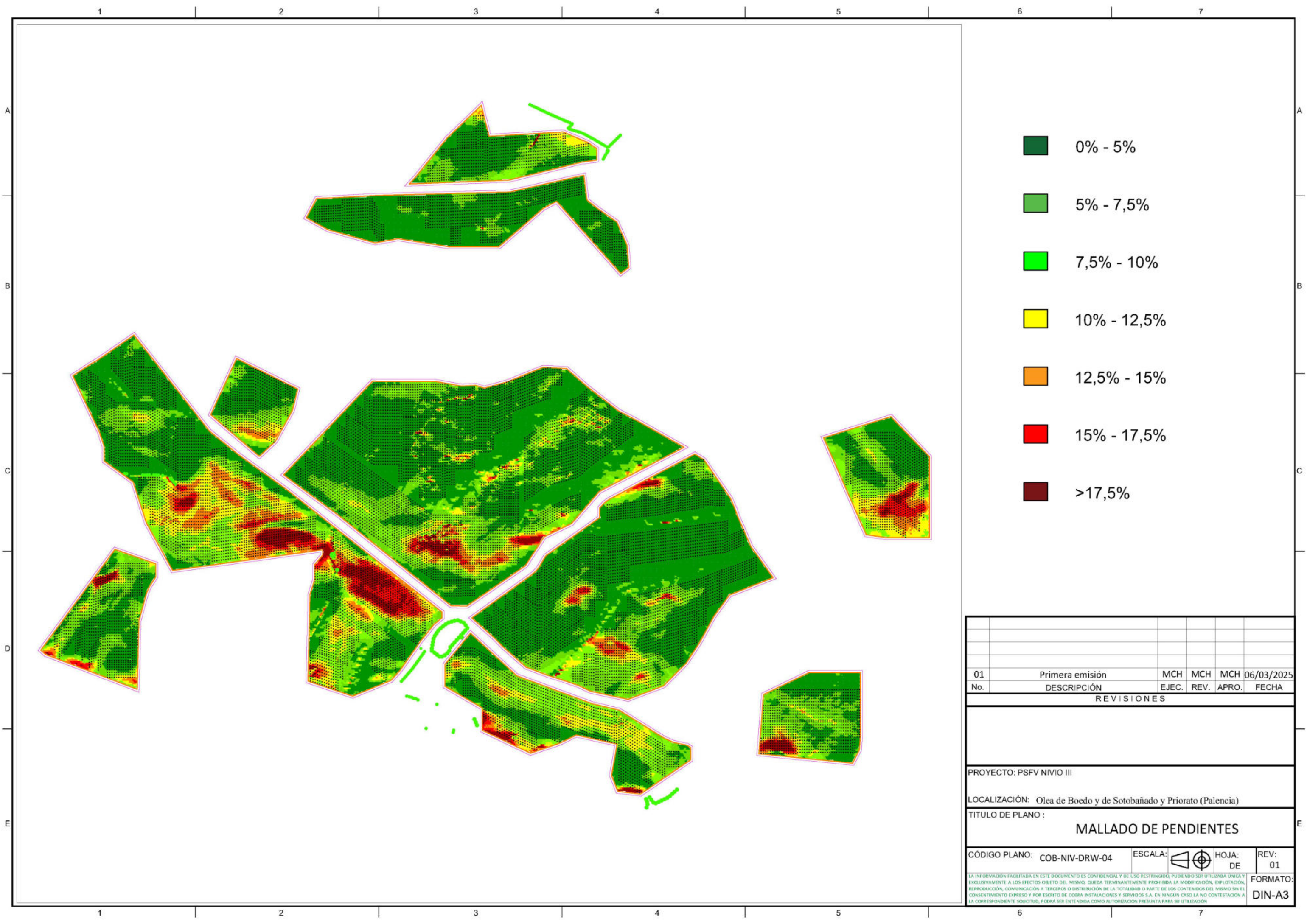
POSIBLES CUENCAS DE AGUAS

ÁRBOLES

RESTRICCIÓN POR ÁRBOLES

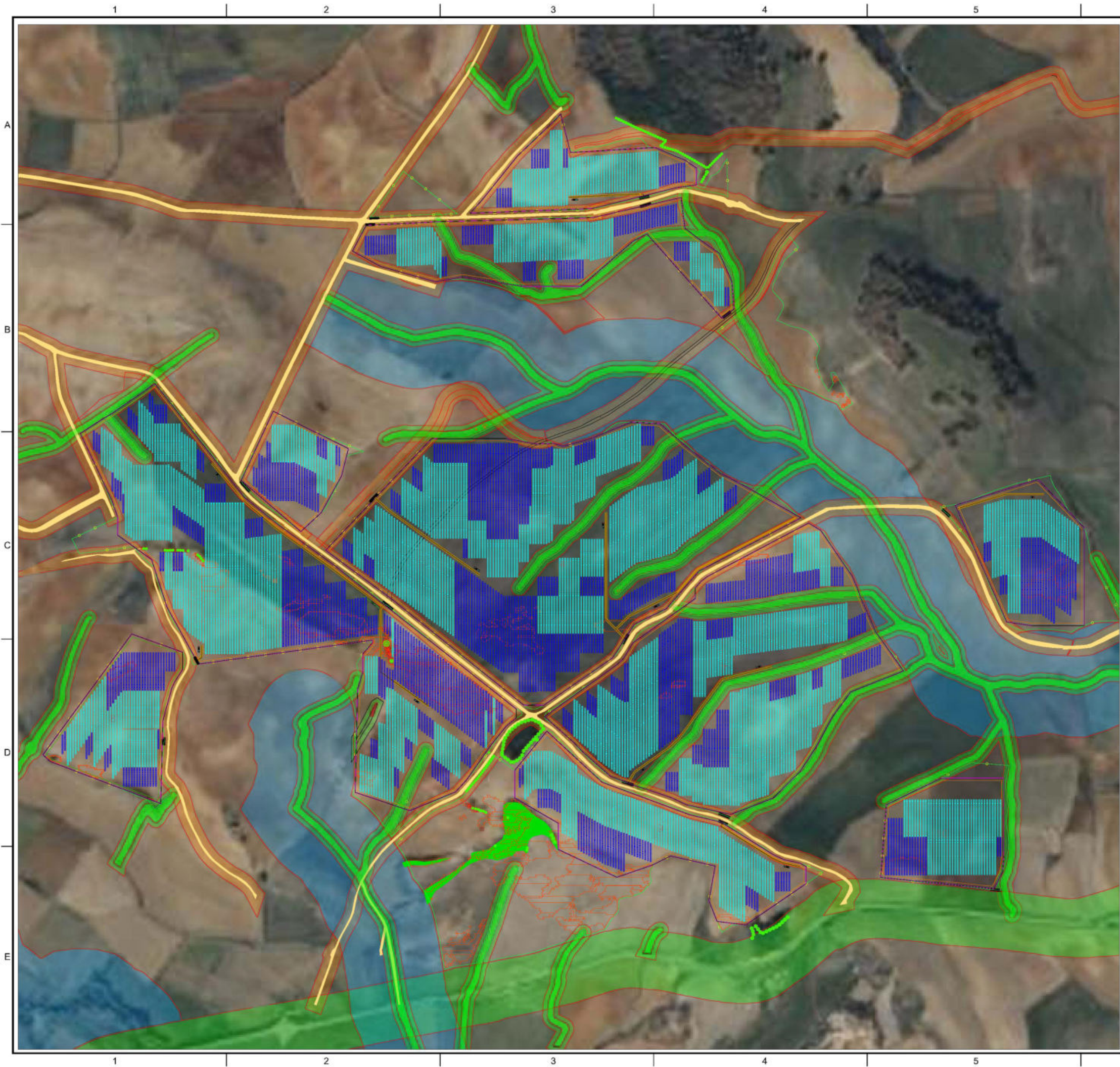
RESTRICCIÓN POR PENDIENTES

01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/02/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					
PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT BASE					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-03		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE CORREA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					
					FORMATO: DIN-A3



- 0% - 5%
- 5% - 7,5%
- 7,5% - 10%
- 10% - 12,5%
- 12,5% - 15%
- 15% - 17,5%
- >17,5%

01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/03/2025	
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA	
REVISIONES						
PROYECTO: PSFV NIVIO III						
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)						
TITULO DE PLANO :						
MALLADO DE PENDIENTES						
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-04		ESCALA:		HOJA: DE		REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICA Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE CORREA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTEÑIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.						
						FORMATO: DIN-A3



Información planta fotovoltaica
PV Plant Information

Distancia entre estructuras / *Spacing between structures*
Pitch 5,5 m.

Potencia / *Power*
79,8 MWp

Cantidad de estructuras / *Structures Quantity*

1Vx29 Outer 1362 Uds.

1Vx58 Outer 1257 Uds.

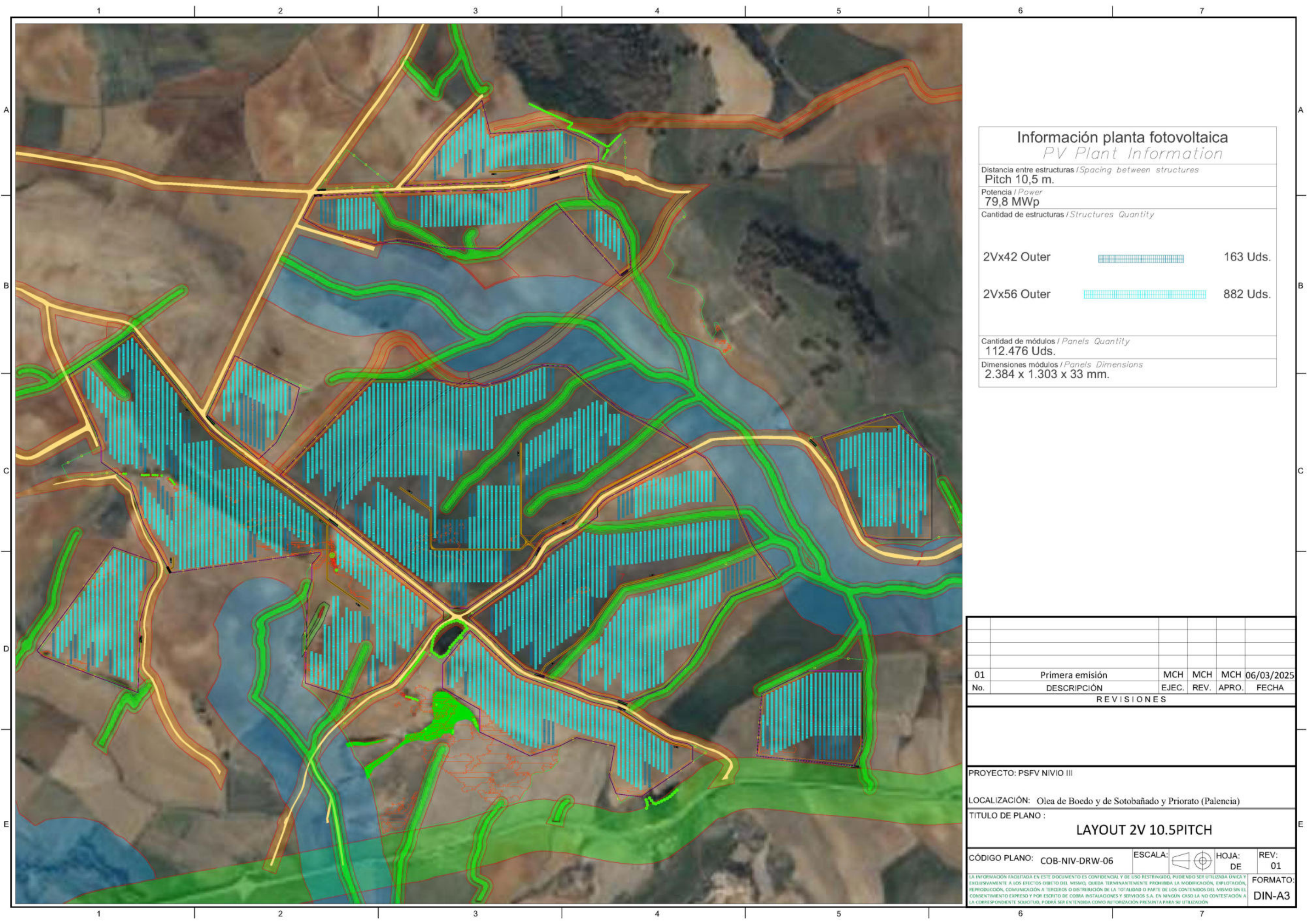
Cantidad de módulos / *Panels Quantity*
112.404 Uds.

Dimensiones módulos / *Panels Dimensions*
2.384 x 1.303 x 33 mm.

01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	17/03/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					

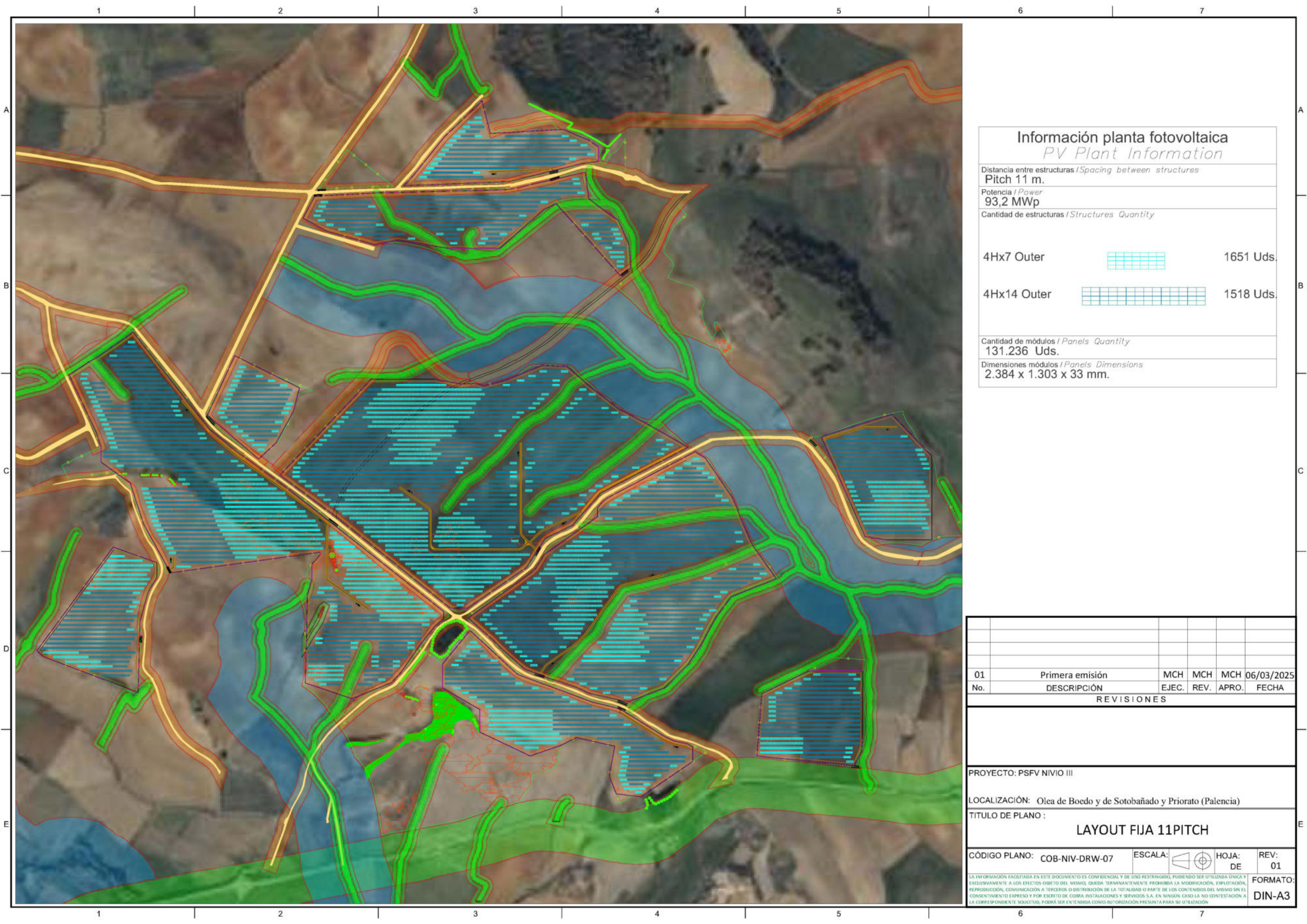
PROYECTO: PSFV NIVIO III
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)
TITULO DE PLANO :
LAYOUT 1V 5.5PITCH

CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-05	ESCALA:	HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.			
FORMATO: DIN-A3			



Información planta fotovoltaica	
PV Plant Information	
Distancia entre estructuras / Spacing between structures	
Pitch 10,5 m.	
Potencia / Power	
79,8 MWp	
Cantidad de estructuras / Structures Quantity	
2Vx42 Outer	163 Uds.
2Vx56 Outer	882 Uds.
Cantidad de módulos / Panels Quantity	
112.476 Uds.	
Dimensiones módulos / Panels Dimensions	
2.384 x 1.303 x 33 mm.	

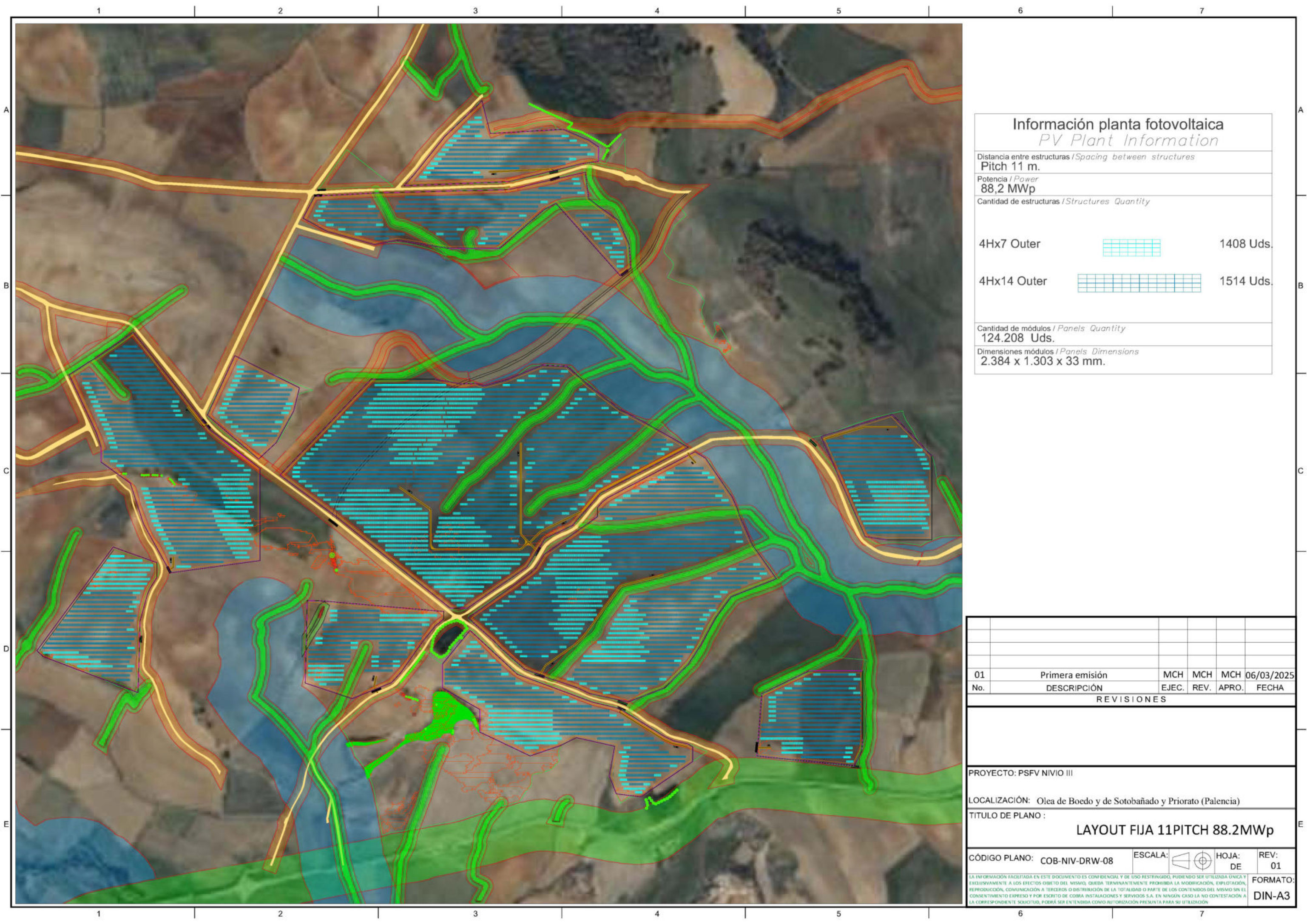
01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/03/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					
PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT 2V 10.5PITCH					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-06		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3



Información planta fotovoltaica <i>PV Plant Information</i>	
Distancia entre estructuras / <i>Spacing between structures</i>	Pitch 11 m.
Potencia / <i>Power</i>	93,2 MWp
Cantidad de estructuras / <i>Structures Quantity</i>	
4Hx7 Outer	1651 Uds.
4Hx14 Outer	1518 Uds.
Cantidad de módulos / <i>Panels Quantity</i>	131.236 Uds.
Dimensiones módulos / <i>Panels Dimensions</i>	2.384 x 1.303 x 33 mm.

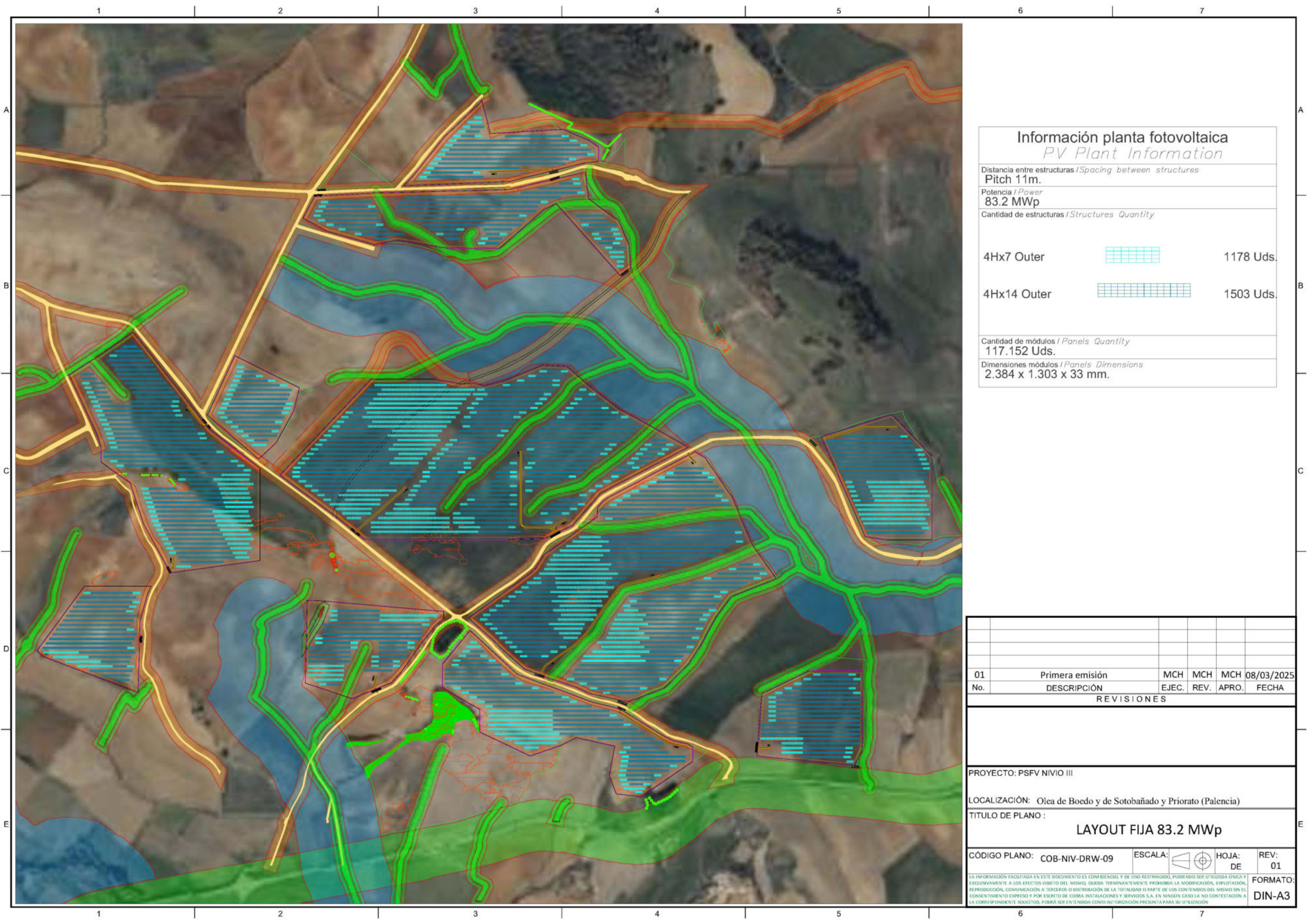
01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/03/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					

PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT FIJA 11PITCH					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-07	ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01	
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3



Información planta fotovoltaica	
PV Plant Information	
Distancia entre estructuras / Spacing between structures	
Pitch 11 m.	
Potencia / Power	
88,2 MWp	
Cantidad de estructuras / Structures Quantity	
4Hx7 Outer	1408 Uds.
4Hx14 Outer	1514 Uds.
Cantidad de módulos / Panels Quantity	
124.208 Uds.	
Dimensiones módulos / Panels Dimensions	
2.384 x 1.303 x 33 mm.	

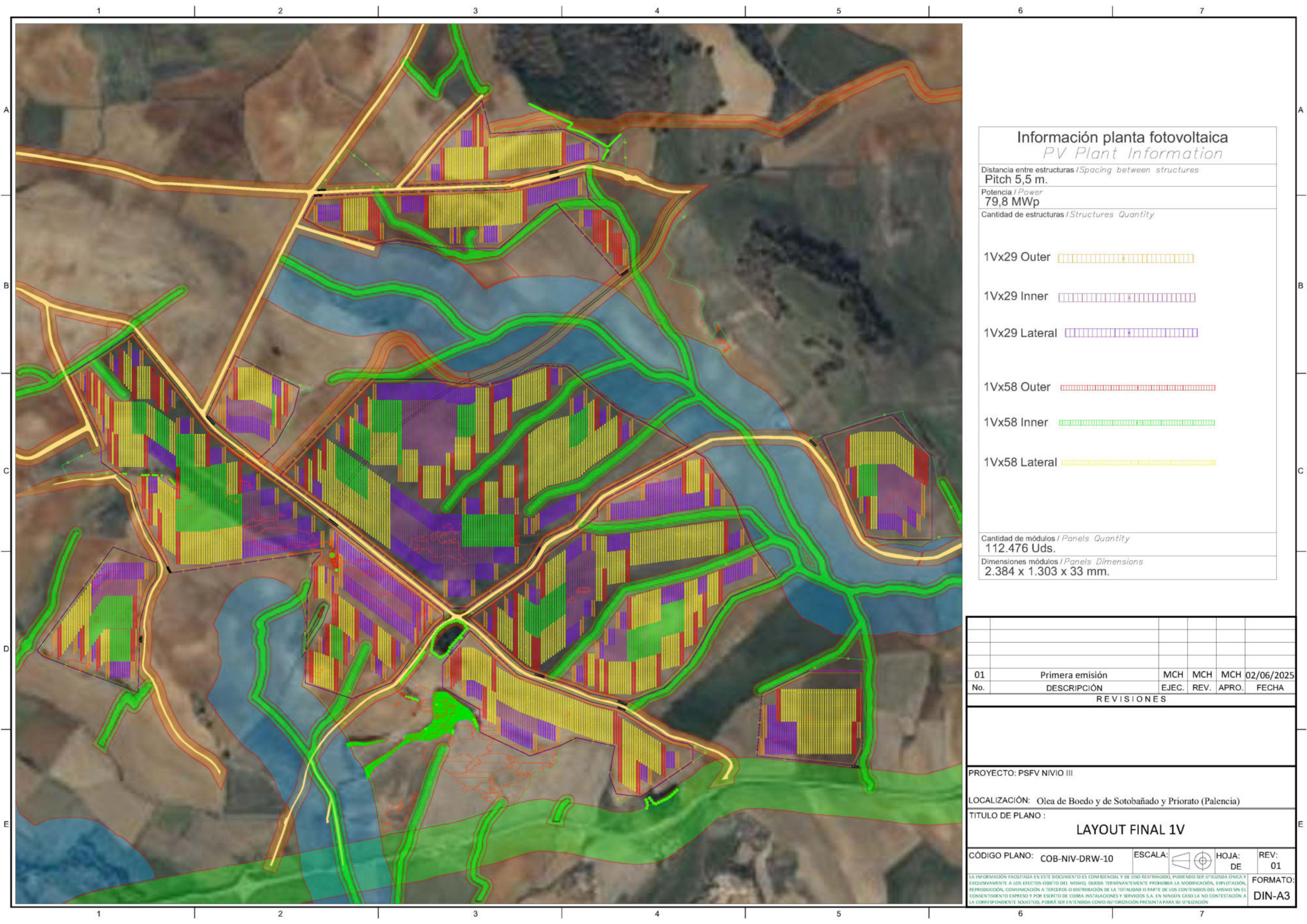
01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	06/03/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					
PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT FIJA 11PITCH 88.2MWp					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-08		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PREJUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3



Información planta fotovoltaica	
PV Plant Information	
Distancia entre estructuras / <i>Spacing between structures</i>	
Pitch 11m.	
Potencia / <i>Power</i>	
83.2 MWp	
Cantidad de estructuras / <i>Structures Quantity</i>	
4Hx7 Outer	1178 Uds.
4Hx14 Outer	1503 Uds.
Cantidad de módulos / <i>Panels Quantity</i>	
117.152 Uds.	
Dimensiones módulos / <i>Panels Dimensions</i>	
2.384 x 1.303 x 33 mm.	

01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	08/03/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					

PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT FIJA 83.2 MWp					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-09		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICA Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER ENTENDIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3



Información planta fotovoltaica
PV Plant Information

Distancia entre estructuras / *Spacing between structures*
Pitch 5,5 m.

Potencia / *Power*
79,8 MWp

Cantidad de estructuras / *Structures Quantity*

1Vx29 Outer

1Vx29 Inner

1Vx29 Lateral

1Vx58 Outer

1Vx58 Inner

1Vx58 Lateral

Cantidad de módulos / *Panels Quantity*
112.476 Uds.

Dimensiones módulos / *Panels Dimensions*
2.384 x 1.303 x 33 mm.

01	Primera emisión	MCH	MCH	MCH	02/06/2025
No.	DESCRIPCIÓN	EJEC.	REV.	APRO.	FECHA
REVISIONES					
PROYECTO: PSFV NIVIO III					
LOCALIZACIÓN: Olea de Boedo y de Sotobañado y Priorato (Palencia)					
TITULO DE PLANO : LAYOUT FINAL 1V					
CÓDIGO PLANO: COB-NIV-DRW-10		ESCALA:		HOJA: DE	REV: 01
LA INFORMACIÓN FACILITADA EN ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y DE USO RESTRINGIDO, PUDIENDO SER UTILIZADA ÚNICAMENTE Y EXCLUSIVAMENTE A LOS EFECTOS OBJETO DEL MISMO, QUEDA TERMINANTEMENTE PROHIBIDA LA MODIFICACIÓN, EXPLOTACIÓN, REPRODUCCIÓN, COMUNICACIÓN A TERCEROS O DISTRIBUCIÓN DE LA TOTALIDAD O PARTE DE LOS CONTENIDOS DEL MISMO SIN EL CONSENTIMIENTO EXPRESO Y POR ESCRITO DE COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A. EN NINGÚN CASO LA NO CONTESTACIÓN A LA CORRESPONDIENTE SOLICITUD, PODRÁ SER EN TIENIDA COMO AUTORIZACIÓN PRESUNTA PARA SU UTILIZACIÓN.					FORMATO: DIN-A3

ANEXO II: SIMULACIONES

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

Tracking system with backtracking

System power: 79.81 MWp

Nivia - Spain

Author

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Project summary

Geographical Site

Nivia
Spain

Situation

Latitude 42.60 °N
Longitude -4.43 °W
Altitude 931 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Nivio
Nivio_SolarGISv2.2.28 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt 0.2 °
Avg axis azim. 0 °
Phi min / max. +/- 55 °
Diffuse shading all trackers

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

System information

PV Array

Nb. of modules 112404 units
Pnom total 79.81 MWp

Tracking system with backtracking

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units 23 units
Pnom total 79.05 MWac
Grid power limit 70.62 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.130

Results summary

Produced Energy	144.42 GWh/year	Specific production	1810 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.42 %
Apparent energy	147.51 GVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt 0.2 °
Avg axis azim. 0 °
Phi min / max. +/- 55 °
Diffuse shading all trackers

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Tracking system with backtracking

Field properties

Nb. of trackers 2610 units
Tracking plane, tilted axis

Sizes

Tracker Spacing 5.50 m
Collector width 2.38 m
Average GCR 43.3 %

Backtracking limit angle

Phi limits +/- 64.3 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch 5.50 m
Backtracking width 2.38 m
Left inactive band 0.00 m
Right inactive band 0.00 m
Backtracking GCR 43.3 %
Parameters choice:Automatic

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.9 °

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 5.50 m
Tracker width 2.38 m
GCR 43.3 %
Axis height above ground 1.50 m
Nb. of sheds 2610 units

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 86 %
Rear shading factor 3.6 %
Rear mismatch loss 4.5 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.20	0.20	0.21	0.23	0.23	0.20	0.17	0.16	0.16	0.19

Grid injection point

Grid power limitation

Active power 70.62 MWac
Pnom ratio 1.130

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.980



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer EGING PV
Model EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 710 Wp
Number of PV modules 112404 units
Nominal (STC) 79.81 MWp
Modules 3876 string x 29 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 73.87 MWp
U mpp 1082 V
I mpp 68268 A

Total PV power

Nominal (STC) 79807 kWp
Total 112404 modules
Module area 349166 m²

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG3125HV-30
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 3437 kWac
Number of inverters 23 units
Total power 79051 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 79051 kWac
Number of inverters 23 units
Pnom ratio 1.01
Inverter PNom limit defined as apparent power

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.26 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 600 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC

Inverter: SG3125HV-30

Wire section (23 Inv.) Copper 23 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 13 m



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

AC wiring losses

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 1500 mm ²
Length	8750 m
Loss Fraction	1.00 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	30 kV
----------------	-------

Transformer parameters

Nominal power at STC	78.61 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	79.05 kVA
Iron loss fraction	0.10 % at STC
Copper loss	786.10 kVA
Copper loss fraction	1.00 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.05 mΩ



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Horizon definition

CSV horizon file, lat:42.60237807664133, lng:-4.4281768798828125, exported by so

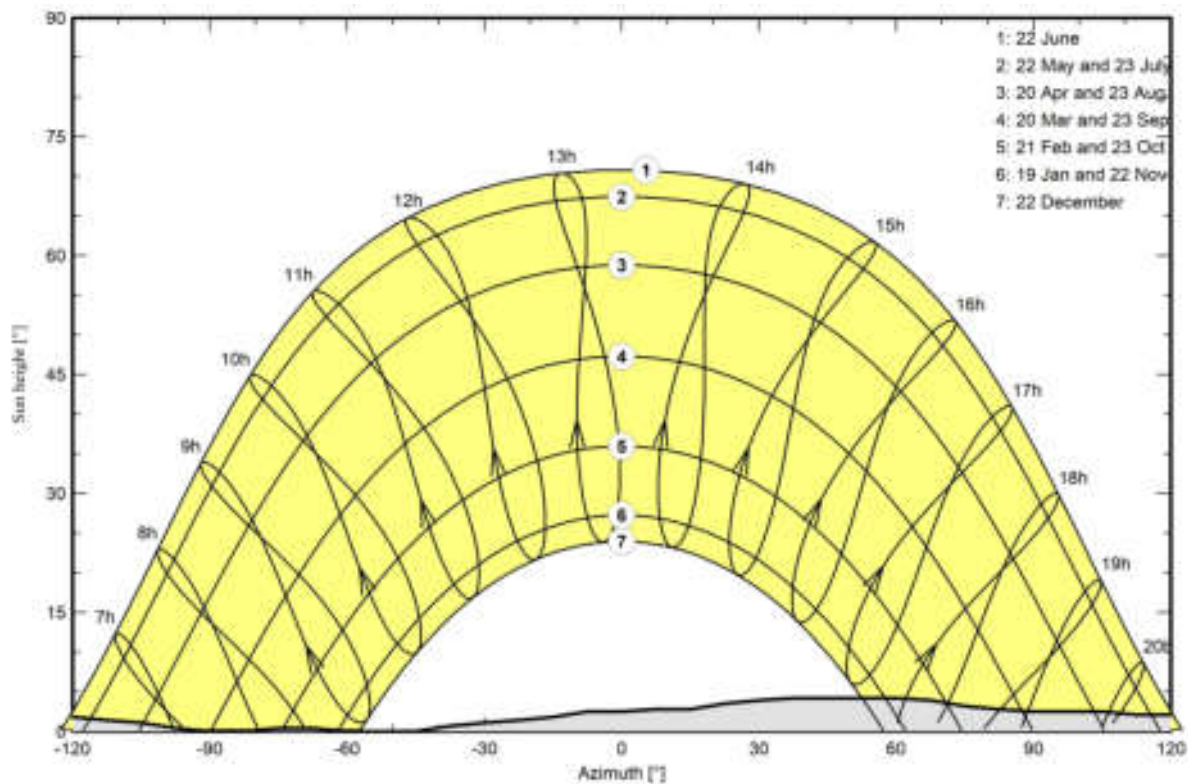
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	1.4	1.4	1.1	0.7	1.1	2.1	2.1	1.8	1.4	1.1	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	0.4	0.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.8	2.5	2.5	2.8	2.8	3.5	3.9	4.2
Azimuth [°]	60	68	75	83	90	105	113	120	128	135	143	158	165	173
Height [°]	4.2	3.9	3.2	2.8	2.5	2.5	2.1	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.1	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

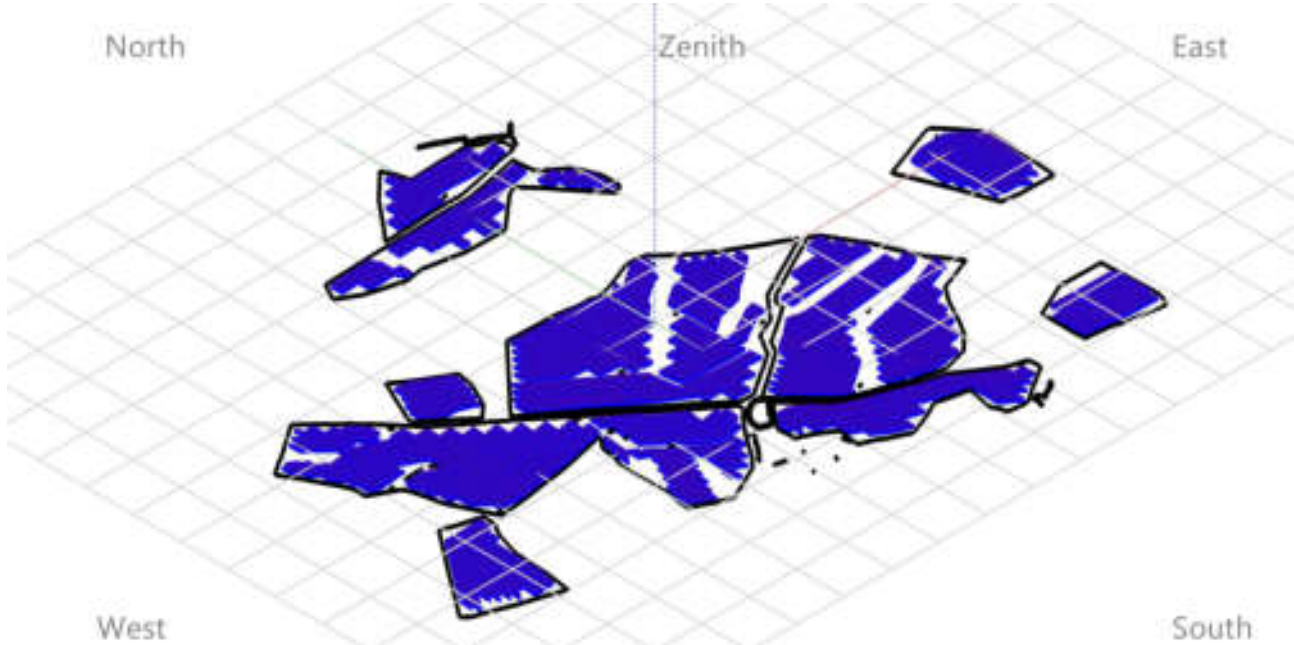
PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

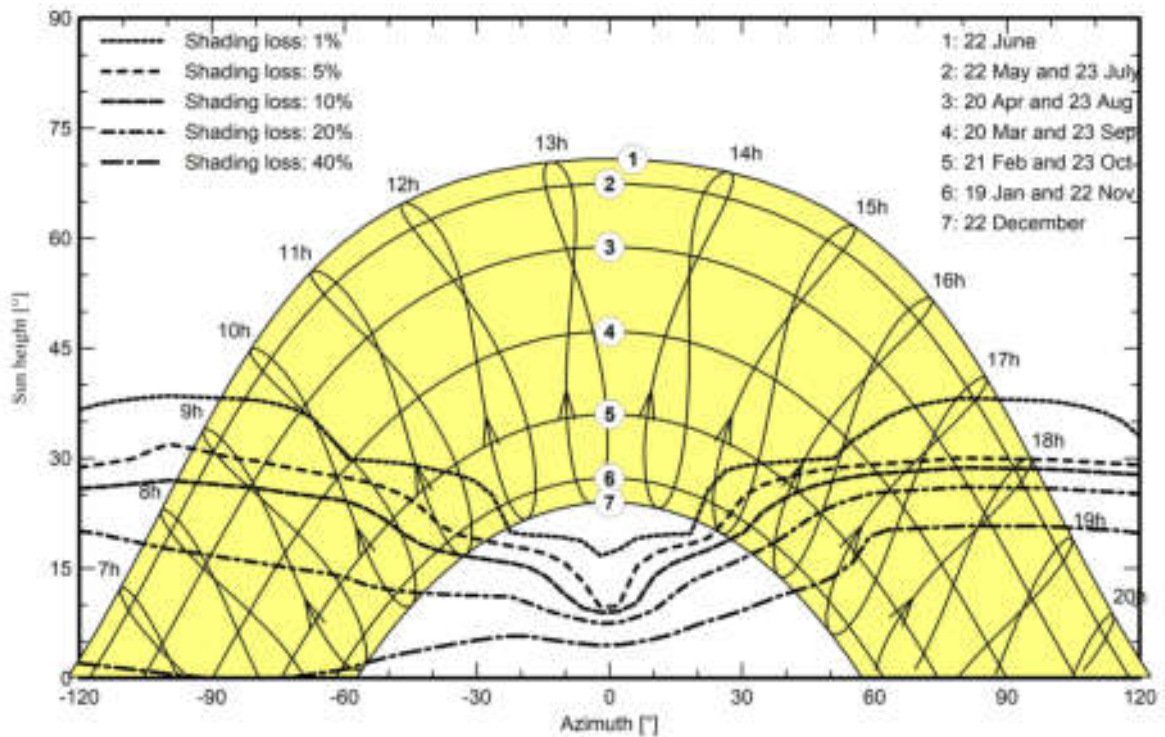
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

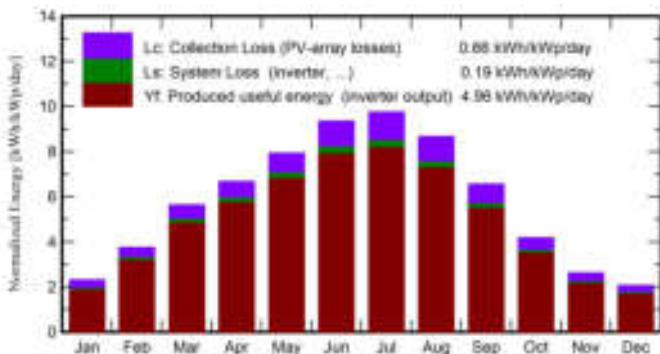
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Main results

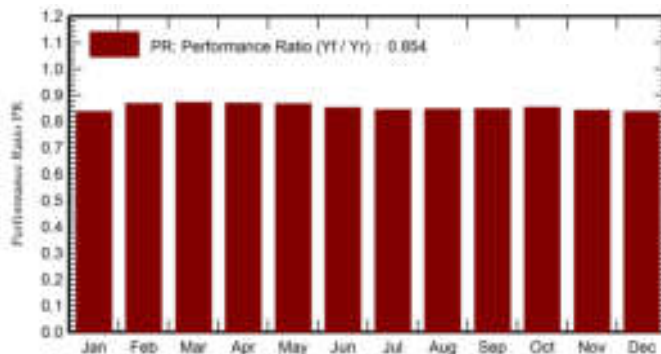
System Production

Produced Energy	144.42 GWh/year	Specific production	1810 kWh/kWp/year
Apparent energy	147.51 GVAh/year	Perf. Ratio PR	85.42 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	24.20	5.23	71.5	63.1	4.96	4.77	0.837
February	79.2	31.27	4.90	105.2	95.8	7.55	7.28	0.868
March	132.4	50.11	6.74	174.4	161.0	12.57	12.13	0.871
April	153.2	62.57	9.43	200.3	186.0	14.41	13.90	0.869
May	190.9	70.76	12.41	245.8	230.4	17.65	17.00	0.866
June	216.5	72.96	16.90	280.7	263.8	19.82	19.09	0.852
July	230.0	65.40	18.84	302.3	284.5	21.15	20.37	0.844
August	201.4	60.41	18.74	268.5	252.4	18.83	18.15	0.847
September	147.7	49.94	16.11	196.9	183.0	13.81	13.32	0.848
October	96.1	39.66	10.44	129.7	118.6	9.14	8.83	0.852
November	59.6	26.99	8.45	78.7	70.1	5.49	5.29	0.842
December	47.9	22.41	3.37	64.4	56.2	4.47	4.30	0.837
Year	1608.2	576.66	10.99	2118.5	1964.8	149.86	144.42	0.854

Legends

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



Project: Nivio 3

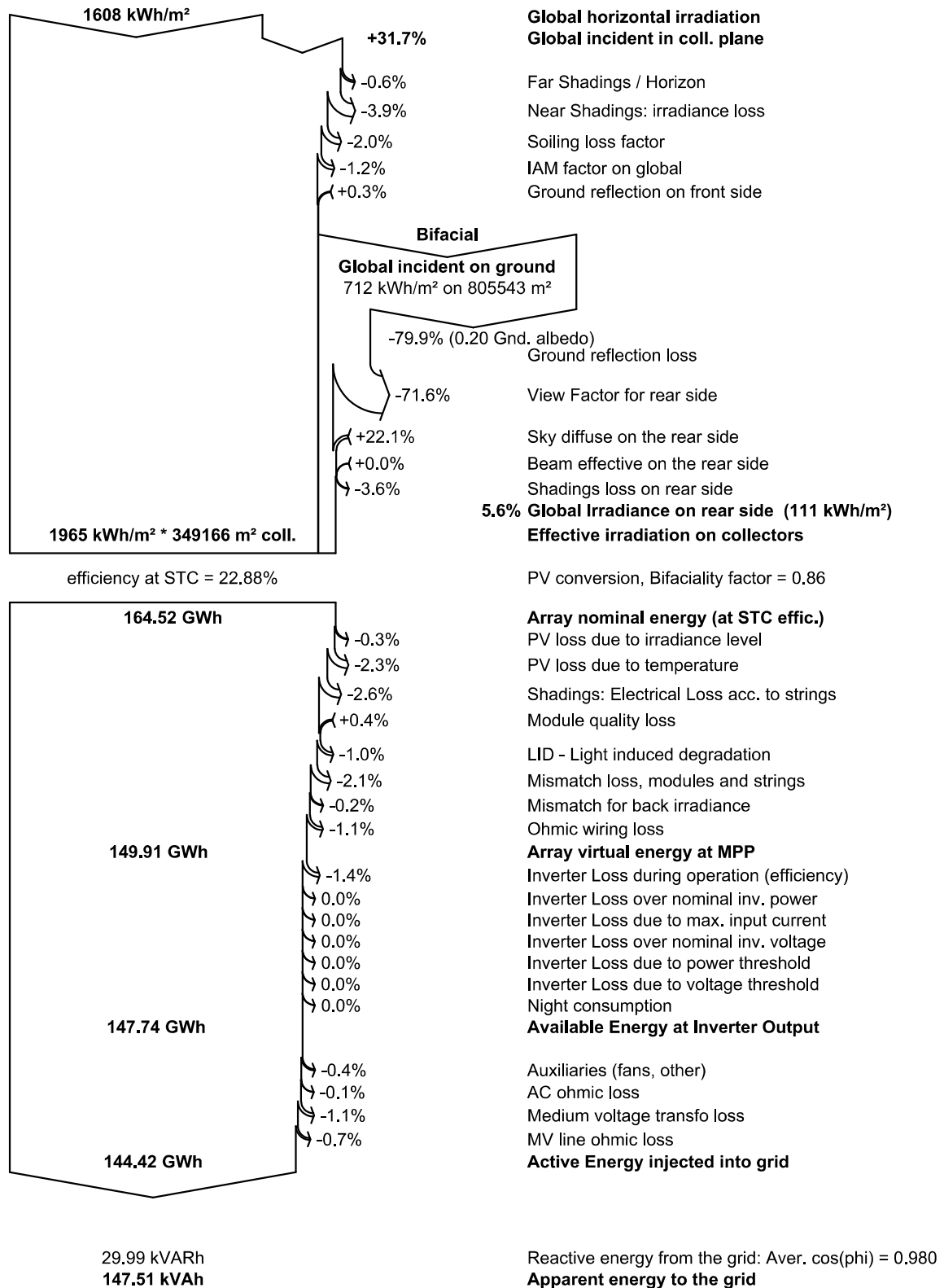
Variant: Simulación 1V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

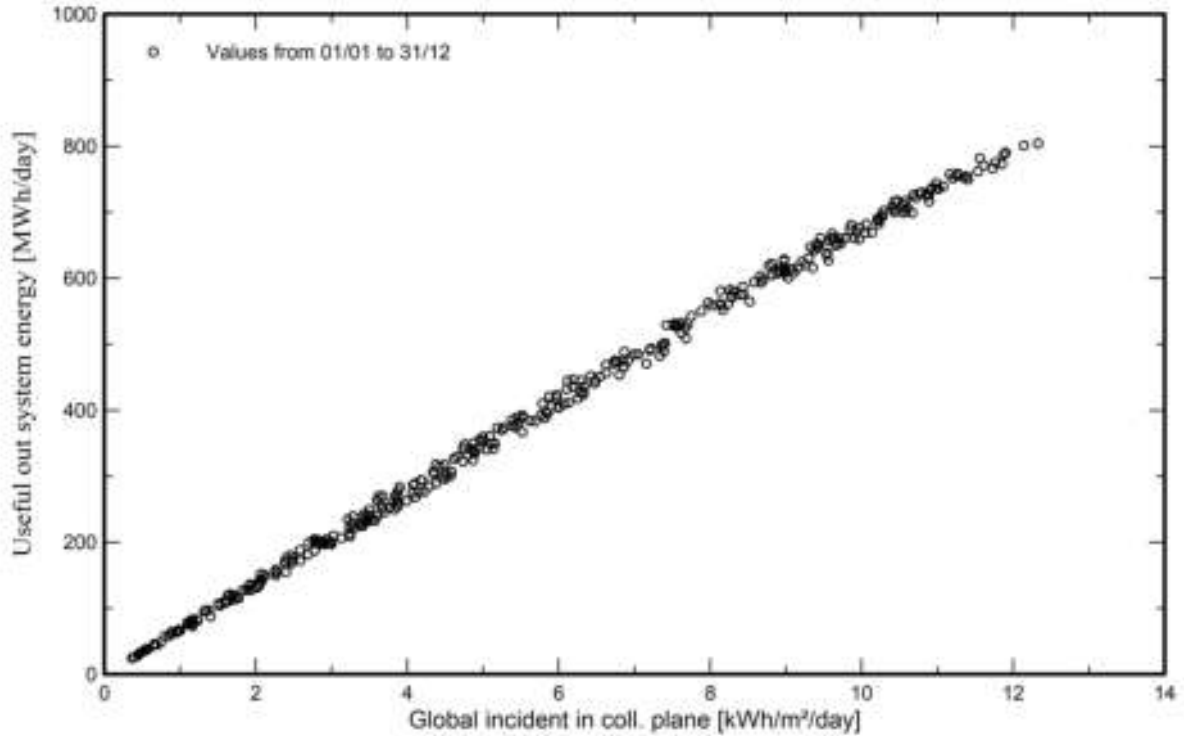
Loss diagram



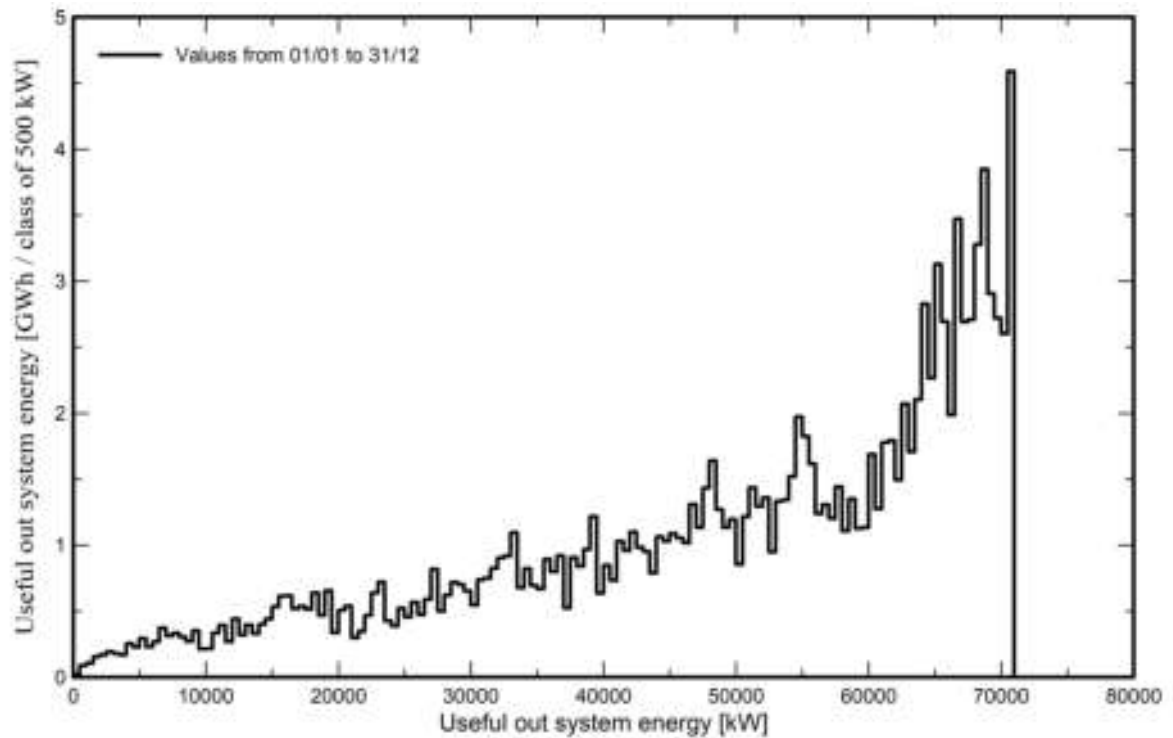


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

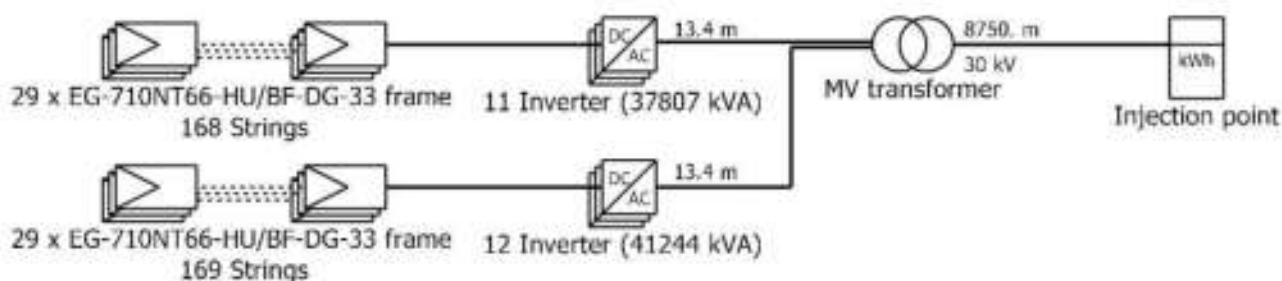




PVsyst V8.0.5

VC3, Simulation date:
23/04/25 16:06
with V8.0.5

Single-line diagram



PV module	EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
Inverter	SG3125HV-30
String	29 x EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

Nivio 3 Cobra Instalaciones y Servicios SA

VC3 : Simulación 1V Nivio 3

23/04/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

Tracking system with backtracking

System power: 79.86 MWp

Nivia - Spain

Author

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Project summary

Geographical Site

Nivia
Spain

Situation

Latitude 42.60 °N
Longitude -4.43 °W
Altitude 931 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Nivio
Nivio_SolarGISv2.2.28 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt 0.2 °
Avg axis azim. 0 °
Phi min / max. +/- 55 °
Diffuse shading all trackers

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

System information

PV Array

Nb. of modules 112476 units
Pnom total 79.86 MWp

Tracking system with backtracking

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units 23 units
Pnom total 79.05 MWac
Grid power limit 70.62 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.131

Results summary

Produced Energy	144.78 GWh/year	Specific production	1813 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.51 %
Apparent energy	147.87 GVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt 0.2 °
Avg axis azim. 0 °
Phi min / max. +/- 55 °
Diffuse shading all trackers

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Tracking system with backtracking

Field properties

Nb. of trackers 1045 units
Tracking plane, tilted axis

Sizes

Tracker Spacing 10.5 m
Collector width 4.79 m
Average GCR 45.6 %

Backtracking limit angle

Phi limits +/- 62.9 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch 10.3 m
Backtracking width 4.79 m
Left inactive band 0.00 m
Right inactive band 0.00 m
Backtracking GCR 46.5 %
Parameters choice:Automatic

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.9 °

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.50 m
Tracker width 4.79 m
GCR 45.6 %
Axis height above ground 2.46 m
Nb. of sheds 1045 units

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 86 %
Rear shading factor 3.6 %
Rear mismatch loss 4.5 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.20	0.20	0.21	0.23	0.23	0.20	0.17	0.16	0.16	0.19

Grid injection point

Grid power limitation

Active power 70.62 MWac
Pnom ratio 1.131

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.980



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer EGING PV
Model EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 710 Wp
Number of PV modules 112476 units
Nominal (STC) 79.86 MWp
Modules 4017 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 73.92 MWp
U mpp 1045 V
I mpp 70751 A

Total PV power

Nominal (STC) 79858 kWp
Total 112476 modules
Module area 349390 m²

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG3125HV-30
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 3437 kWac
Number of inverters 23 units
Total power 79051 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 79051 kWac
Number of inverters 23 units
Pnom ratio 1.01
Inverter PNom limit defined as apparent power

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.24 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 600 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC

Inverter: SG3125HV-30

Wire section (23 Inv.) Copper 23 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 13 m



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

AC wiring losses

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 1500 mm ²
Length	8750 m
Loss Fraction	1.00 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	30 kV
----------------	-------

Transformer parameters

Nominal power at STC	78.66 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	79.05 kVA
Iron loss fraction	0.10 % at STC
Copper loss	782.71 kVA
Copper loss fraction	1.00 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.05 mΩ



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Horizon definition

CSV horizon file, lat:42.60237807664133, lng:-4.4281768798828125, exported by so

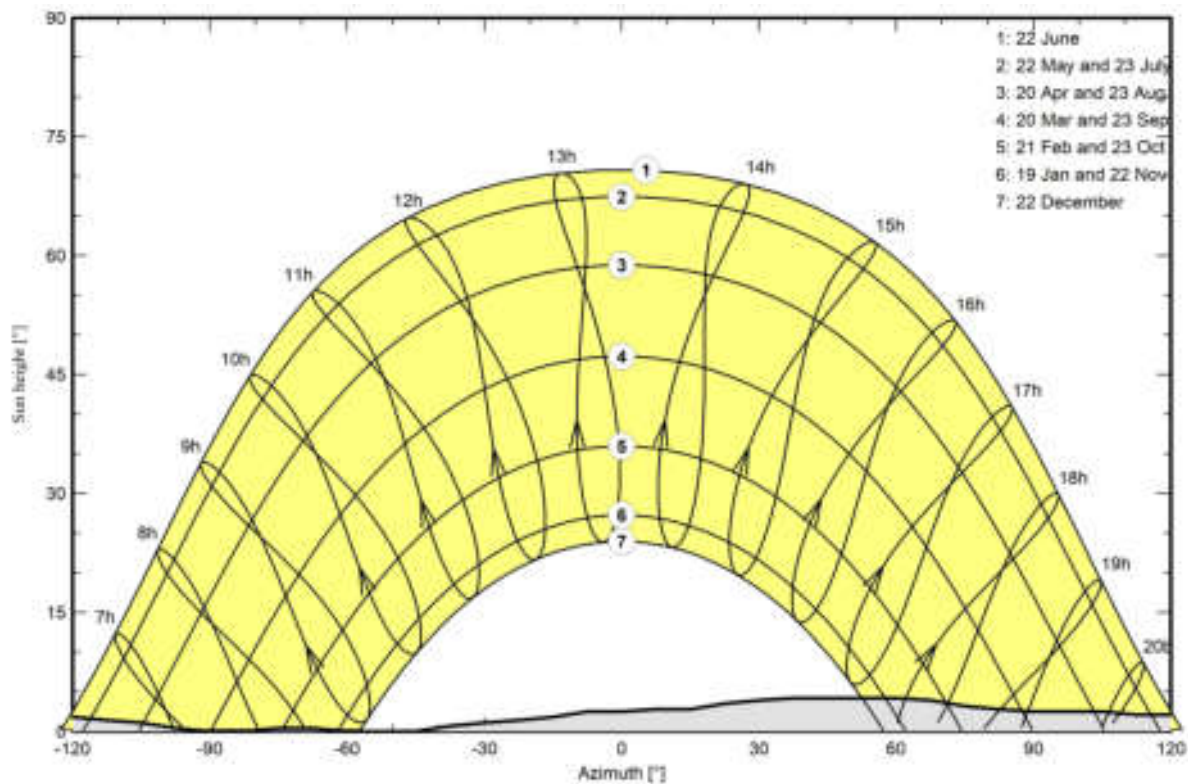
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	1.4	1.4	1.1	0.7	1.1	2.1	2.1	1.8	1.4	1.1	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	0.4	0.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.8	2.5	2.5	2.8	2.8	3.5	3.9	4.2
Azimuth [°]	60	68	75	83	90	105	113	120	128	135	143	158	165	173
Height [°]	4.2	3.9	3.2	2.8	2.5	2.5	2.1	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.1	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

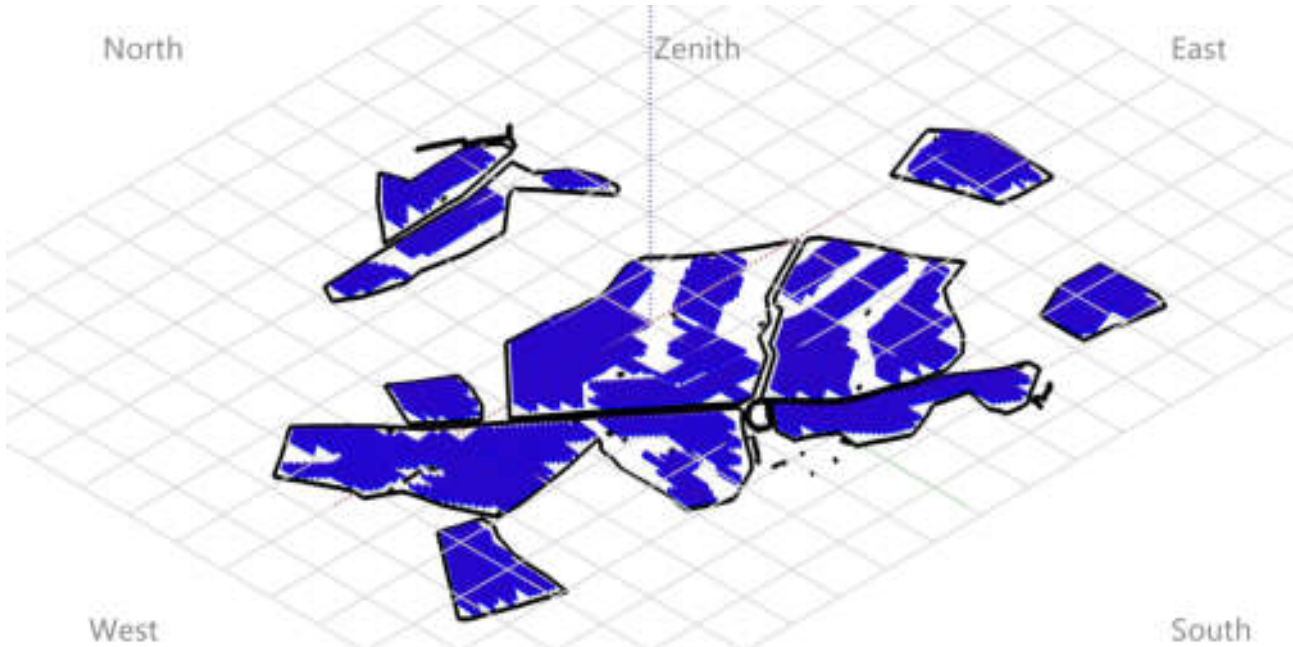
PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

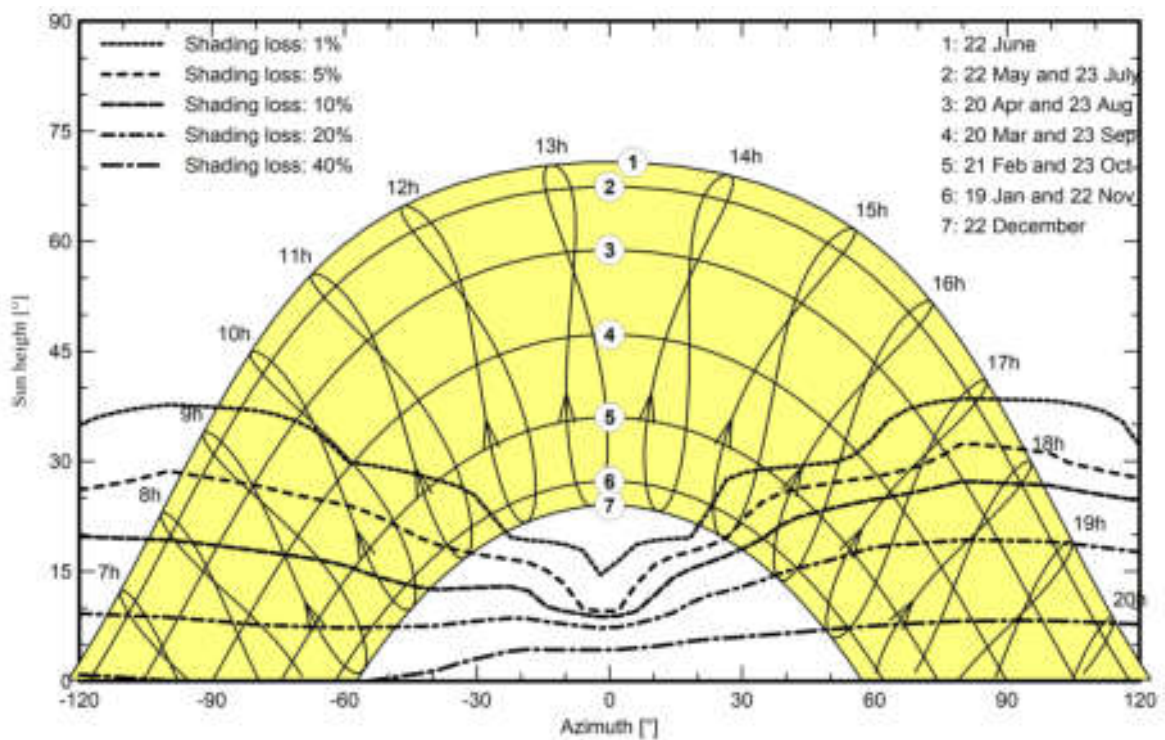
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

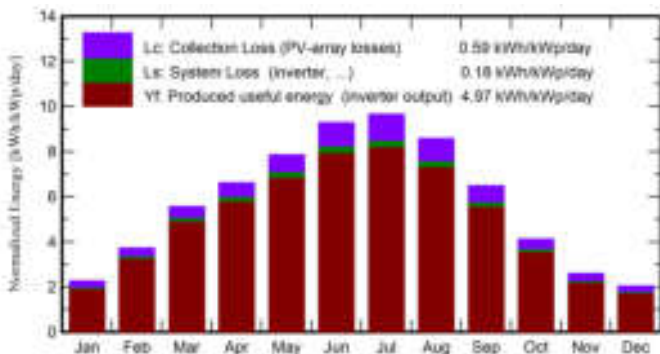
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Main results

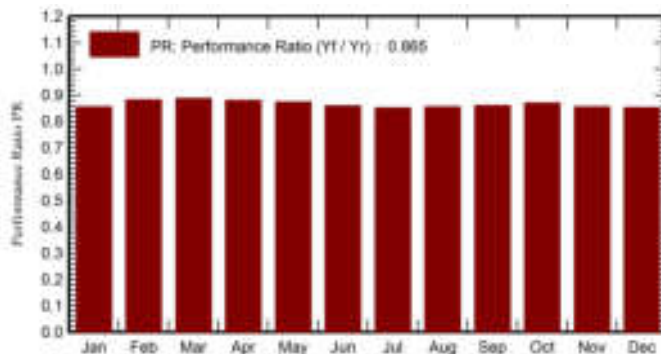
System Production

Produced Energy	144.78 GWh/year	Specific production	1813 kWh/kWp/year
Apparent energy	147.87 GVAh/year	Perf. Ratio PR	86.51 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	24.20	5.23	70.2	62.1	4.98	4.79	0.855
February	79.2	31.27	4.90	104.1	95.1	7.61	7.34	0.882
March	132.4	50.11	6.74	172.3	159.6	12.64	12.20	0.887
April	153.2	62.57	9.43	198.3	184.6	14.44	13.93	0.880
May	190.9	70.76	12.41	243.6	228.8	17.64	17.00	0.874
June	216.5	72.96	16.90	278.4	262.2	19.82	19.10	0.859
July	230.0	65.40	18.84	299.1	282.3	21.11	20.35	0.852
August	201.4	60.41	18.74	265.9	250.4	18.83	18.16	0.855
September	147.7	49.94	16.11	194.7	181.5	13.86	13.38	0.861
October	96.1	39.66	10.44	127.7	117.2	9.19	8.88	0.871
November	59.6	26.99	8.45	77.9	69.5	5.52	5.32	0.856
December	47.9	22.41	3.37	63.4	55.5	4.49	4.32	0.853
Year	1608.2	576.66	10.99	2095.6	1948.9	150.15	144.78	0.865

Legends

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



Project: Nivio 3

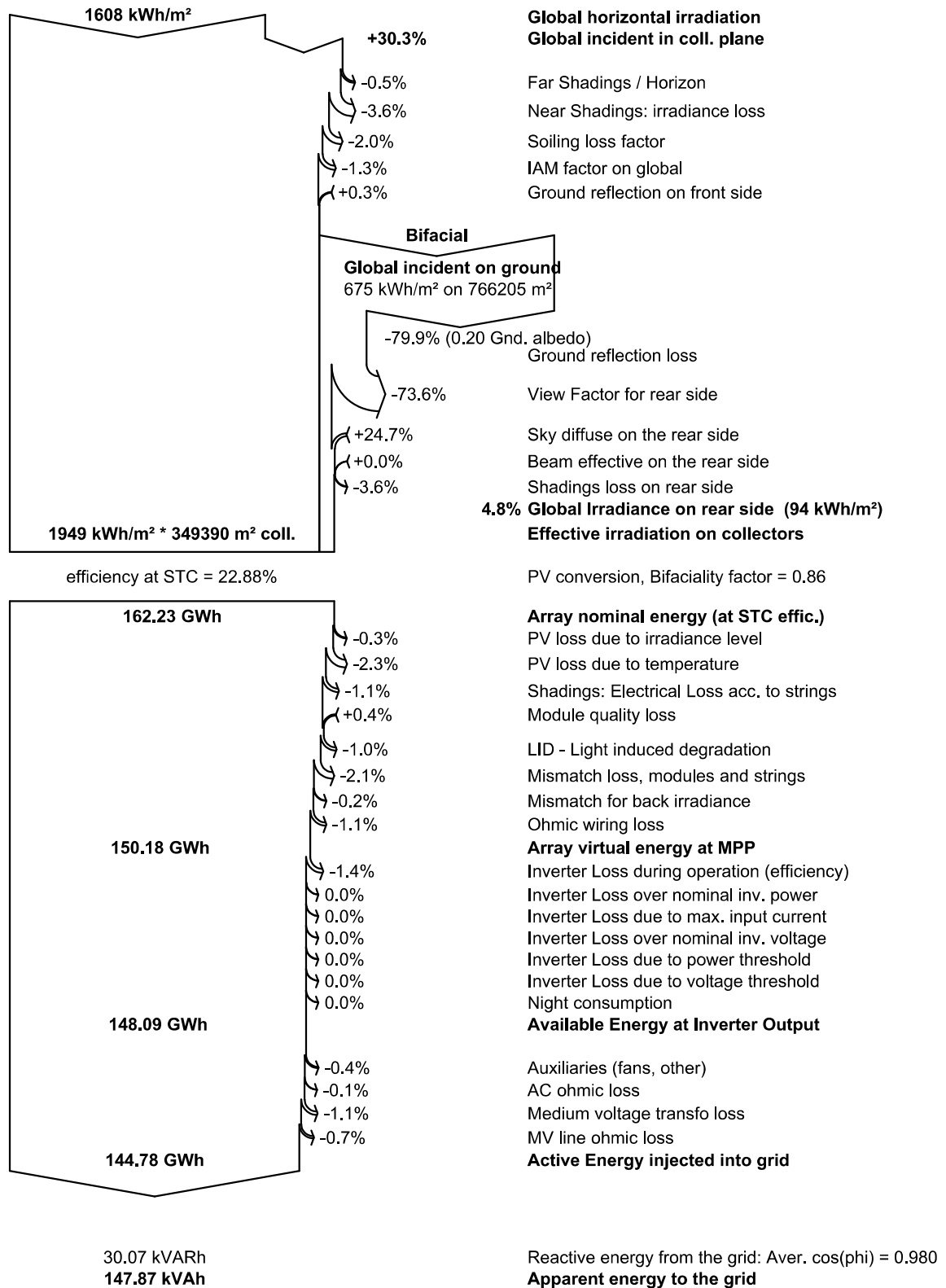
Variant: Simulación 2V Nivio 3

PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

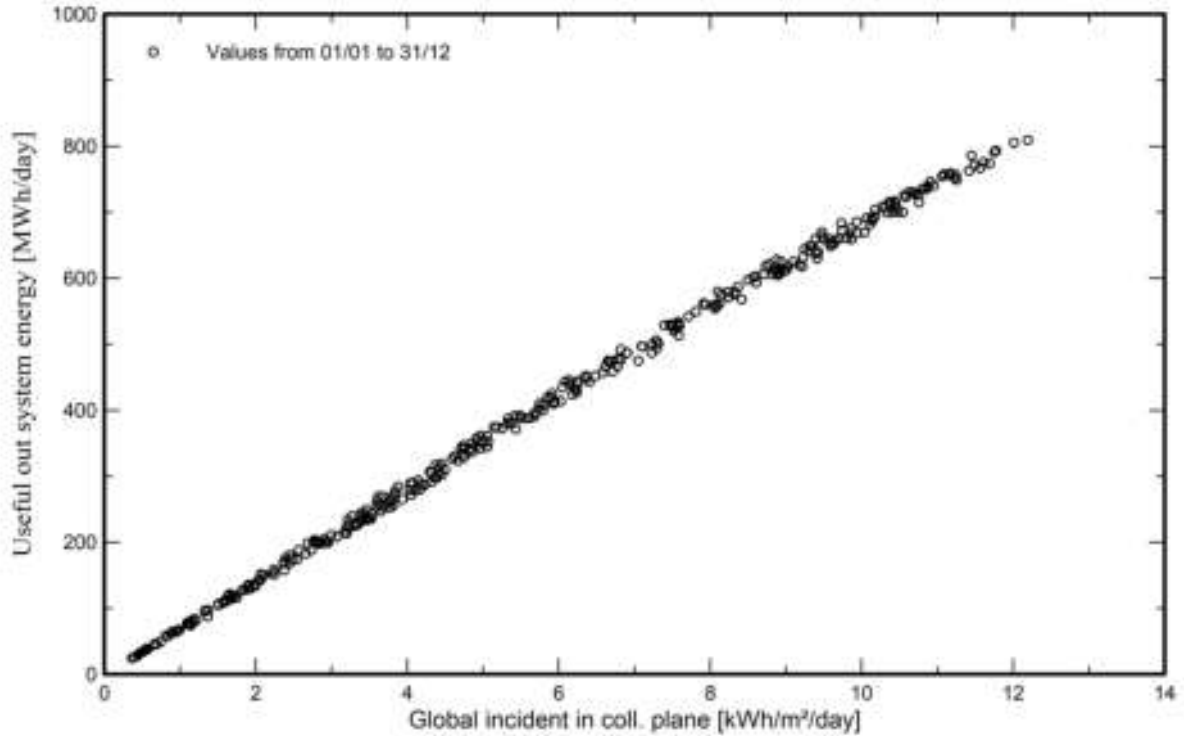
Loss diagram



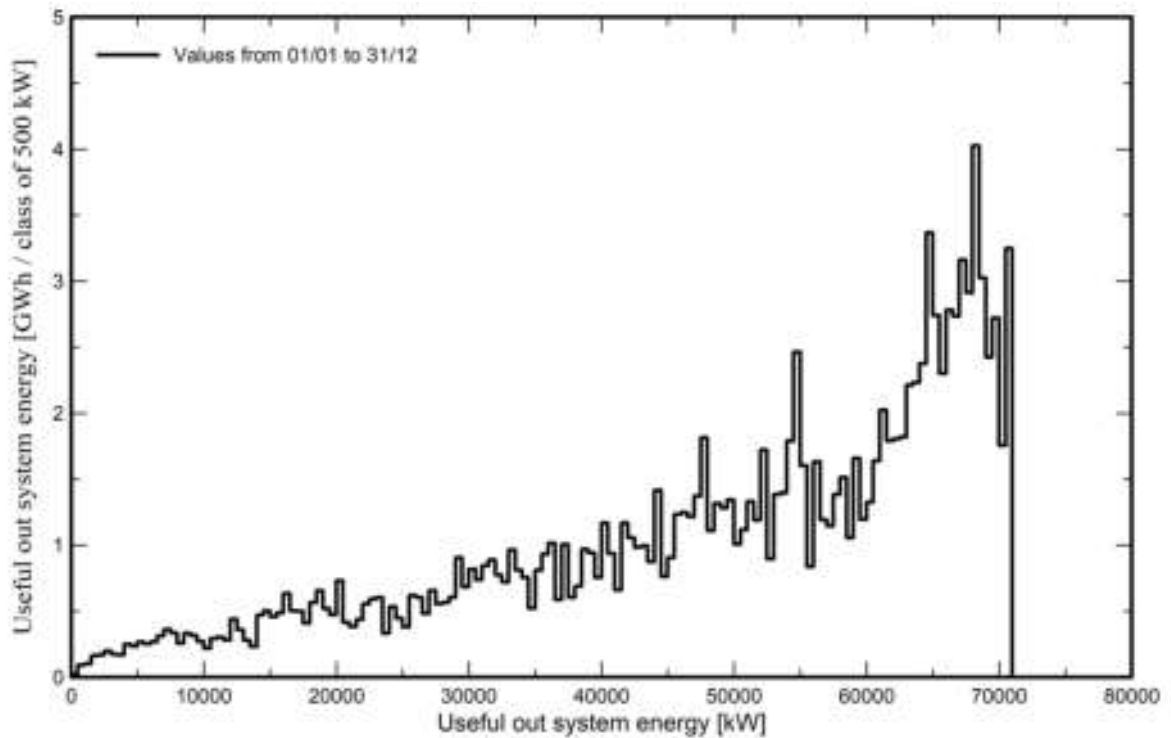


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

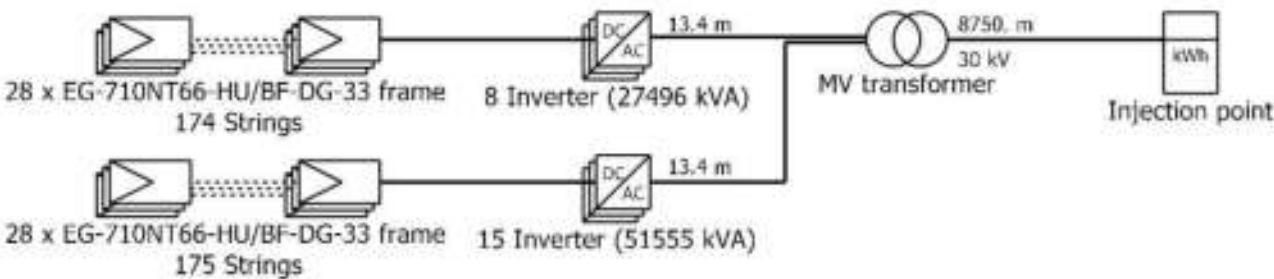




PVsyst V8.0.5

VC0, Simulation date:
11/03/25 16:23
with V8.0.5

Single-line diagram



PV module	EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
Inverter	SG3125HV-30
String	28 x EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

Nivio 3

Cobra Instalacion
es y Servicios SA (S

VC0 : Simulación 2V Nivio 3

11/03/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

Ground system (tables) on a terrain

System power: 93.14 MWp

Nivia - Spain

Author

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Project summary

Geographical Site

Nivia
Spain

Situation

Latitude 42.60 °N
Longitude -4.43 °W
Altitude 931 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Nivio
Nivio_SolarGISv2.2.28 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Ground system (tables) on a terrain

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 131180 units
Pnom total 93.14 MWp

Inverters

Nb. of units 23 units
Pnom total 79.05 MWac
Grid power limit 70.62 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.319

Results summary

Produced Energy	146.56 GWh/year	Specific production	1574 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.62 %
Apparent energy	149.68 GVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

Bifacial model geometry

Sheds spacing 11.00 m
Sheds width 5.27 m
Limit profile angle 20.9 °
GCR 47.9 %
Height above ground 0.50 m
Nb. of sheds 3065 units

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 86 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.20	0.20	0.21	0.23	0.23	0.20	0.17	0.16	0.16	0.19

Ground system (tables) on a terrain

Sheds configuration

Nb. of sheds 3065 units

Set of tables

Shading limit angle

Limit profile angle 20.9 °

Horizon

Average Height 1.9 °

Sizes

Sheds spacing 11.0 m

Collector width 5.27 m

Average GCR 47.9 %

Near Shadings

According to strings : Fast (table)

Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Grid injection point

Grid power limitation

Active power 70.62 MWac

Pnom ratio 1.319

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.980

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer EGing PV

Model EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 710 Wp

Number of PV modules 131180 units

Nominal (STC) 93.14 MWp

Modules 4685 string x 28 In series



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

PV Array Characteristics

PV module

At operating cond. (50°C)

Pmpp	86.21 MWp
U mpp	1045 V
I mpp	82517 A

Total PV power

Nominal (STC)	93138 kWp
Total	131180 modules
Module area	407491 m ²

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG3125HV-30
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of inverters	23 units
Total power	79051 kWac
Operating voltage	875-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Power sharing within this inverter	

Total inverter power

Total power	79051 kWac
Number of inverters	23 units
Pnom ratio	1.18
Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.21 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.0 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.4 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.2 %
---------------	-------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	0.12 % at STC

Inverter: SG3125HV-30

Wire section (23 Inv.)	Copper 23 x 3 x 2500 mm ²
Average wires length	14 m

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 1500 mm ²
Length	7523 m
Loss Fraction	1.00 % at STC



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 91.67 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 78.26 kVA

Iron loss fraction 0.09 % at STC

Copper loss 1074.75 kVA

Copper loss fraction 1.17 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.05 mΩ



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Horizon definition

CSV horizon file, lat:42.60237807664133, lng:-4.4281768798828125, exported by so

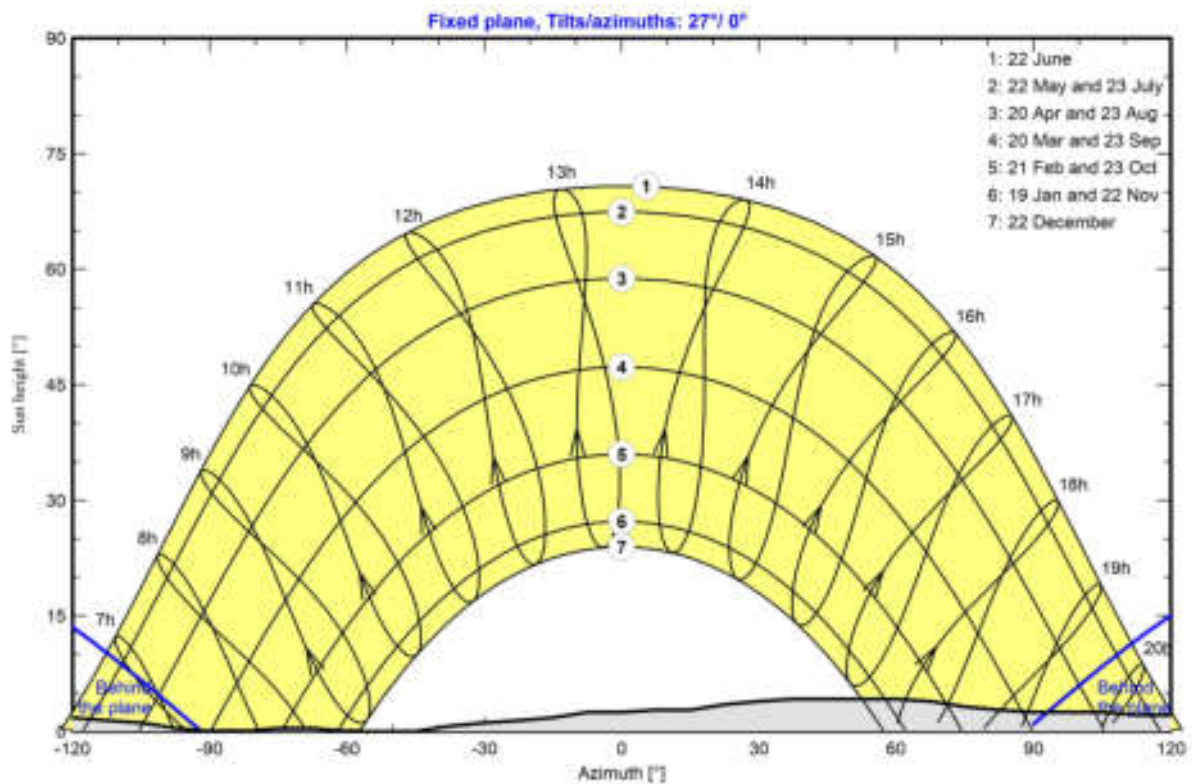
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	1.4	1.4	1.1	0.7	1.1	2.1	2.1	1.8	1.4	1.1	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	0.4	0.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.8	2.5	2.5	2.8	2.8	3.5	3.9	4.2
Azimuth [°]	60	68	75	83	90	105	113	120	128	135	143	158	165	173
Height [°]	4.2	3.9	3.2	2.8	2.5	2.5	2.1	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.1	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

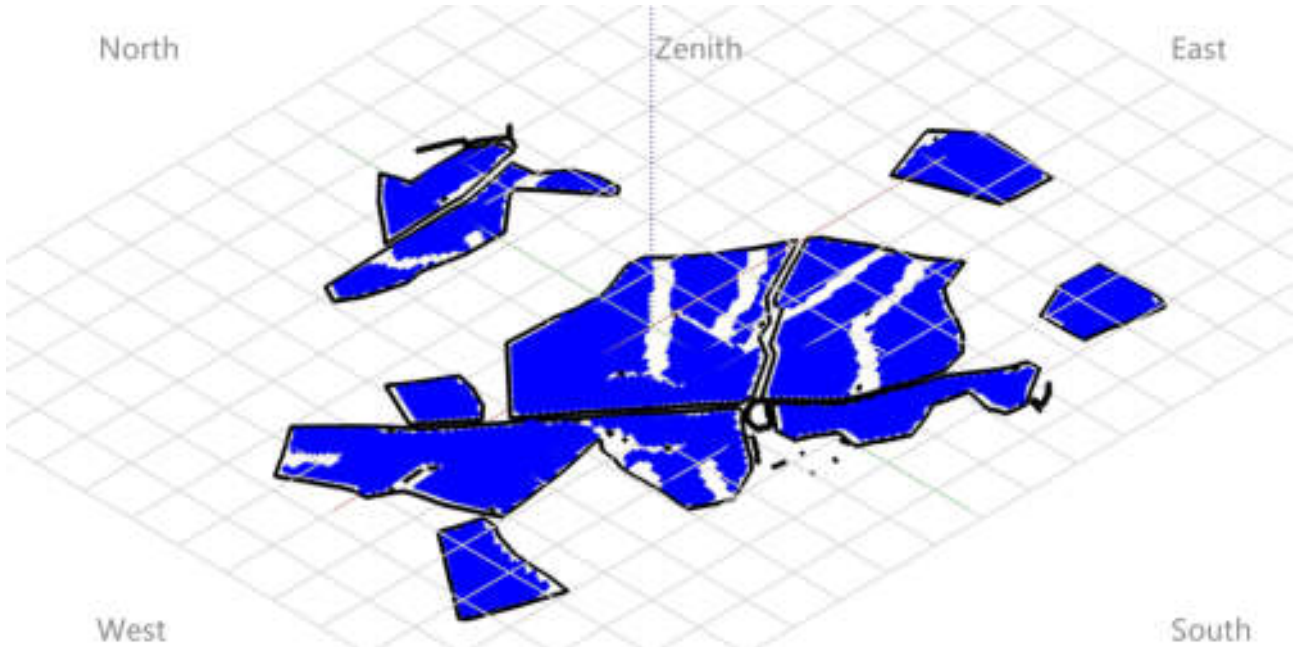
PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

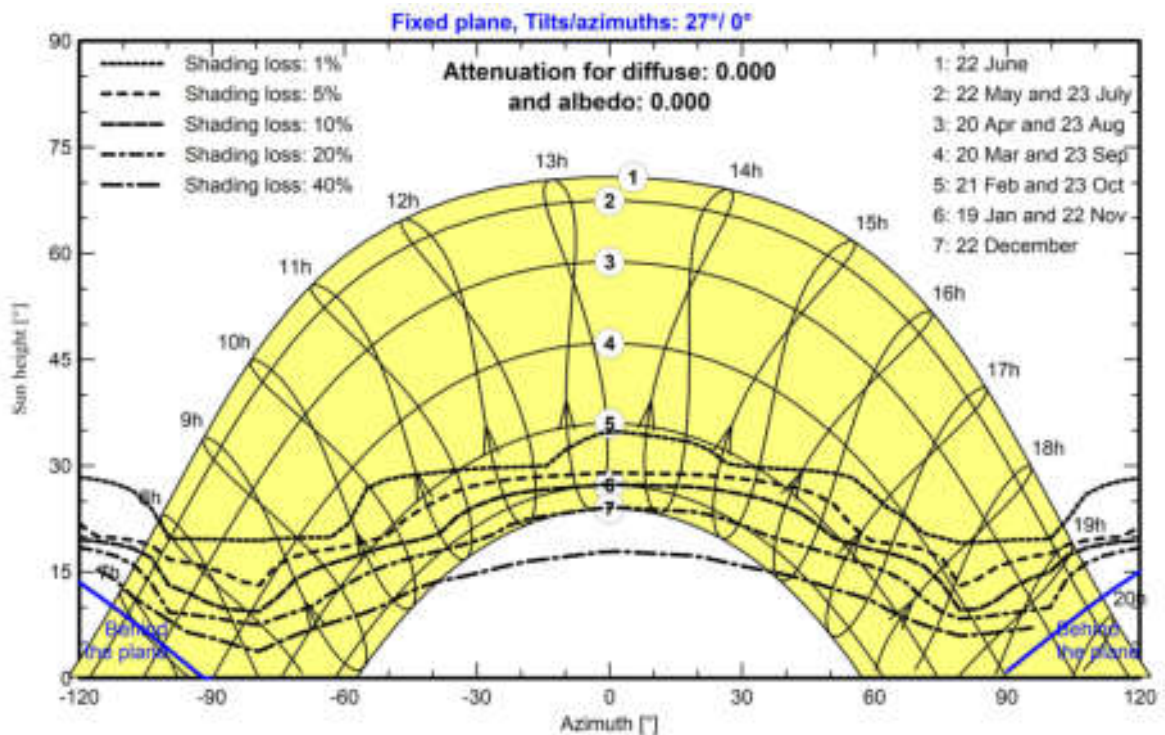
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

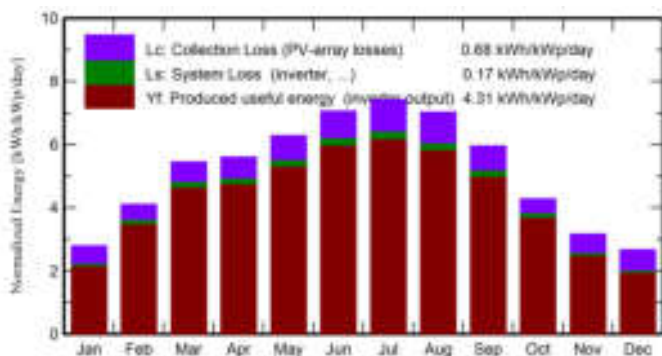
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Main results

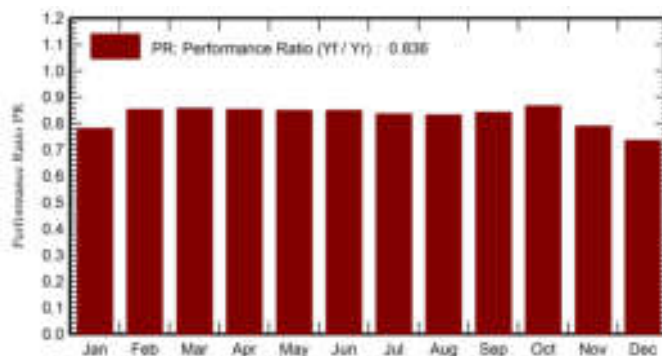
System Production

Produced Energy	146.56 GWh/year	Specific production	1574 kWh/kWp/year
Apparent energy	149.68 GVAh/year	Perf. Ratio PR	83.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	24.20	5.23	86.5	76.3	6.53	6.29	0.781
February	79.2	31.27	4.90	115.0	106.9	9.51	9.14	0.853
March	132.4	50.11	6.74	168.8	158.9	14.00	13.46	0.856
April	153.2	62.57	9.43	168.1	157.8	13.85	13.35	0.853
May	190.9	70.76	12.41	194.8	183.5	16.00	15.40	0.849
June	216.5	72.96	16.90	211.8	199.5	17.40	16.76	0.850
July	230.0	65.40	18.84	230.0	217.3	18.62	17.91	0.836
August	201.4	60.41	18.74	217.7	206.0	17.53	16.86	0.832
September	147.7	49.94	16.11	178.7	168.6	14.56	14.01	0.842
October	96.1	39.66	10.44	132.7	124.0	11.11	10.71	0.867
November	59.6	26.99	8.45	95.1	85.0	7.25	6.99	0.790
December	47.9	22.41	3.37	82.7	71.0	5.89	5.67	0.736
Year	1608.2	576.66	10.99	1881.8	1754.7	152.25	146.56	0.836

Legends

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



Project: Nivio 3

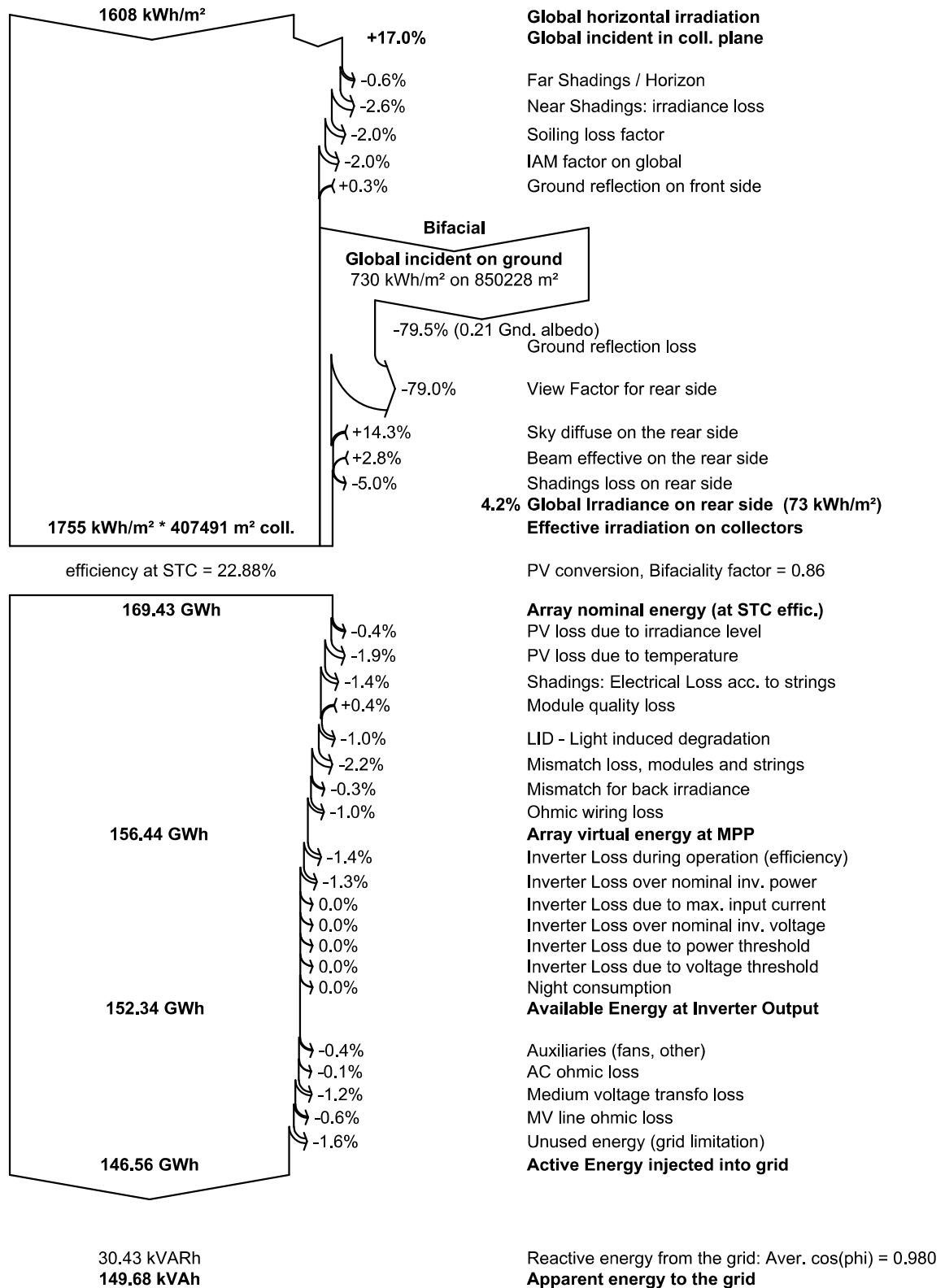
Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV

PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:
27/03/25 17:00
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

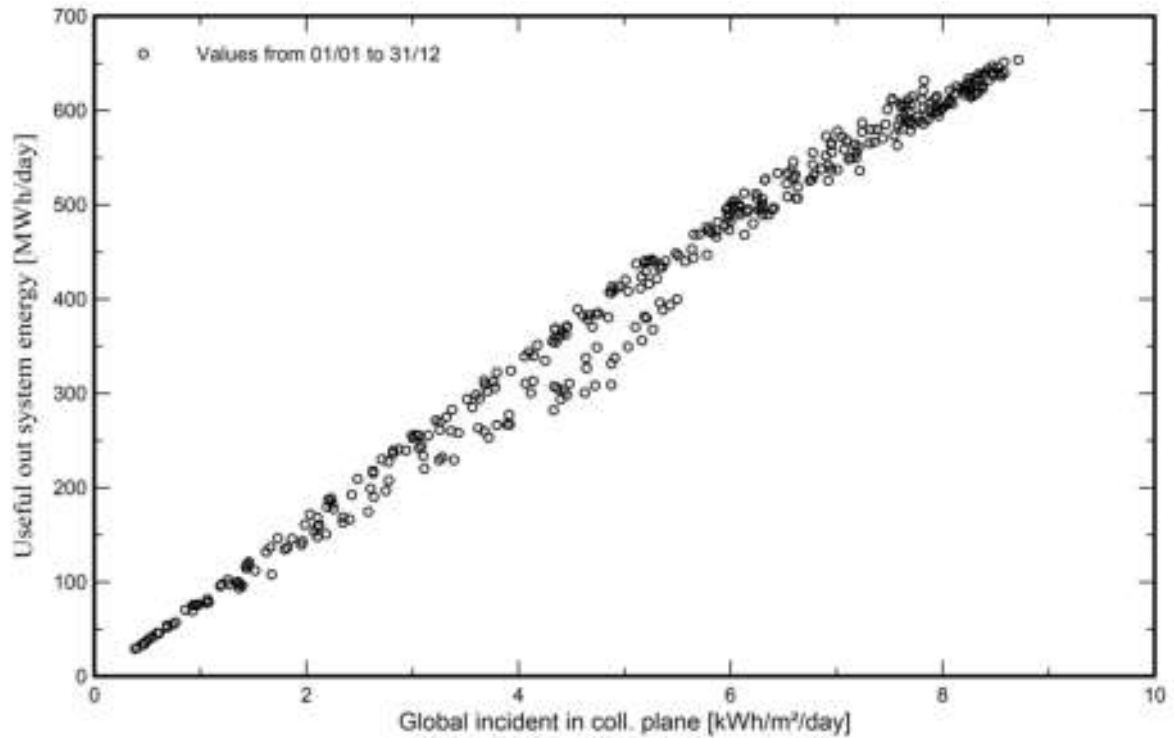
Loss diagram



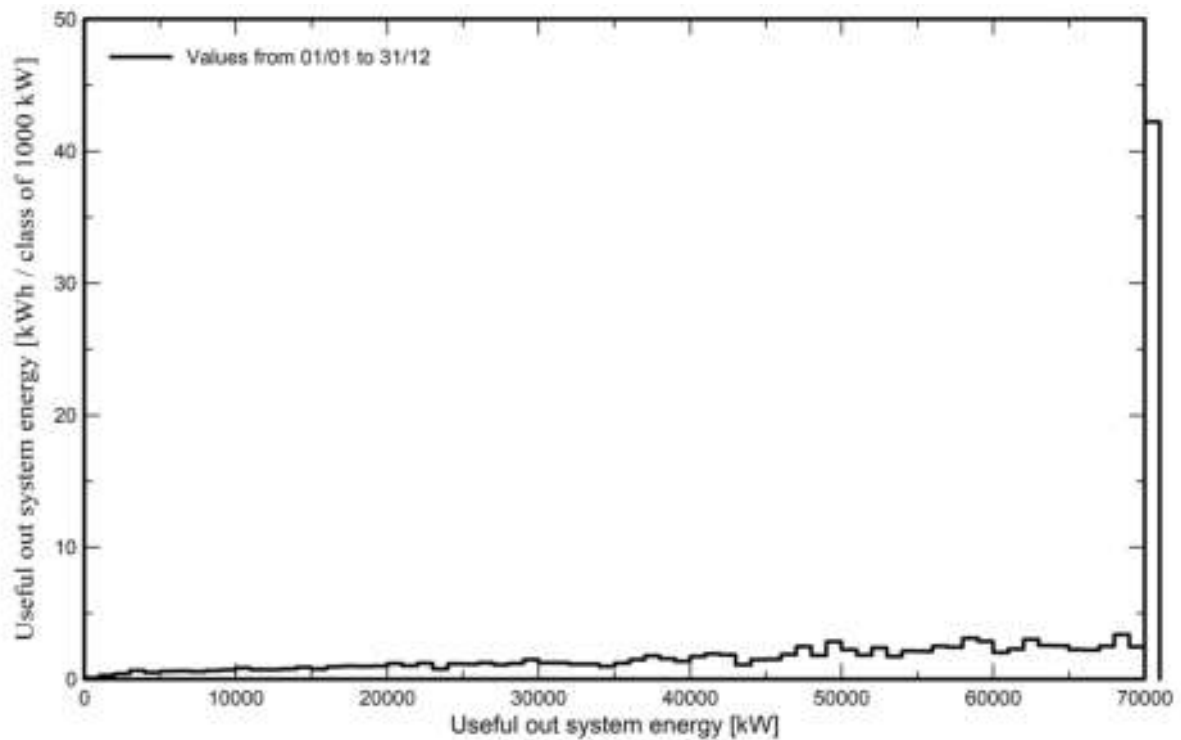


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





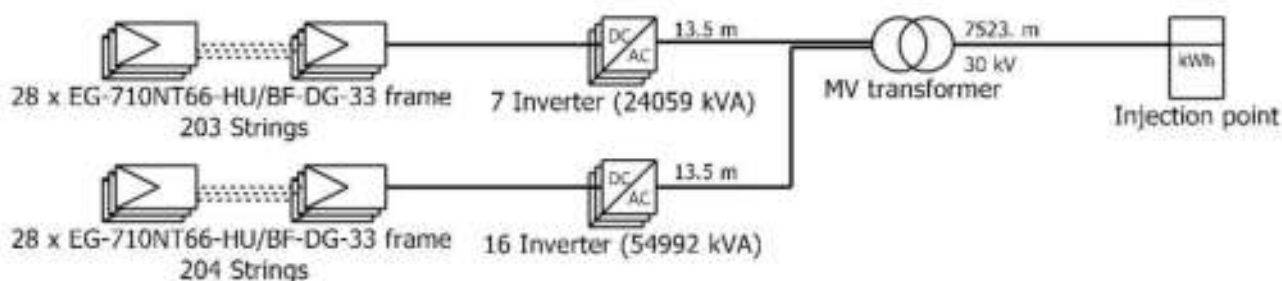
PVsyst V8.0.5

VC5, Simulation date:

27/03/25 17:00

with V8.0.5

Single-line diagram



PV module	EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
Inverter	SG3125HV-30
String	28 x EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

Nivio 3

Cobra Instalacion
es y Servicios SA (S

VC5 : Simulación 4H Nivio 3_27°_23IN
V

27/03/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

Ground system (tables) on a terrain

System power: 88.19 MWp

Nivia - Spain

Author

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Project summary

Geographical Site

Nivia
Spain

Situation

Latitude 42.60 °N
Longitude -4.43 °W
Altitude 931 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Nivio
Nivio_SolarGISv2.2.28 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Ground system (tables) on a terrain

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 124208 units
Pnom total 88.19 MWp

Inverters

Nb. of units 23 units
Pnom total 79.05 MWac
Grid power limit 70.62 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.249

Results summary

Produced Energy	140.39 GWh/year	Specific production	1592 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.61 %
Apparent energy	143.38 GVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

Bifacial model geometry

Sheds spacing 11.00 m
Sheds width 5.27 m
Limit profile angle 20.9 °
GCR 47.9 %
Height above ground 0.50 m
Nb. of sheds 2922 units

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 86 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.20	0.20	0.21	0.23	0.23	0.20	0.17	0.16	0.16	0.19

Ground system (tables) on a terrain

Sheds configuration

Nb. of sheds 2922 units
Set of tables
Shading limit angle
Limit profile angle 20.9 °

Horizon

Average Height 1.9 °

Sizes

Sheds spacing 11.0 m
Collector width 5.27 m
Average GCR 47.9 %

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Grid injection point

Grid power limitation

Active power 70.62 MWac
Pnom ratio 1.249

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.980

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer EGing PV
Model EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 710 Wp
Number of PV modules 124208 units
Nominal (STC) 88.19 MWp
Modules 4436 string x 28 In series



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

PV Array Characteristics

PV module

At operating cond. (50°C)

Pmpp	81.63 MWp
U mpp	1045 V
I mpp	78131 A

Total PV power

Nominal (STC)	88188 kWp
Total	124208 modules
Module area	385834 m ²

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG3125HV-30
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of inverters	23 units
Total power	79051 kWac
Operating voltage	875-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.12
Power sharing within this inverter	

Total inverter power

Total power	79051 kWac
Number of inverters	23 units
Pnom ratio	1.12
Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.22 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.0 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.4 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.2 %
---------------	-------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	0.10 % at STC

Inverter: SG3125HV-30

Wire section (23 Inv.)	Copper 23 x 3 x 2500 mm ²
Average wires length	12 m

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 1500 mm ²
Length	7950 m
Loss Fraction	1.00 % at STC



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 86.82 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 86.82 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 868.21 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.04 mΩ



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Horizon definition

CSV horizon file, lat:42.60237807664133, lng:-4.4281768798828125, exported by so

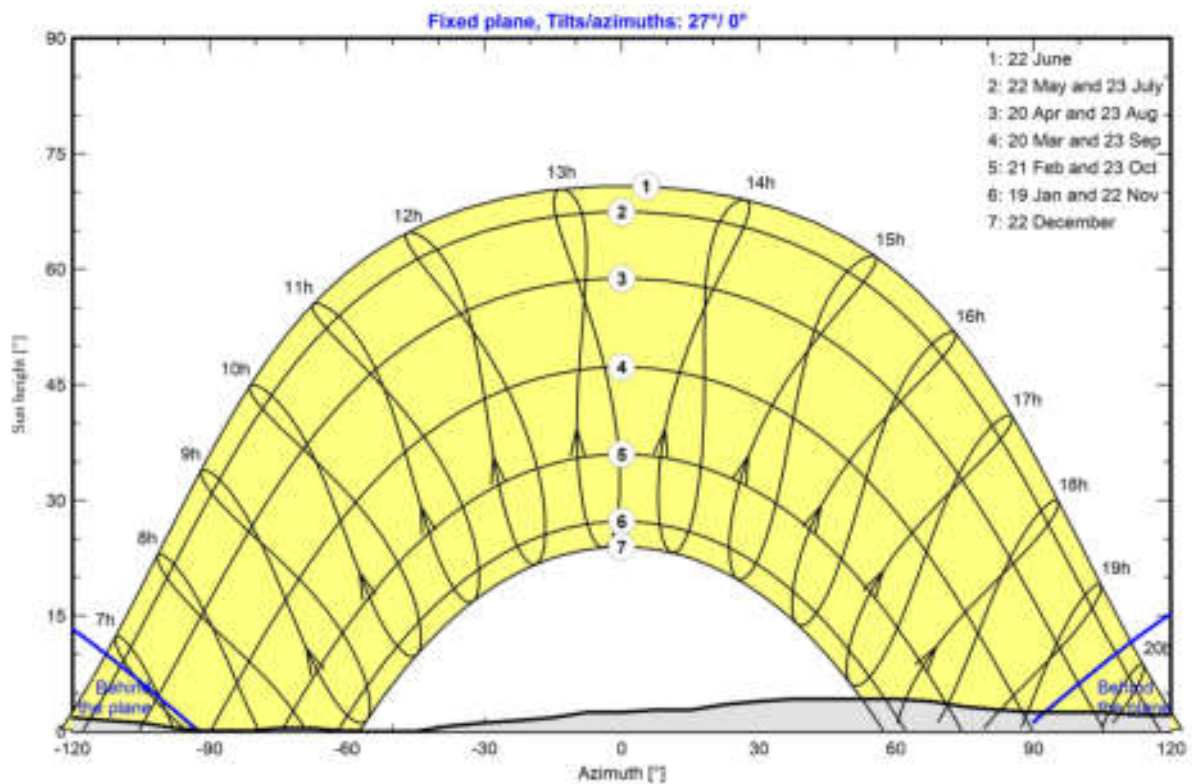
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	1.4	1.4	1.1	0.7	1.1	2.1	2.1	1.8	1.4	1.1	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	0.4	0.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.8	2.5	2.5	2.8	2.8	3.5	3.9	4.2
Azimuth [°]	60	68	75	83	90	105	113	120	128	135	143	158	165	173
Height [°]	4.2	3.9	3.2	2.8	2.5	2.5	2.1	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.1	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

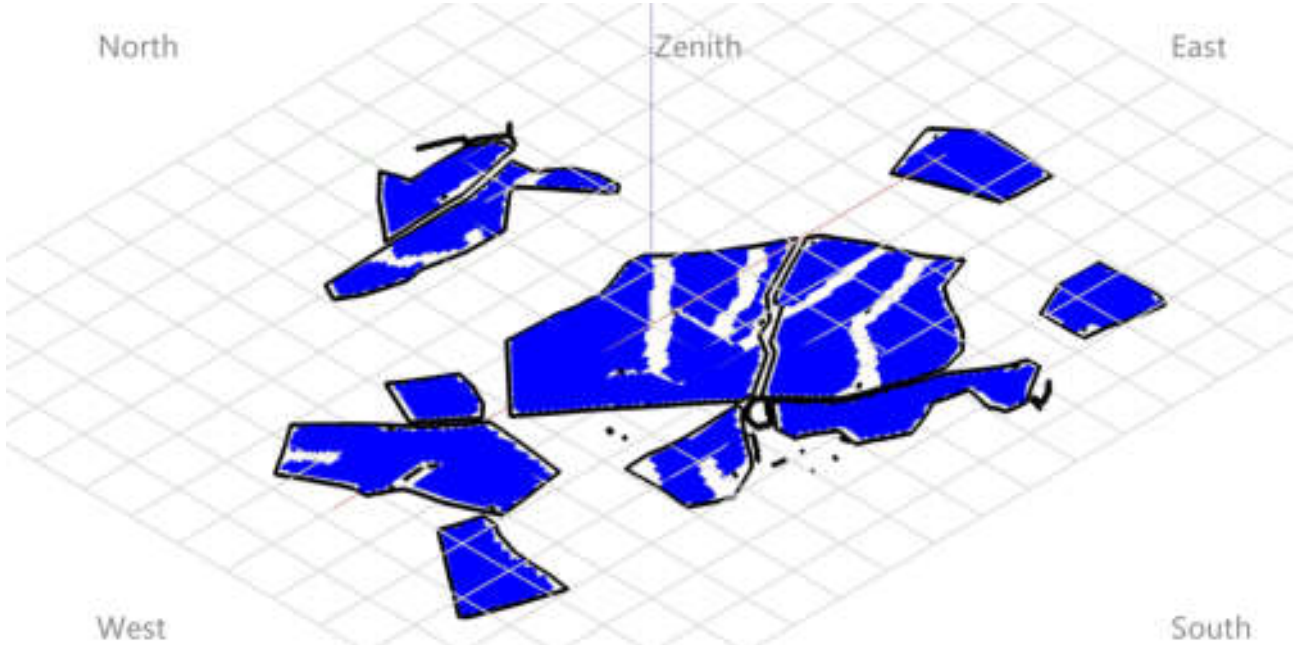
PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

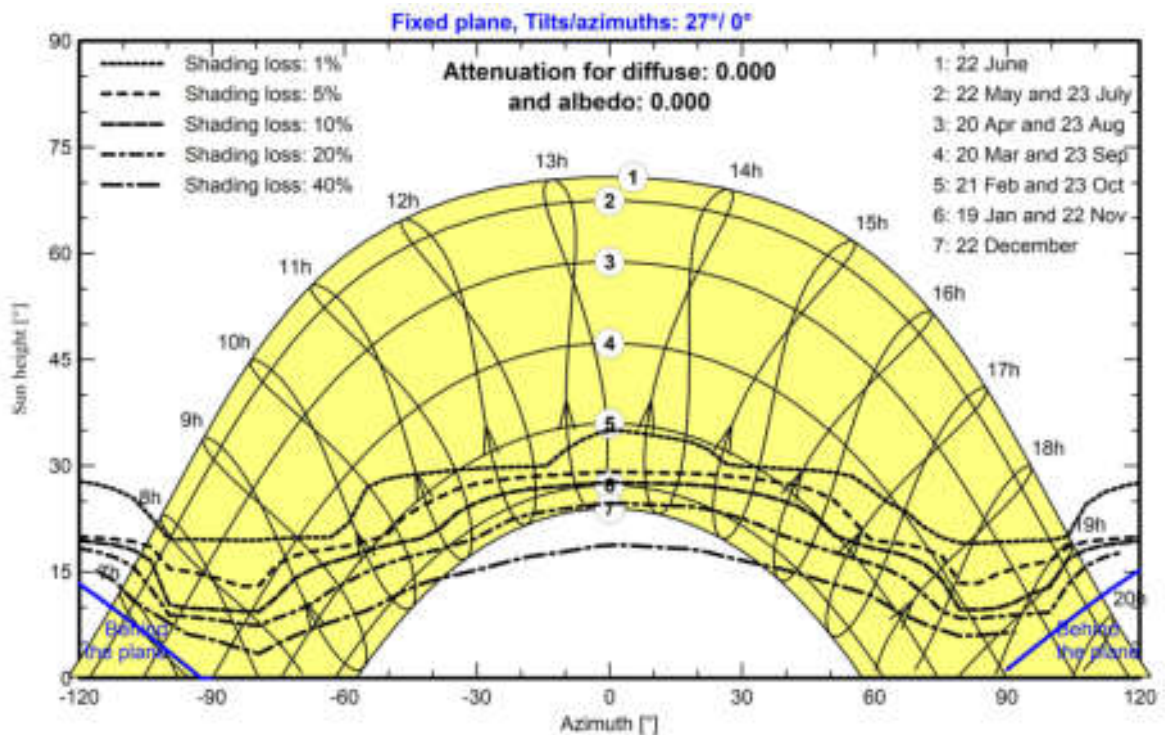
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

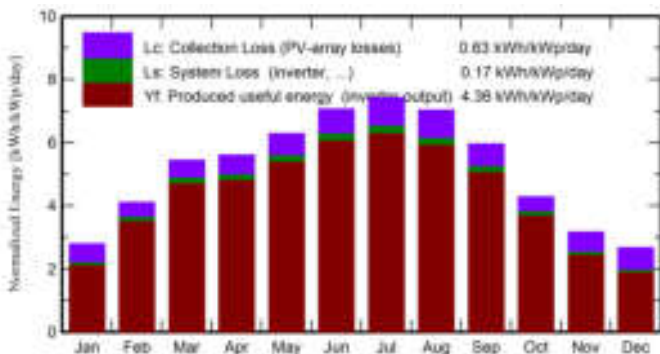
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Main results

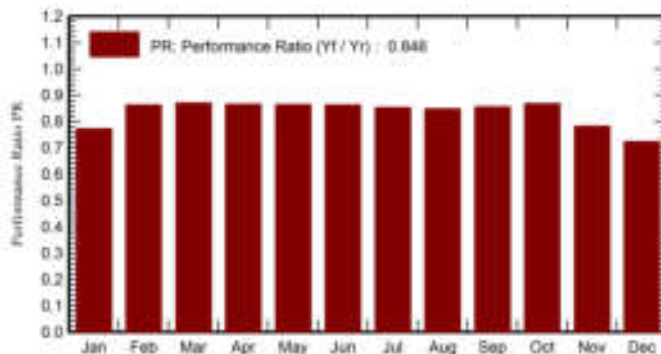
System Production

Produced Energy	140.39 GWh/year	Specific production	1592 kWh/kWp/year
Apparent energy	143.38 GVAh/year	Perf. Ratio PR	84.61 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	24.20	5.23	86.4	76.2	6.12	5.89	0.773
February	79.2	31.27	4.90	115.0	106.8	9.09	8.74	0.862
March	132.4	50.11	6.74	168.7	158.8	13.45	12.94	0.870
April	153.2	62.57	9.43	168.1	157.8	13.31	12.82	0.865
May	190.9	70.76	12.41	194.8	183.5	15.41	14.84	0.864
June	216.5	72.96	16.90	211.8	199.5	16.72	16.12	0.863
July	230.0	65.40	18.84	230.0	217.2	17.96	17.30	0.853
August	201.4	60.41	18.74	217.7	206.0	16.90	16.28	0.848
September	147.7	49.94	16.11	178.7	168.5	13.98	13.47	0.855
October	96.1	39.66	10.44	132.7	123.9	10.53	10.16	0.868
November	59.6	26.99	8.45	95.0	84.8	6.81	6.56	0.783
December	47.9	22.41	3.37	82.6	70.7	5.48	5.27	0.724
Year	1608.2	576.66	10.99	1881.5	1753.8	145.75	140.39	0.846

Legends

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



Project: Nivio 3

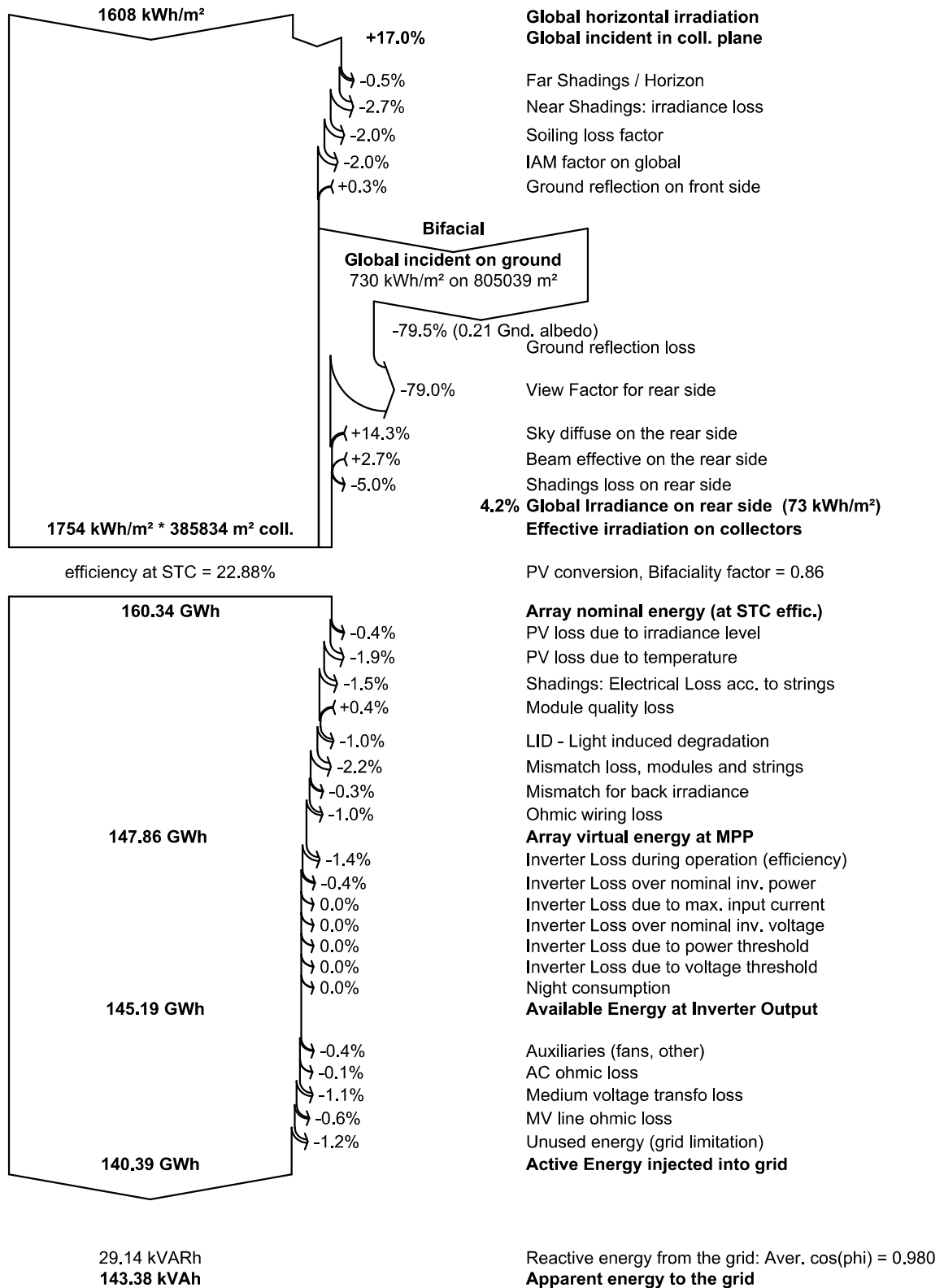
Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Loss diagram





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_88MWp

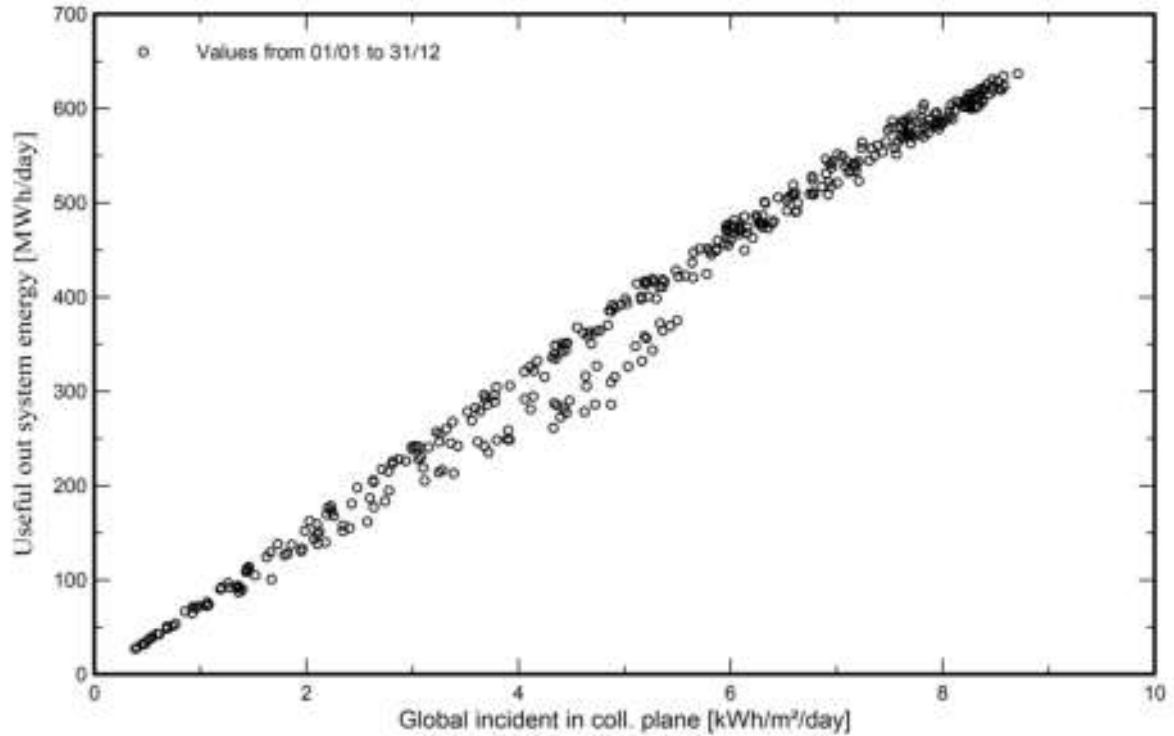
PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

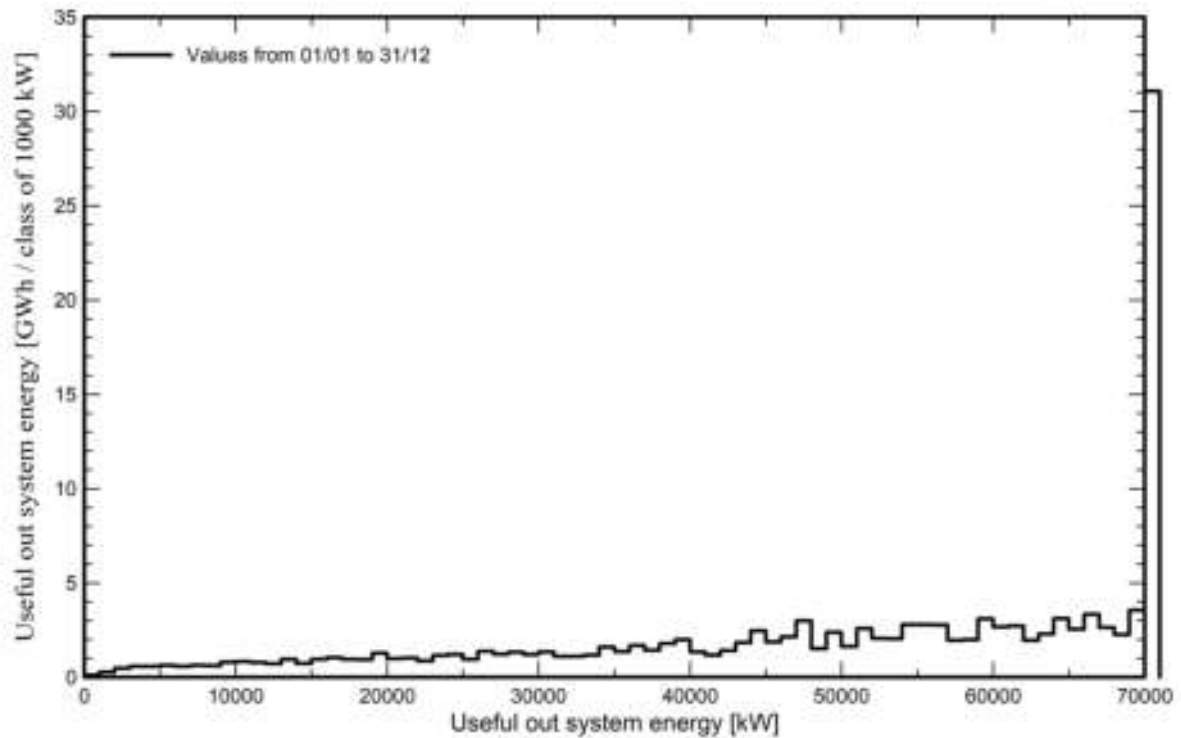
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

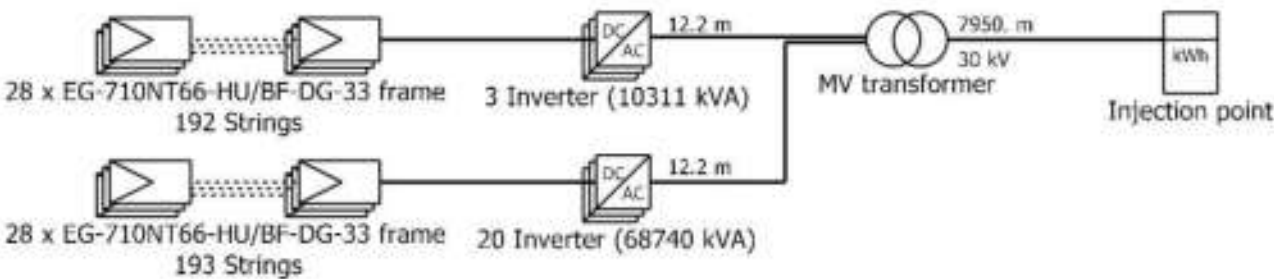




PVsyst V8.0.5

VC7, Simulation date:
03/04/25 15:22
with V8.0.5

Single-line diagram



PV module	EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
Inverter	SG3125HV-30
String	28 x EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

Nivio 3

Cobra Instalacione
s y Servicios SA (S

VC7 : Simulación 4H Nivio 3_27º_23IN
V_88MWp

03/04/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

Ground system (tables) on a terrain

System power: 83.18 MWp

Nivia - Spain

Author

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Project summary

Geographical Site

Nivia
Spain

Situation

Latitude 42.60 °N
Longitude -4.43 °W
Altitude 931 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Nivio
Nivio_SolarGISv2.2.28 - TMY

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Ground system (tables) on a terrain

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 117152 units
Pnom total 83.18 MWp

Inverters

Nb. of units 23 units
Pnom total 79.05 MWac
Grid power limit 70.62 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.178

Results summary

Produced Energy	134.02 GWh/year	Specific production	1611 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.64 %
Apparent energy	136.88 GVAh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

Bifacial model geometry

Sheds spacing 11.00 m
Sheds width 5.27 m
Limit profile angle 20.9 °
GCR 47.9 %
Height above ground 0.50 m
Nb. of sheds 2681 units

Bifacial model definitions

Ground albedo average 0.19
Bifaciality factor 86 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

Monthly ground albedo values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.16	0.17	0.19	0.20	0.20	0.21	0.23	0.23	0.20	0.17	0.16	0.16	0.19

Ground system (tables) on a terrain

Sheds configuration

Nb. of sheds 2681 units
Set of tables
Shading limit angle
Limit profile angle 20.9 °

Horizon

Average Height 1.9 °

Sizes

Sheds spacing 11.0 m
Collector width 5.27 m
Average GCR 47.9 %

Near Shadings

According to strings : Fast (table)
Electrical effect 80 %

User's needs

Unlimited load (grid)

Grid injection point

Grid power limitation

Active power 70.62 MWac
Pnom ratio 1.178

Power factor

Cos(phi) (leading) 0.980

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer EGing PV
Model EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 710 Wp
Number of PV modules 117152 units
Nominal (STC) 83.18 MWp
Modules 4184 string x 28 In series



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

PV Array Characteristics

PV module

At operating cond. (50°C)

Pmpp	76.99 MWp
U mpp	1045 V
I mpp	73693 A

Total PV power

Nominal (STC)	83178 kWp
Total	117152 modules
Module area	363915 m ²

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG3125HV-30
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of inverters	23 units
Total power	79051 kWac
Operating voltage	875-1300 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.05
Power sharing within this inverter	

Total inverter power

Total power	79051 kWac
Number of inverters	23 units
Pnom ratio	1.05
Inverter PNom limit defined as apparent power	

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.23 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.0 %
---------------	-------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.4 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.2 %
---------------	-------

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	0.10 % at STC

Inverter: SG3125HV-30

Wire section (23 Inv.)	Copper 23 x 3 x 2500 mm ²
Average wires length	14 m

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 1500 mm ²
Length	8419 m
Loss Fraction	1.00 % at STC



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 81.91 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 78.26 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 819.13 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.04 mΩ



Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Horizon definition

CSV horizon file, lat:42.60237807664133, lng:-4.4281768798828125, exported by so

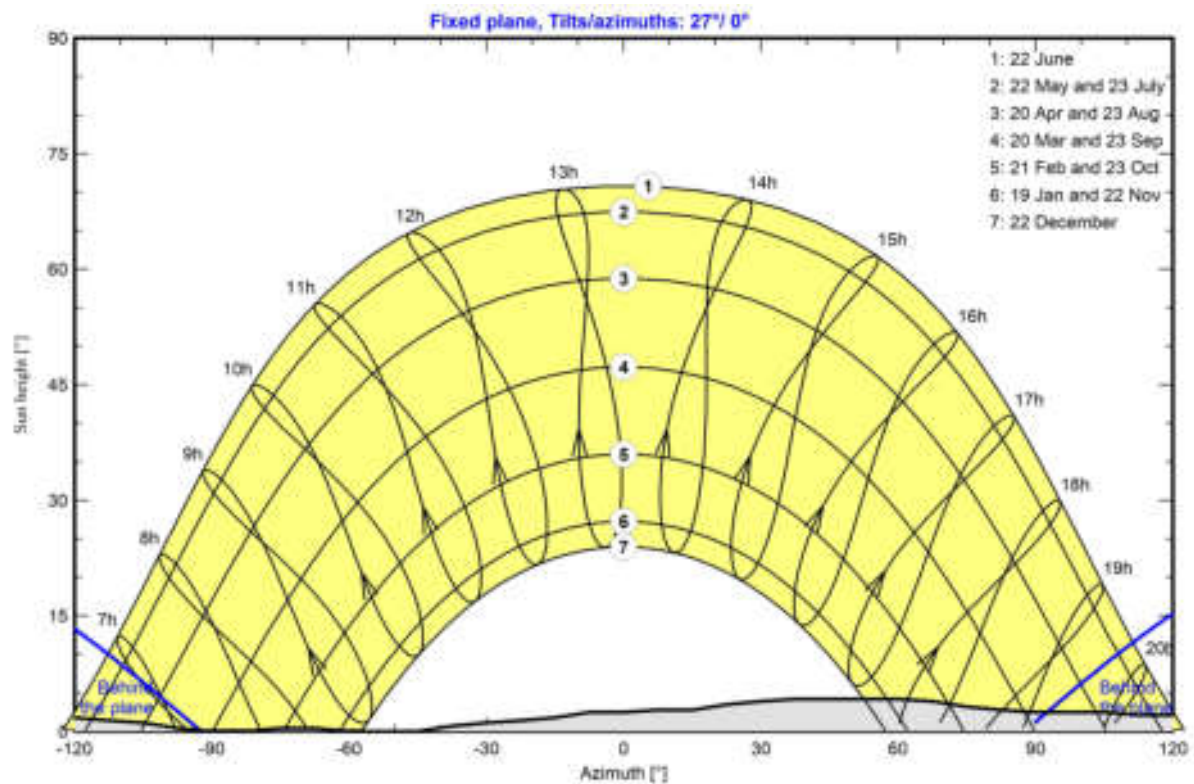
Average Height	1.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Height [°]	1.4	1.4	1.1	0.7	1.1	2.1	2.1	1.8	1.4	1.1	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	0.4	0.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.8	2.5	2.5	2.8	2.8	3.5	3.9	4.2
Azimuth [°]	60	68	75	83	90	105	113	120	128	135	143	158	165	173
Height [°]	4.2	3.9	3.2	2.8	2.5	2.5	2.1	2.1	1.8	1.8	1.4	1.4	1.1	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

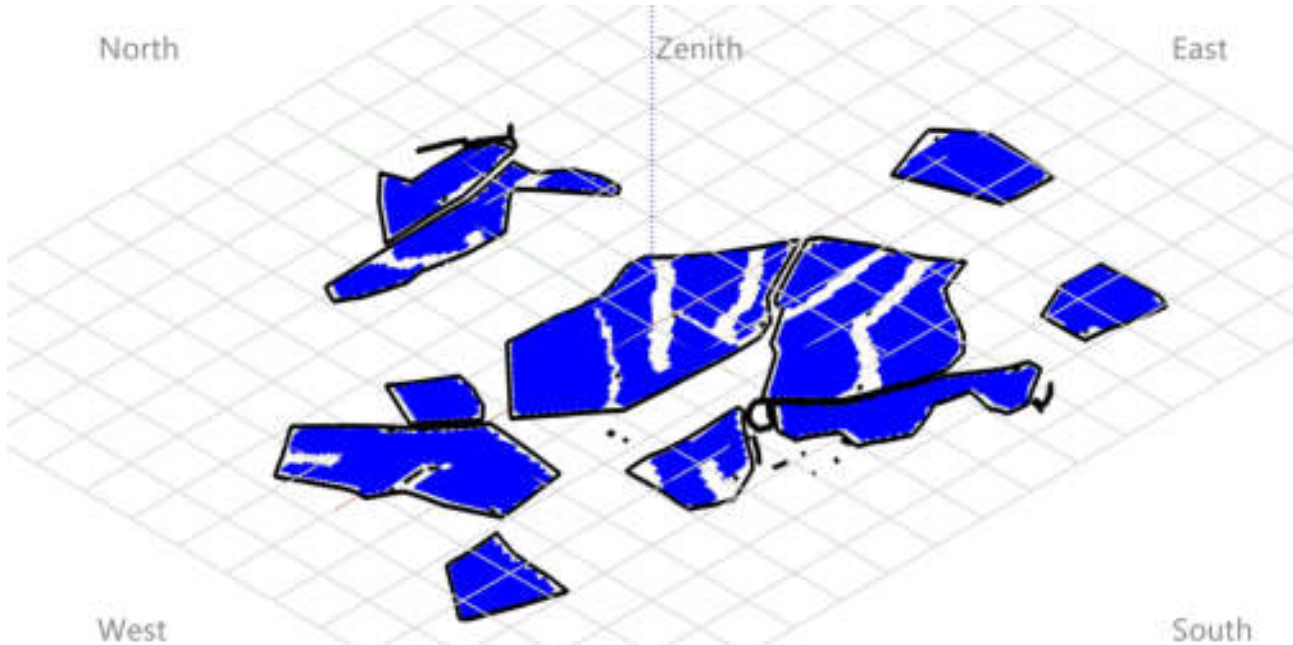
PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

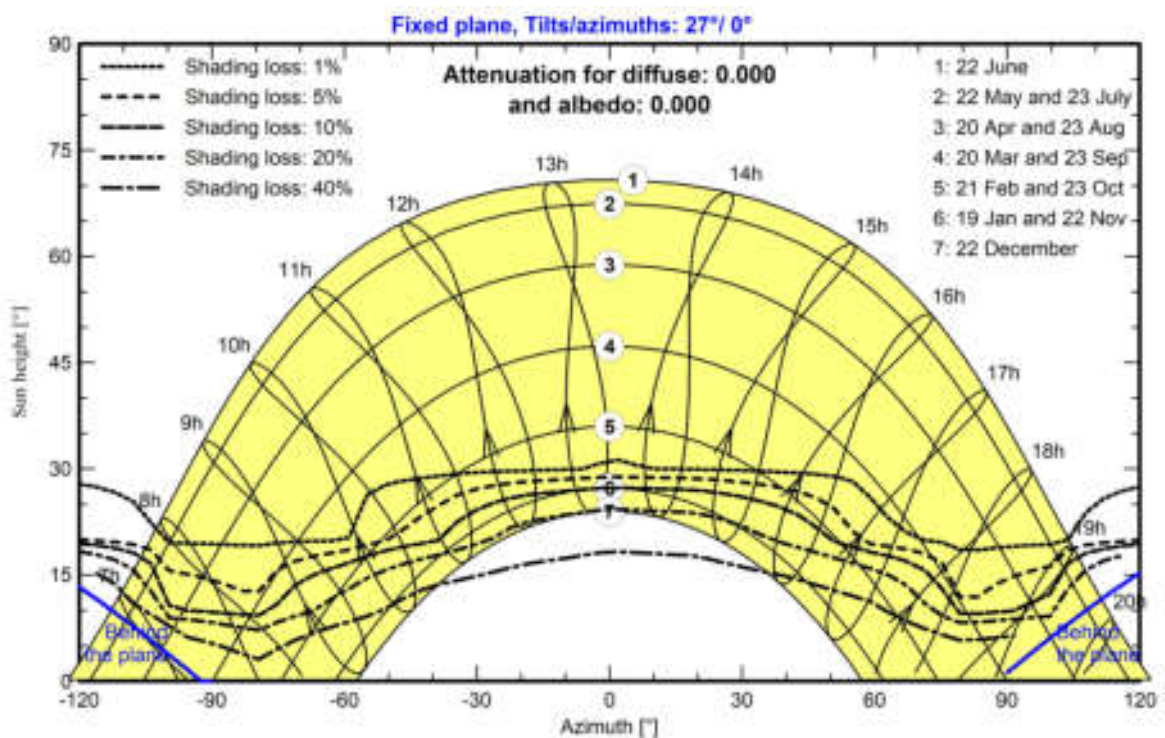
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

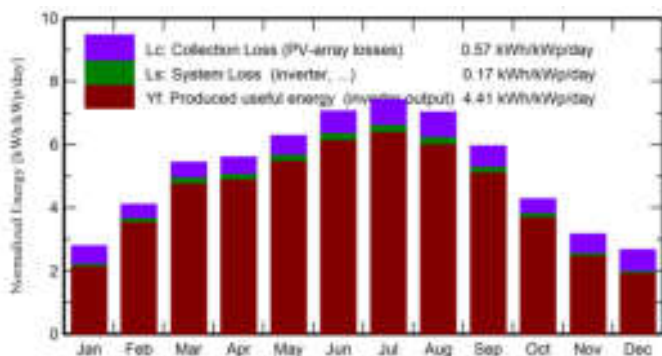
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Main results

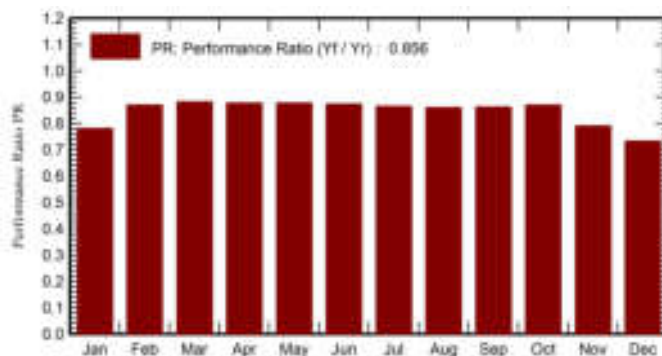
System Production

Produced Energy	134.02 GWh/year	Specific production	1611 kWh/kWp/year
Apparent energy	136.88 GVAh/year	Perf. Ratio PR	85.64 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	24.20	5.23	86.5	76.4	5.83	5.61	0.781
February	79.2	31.27	4.90	115.0	106.9	8.63	8.32	0.870
March	132.4	50.11	6.74	168.7	158.8	12.85	12.38	0.882
April	153.2	62.57	9.43	168.1	157.9	12.72	12.26	0.877
May	190.9	70.76	12.41	194.8	183.6	14.74	14.20	0.877
June	216.5	72.96	16.90	211.8	199.6	15.95	15.39	0.873
July	230.0	65.40	18.84	230.0	217.2	17.18	16.56	0.866
August	201.4	60.41	18.74	217.7	206.0	16.17	15.58	0.860
September	147.7	49.94	16.11	178.7	168.6	13.30	12.83	0.863
October	96.1	39.66	10.44	132.7	124.0	9.95	9.60	0.870
November	59.6	26.99	8.45	95.0	85.0	6.48	6.25	0.790
December	47.9	22.41	3.37	82.6	71.0	5.24	5.04	0.734
Year	1608.2	576.66	10.99	1881.5	1755.0	139.05	134.02	0.856

Legends

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



Project: Nivio 3

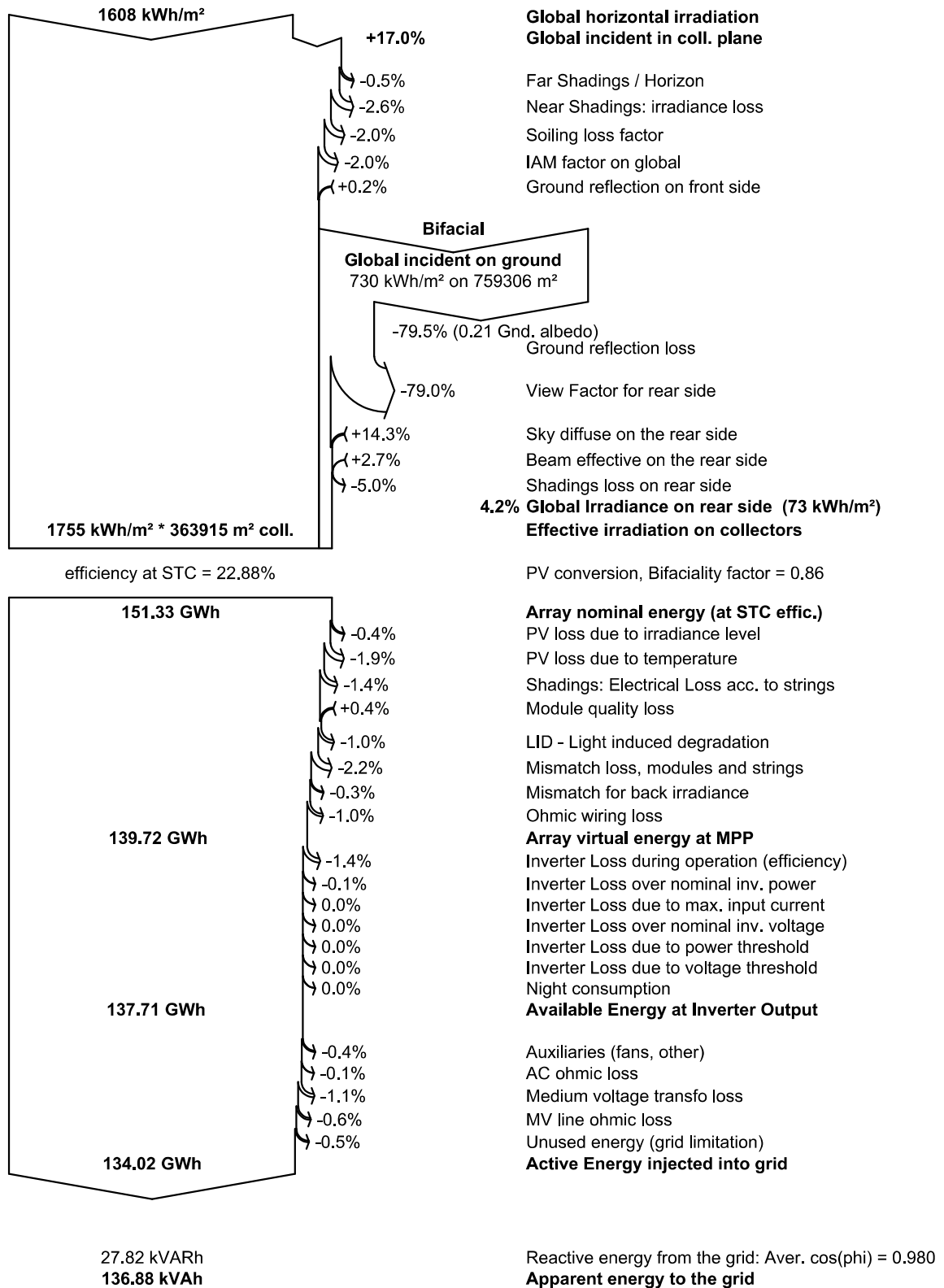
Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Loss diagram





Project: Nivio 3

Variant: Simulación 4H Nivio 3_27°_23INV_83MWp

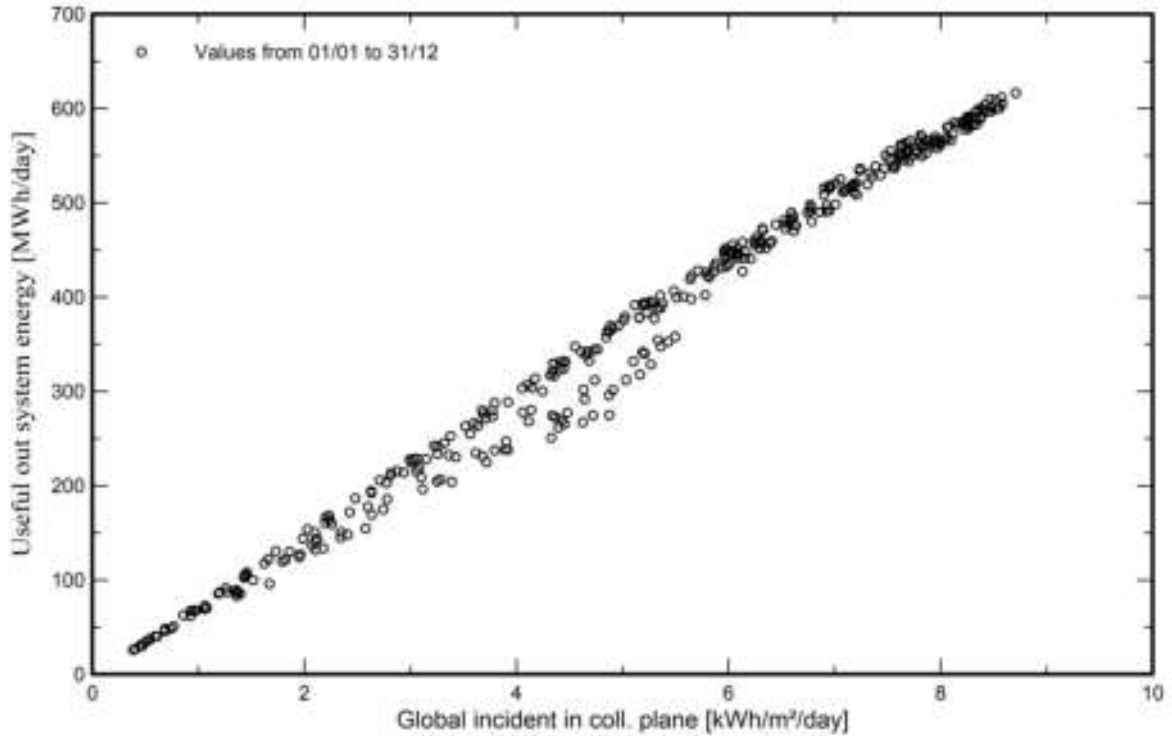
PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

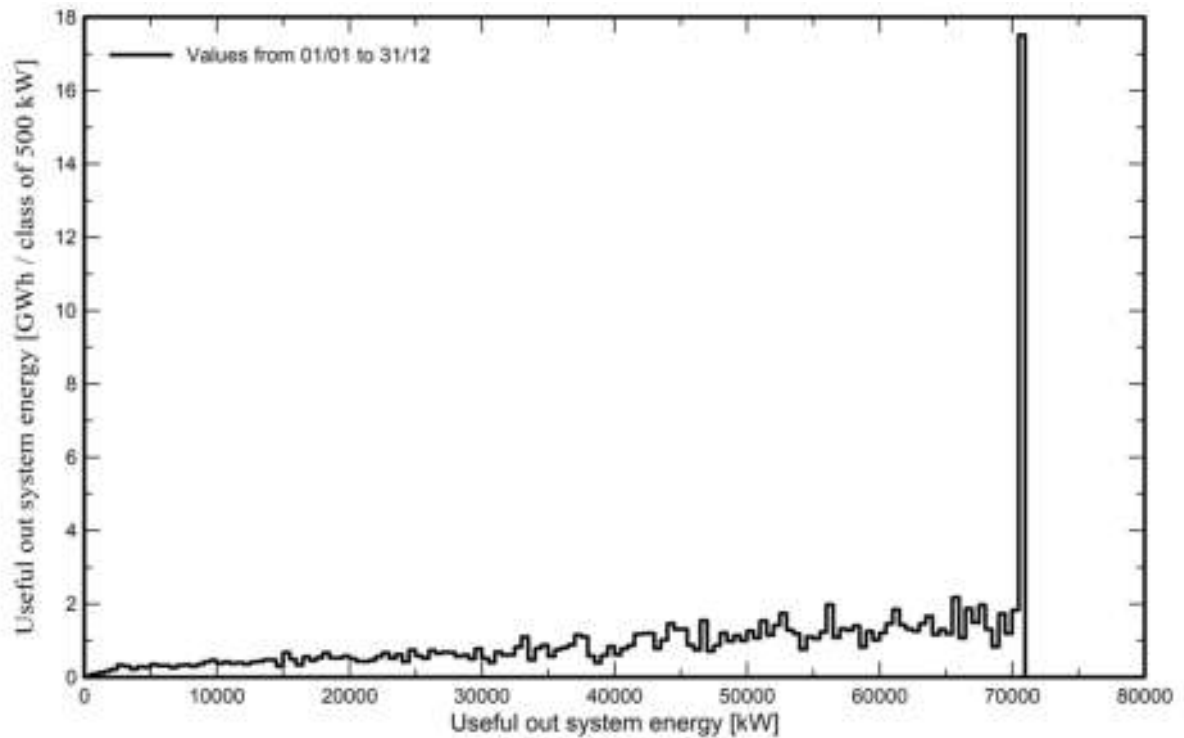
Cobra Instalaciones y Servicios SA (Spain)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

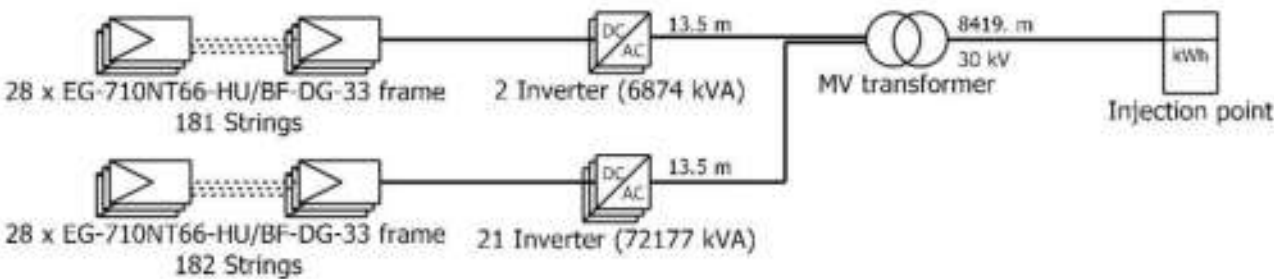




PVsyst V8.0.5

VC8, Simulation date:
03/04/25 10:47
with V8.0.5

Single-line diagram



PV module	EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame
Inverter	SG3125HV-30
String	28 x EG-710NT66-HU/BF-DG-33 frame

Nivio 3

Cobra Instalacione
s y Servicios SA (S

VC8 : Simulación 4H Nivio 3_27°_23IN
V_83MWp

03/04/25

ANEXO III: CATÁLOGOS

AURORA Pro SERIES N-TOPCon

132-cell MODULE BIFACIAL

EG-710NT66-HU/BF-DG

690~710W

0~3% POSITIVE TOLERANCE

KEY FEATURES



SMBB cell design

Super multi Busbar cells bring lower resistance and increased Busbar reflectance ensures higher power output



Low degradation

Adopt N-Type TOPCon cell technology, lower degradation and better temperature co-efficiency, greatly increased on generation performance



High Reliability

Strict in-house testing in PV Lab which is CNAS approved & TUV /VDE certified



Excellent Low-light Performance

Advanced solar cell and glass surface texturing technology allows for excellent performance in low-light environments

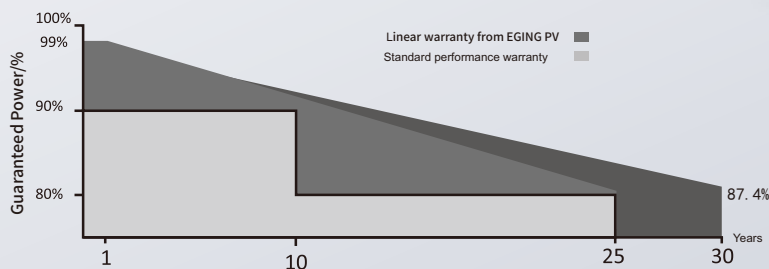


PID Resistant

Excellent PID resistance performance optimized by unique structural design

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

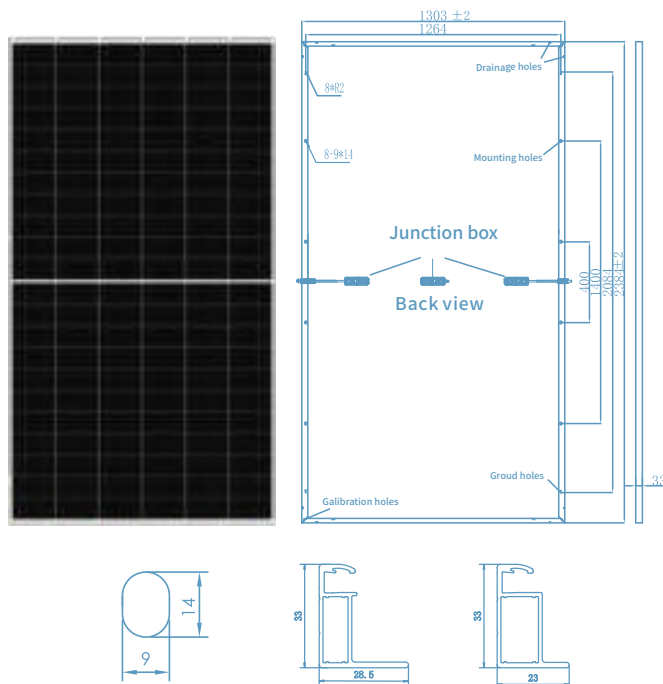
15 15 Year Product Warranty **30** 30 Year Linear Power Warranty



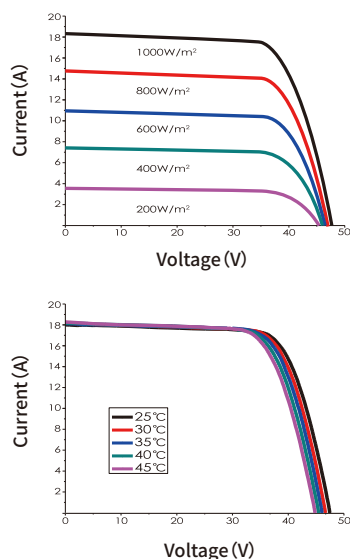
As a BloombergNEF Tier 1 and global leading manufacturer since 1998, EGING PV is committed to supplying reliable and durable PV products to customers to create together a greener planet.

EG-710NT66-HU/BF-DG

Engineering Drawings



I-V Curves



Packing Configuration

Pieces per pallet	33
Size of packing (mm)	1350*1130*2515
Weight of packing (kg)	1302
Pieces per container	594
Size of container	40' HC

Electrical Characteristics

Power level	690	695	700	705	710
Pmax (W)	690	695	700	705	710
Vmp (V)	40.05	40.27	40.47	40.66	40.86
Imp (A)	17.23	17.26	17.30	17.34	17.38
Voc (V)	47.84	48.05	48.25	48.46	48.68
Isc (A)	18.26	18.29	18.33	18.38	18.42
Module efficiency (%)	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9
Maximum system voltage (V)	1500				
Fuse Rating (A)	35				
Temperature coefficient Pmax (%/°C)	-0.29				
Temperature coefficient Isc (%/°C)	0.04				
Temperature coefficient Voc (%/°C)	-0.24				

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C, AM=1.5

Bifacial Output-Backside Power Gain

	Pmax(W)	759	765	770	776	781
10%	Module efficiency (%)	24.4	24.6	24.8	25.0	25.1
20%	Pmax(W)	828	834	840	846	852
	Module efficiency (%)	26.7	26.9	27.0	27.2	27.4

Working Characteristics

Power level	690	695	700	705	710
Pmax (W)	523	527	531	534	538
Vmp (V)	37.40	37.60	37.70	37.90	38.10
Imp (A)	14.00	14.03	14.06	14.10	14.13
Voc (V)	45.20	45.40	45.60	45.80	46.00
Isc (A)	14.72	14.74	14.77	14.81	14.85
Power tolerance (%)	0~+3				
NOCT (°C)	44 ± 2				

NOCT: Conditions: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s

Mechanical Characteristics

Number of cells	132pcs
Size of cell (mm)	210*105
Type of cell	N-type Mono
Thickness of glass (mm)	2.0
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Size of module (mm)	2384*1303*33
Weight (kg)	38
Cables/connectors	4mm², MC4 compatible
Length of Cabel	Portrait: +300mm/-300mm

Maximum Ratings

Operating Temperature(°C)	-40~85
Operating humidity(°C)	5~85
Allowable Hail Load	25mm ice-ball with velocity of 23m/s

Revised in November 2023 1st Edition

CAUTION: All rights and explain reserved by EGING PV.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

The specific content of the product warranty refers to EGING's latest warranty.



Tel: 86-519-82585880

Zip: 213213

Add: No.18, Jinwu Road, Jintan Dist,
Changzhou City, Jiangsu Province.

Email: marketing@egingpv.com

Web: www.egingpv.com

SG3125HV-30/ New SG3400HV-30

SUNGROW
Clean power for all

Outdoor Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG3125HV-30)

SMART O&M

- Integrated zone monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

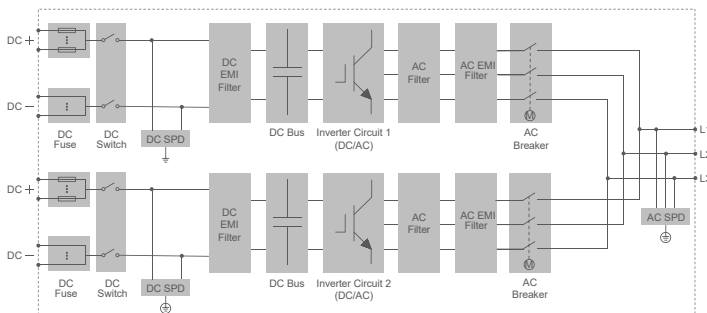
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to outdoor design
- DC 1500 V system, low system cost
- Q at night function optional

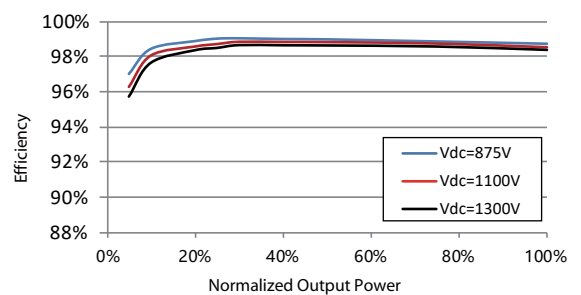
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG3125HV-30	SG3400HV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V (875 V – 1300V settable)	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
Output (AC)		
AC output power	3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. AC output current	3308 A	
Nominal AC voltage	600 V	
AC voltage range	510 – 660 V	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	2280 * 2280 * 1600 mm	
Weight	3.2 T	
Topology	Transformerless	
Degree of protection	IP55 (optional: IP65)	
Night power consumption	< 200 W	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

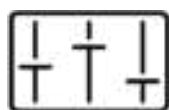




ESATRACK

1V SOLAR TRACKER

TECHNICAL DATASHEET



HIGH FLEXIBILITY

Designed for the characteristics of the terrain and the requirements of the client.



EASY ASSEMBLY

The assembly tolerances allow for an easy installation without compromising its structural behaviour



GREAT ADAPTABILITY

Robustly designed and developed for low maintenance.



ESATRACK

1V MONOAXIAL SOLAR TRACKER

TECHINICAL DATASHEET

GENERAL FEATURES

Structure type: 1 horizontal axis.

Size and configuration:

1Vx29: 39023mm

1Vx58: 77390m

Tilt: $\pm 55^\circ$

Material:

Pole – S355JR

Aerial structure – S350GD and S355JR

Surface treatment:

Pole – HDG100 μ m

Aerial structure – ZM310 and HDG

Foundation*:

Direct ramming

Bearing pole: 1,5m*

Engine pole: 1,5m*

*This will be defined in a specific document.

Structural and module screws:

Zinc – Nickel/Quality 8.8

2000 hours salt spray test

Design and calculation:

Design conditions: Wind conditions according to Eurocode, wind tunnel test and KFI according to consequence class CC1

Location wind speed: 27m/s “Correction factor to consider 25 years of design life”

Snow load: 1,50kN/m²



TECHNICAL SPECIFICATION

Adaptability to the terrain:

Ground tolerance: ± 200 mm

Ground slope (S-N): $\pm 15\%$

Ground slope (W-E) $\pm 15\%$

Module – ground: 500mm

S-N ramming tolerance: ± 50 mm

W-E ramming tolerance: ± 11 mm

Vertical ramming tolerance: ± 20 mm

Twist tolerance: $\pm 2^\circ$

Collapse tolerance: $\pm 1^\circ$ in both direction (S-N and W-E)

Tracking power supply: Self power

Wind monitoring: NCU and Ultrasonic anemometer

Tracking algorithm: Astronomical with backtracking 2D

Communication: Zigbee

Control system: Local SCADA



WARRANTY

10 years of warranty for structural components
25 years warranty for protection against corrosion C3 according to EN-ISO 1461, EN-ISO 9223, EN-ISO 9224 and UNE-EN 10346 standards
5 years of warranty for electromechanics components





Vanguard™ 550-2P

TRACKER Single-Row / Multidrive System



About TrinaTracker

Flexible solutions adapted to our clients' needs

Customized services and the widest portfolio of products across the entire value chain.

TrinaTracker's highly qualified team and state of the art R&D department offer responsive support to our clients' needs.

Quality

TrinaTracker has a worldwide reputation of delivering high quality and reliable solutions. TrinaTracker solutions are designed to provide the best leveled cost of electricity.

In-house production and a worldwide supply chain network

TrinaTracker's production facility and supply chain network offer the highest quality with reduced lead times ensuring the best client support.



Compatible with Larger Modules

Vanguard 550-2P is designed to reduce LCOE with larger modules.

Compatible with **210 mm** wafer size



Upgraded Multidrive System

Better wind tolerance, high adaptability and synchronization, greatly improving the stability of the system.



Innovative SuperTrack Technology

According to real-time weather and actual terrain conditions, smart algorithm dynamically optimizes tracking angle, increases receiving radiation and reduces shading loss.

UP TO **8%** yield gain



More Modules Per Tracker

Designed with two-in-portrait configuration (2P), up to 4 strings of 1500V system per row.

UP TO **120** modules per tracker



Fewer Piles Per MW

7 piles per row (standard configuration), number of piles per MW has been optimized.

UP TO **45%** fewer piles

OPTIMIZED BEARING DESIGN

- Global patented spherical bearings, up to 30% angle adjustability.
- Alleviate the damage caused by uneven foundation settlement during operation.
- Release the extra stress caused by the deformation of the tracker system, reduce the load and failure rate of each component.



WIND TUNNEL TESTED BY RWDI

Static load + dynamic load dual test

3D flutter stability analysis and shock response

Evaluation of precise wind load distribution on tracker system.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Single row Single-Axis
Tracking range	±55° (110°)
Driver	Linear actuator
Configuration	Two modules in portrait (2P) up to 4 strings per tracker (1500V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming / Pre-drilling + ramming / Micropile / PHC piles
Pile section	W
Modules attachment	Bolts, Rivets and Clips
Piles per MW (550Wp module)	~106 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
(450Wp module)	~130 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
Terrain adaptability	15% N-S ⁽²⁾
Wind and snow loads tolerance	Tailored to site requirement
Rear shading factor	0.8%

STRUCTURE

Material	Steel S275 & S355 (EN 10025) or equivalent
Coating	HDG, Z275 (G90) and ZM310 ⁽³⁾

CONTROLLER

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress protection marking	IP65
Tracking method	Astronomical algorithms + SuperTrack technology ⁽⁴⁾
Advanced wind control	Smart wind gust alarm
Anemometer	Electric pulse/Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS485 Wireless option: LoRa/Zigbee
Operating conditions	Altitude < 5000m ⁽⁵⁾ Temperature: -30°C to 60°C
Sensors	Digital inclinometer
Power (motor drive)	DC motor: 0.15kW
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered with battery

WARRANTY (extendable)

Structure	10 years
Driver and control components	5 years

(1) Depending on layout

(2) For scenarios beyond the scope of use, please consult TrinaTracker

(3) Standard configuration. Other coating under request

(4) Includes smart tracking algorithm and smart backtracking algorithm

(5) Standard configuration. Different conditions under request

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: DS-TT-0001

rackXPRO



BASIC SPECS

TYPE:	MONOPILE OR BIPILE 2V/3V/4H (Available in other options)
TILT:	AD HOC - 5°- 35° AS STANDARD
GROUND CLEARANCE:	AD HOC - 0.2 - 1.5 m AS STANDARD
FOUNDATION:	AD HOC - RAMMING AS STANDARD
MAXIMUM SLOPE:	UP TO 30%
REGULATORY COMPLIANCE:	EUROCODE / ASCE (As per project location)

KEY FEATURES

- EASY MOUNTING
- CUSTOM DESIGN
- HUGE RANGE OF FOUNDATION SOLUTIONS
- WIDE RANGE OF CONFIGURATIONS
- HIGH ADAPTABILITY

WARRANTY

STRUCTURAL WARRANTY:	25 YEARS (Can be extended)
CORROSION WARRANTY:	25 YEARS (Can be extended)



ANEXO IV: ESTUDIO ECONÓMICO

OPEX TRACKER 1V

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costes mantenimiento y reparaciones	798.100 €	814.062 €	830.343 €	846.950 €	863.889 €	881.167 €	898.790 €	916.766 €	935.101 €	953.803 €
Potencia instalada (MWp)	79,81									
€/MW/año	10.000 €	10.200,00 €	10.404,00 €	10.612,08 €	10.824,32 €	11.040,81 €	11.261,62 €	11.486,86 €	11.716,59 €	11.950,93 €
IPC	2,5%	2,0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	150.000 €	153.000 €	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €	175.749 €	179.264 €
Seguros	133.387 €	136.055 €	138.776 €	141.551 €	144.382 €	147.270 €	150.215 €	153.220 €	156.284 €	159.410 €
% sobre CAPEX	0,3%									
Terrenos	152.288 €	155.334 €	158.441 €	161.610 €	164.842 €	168.139 €	171.501 €	174.931 €	178.430 €	181.999 €
Hectáreas	121,8306807									
Coste terrenos €/ha	1.250 €									
Total OPEX	1.233.775 €	1.258.451 €	1.283.620 €	1.309.292 €	1.335.478 €	1.362.187 €	1.389.431 €	1.417.220 €	1.445.564 €	1.474.476 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes mantenimiento y reparaciones	972.879 €	992.337 €	1.012.184 €	1.032.427 €	1.053.076 €	1.074.138 €	1.095.620 €	1.117.533 €	1.139.883 €	1.162.681 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	12.189,94 €	12.433,74 €	12.682,42 €	12.936,07 €	13.194,79 €	13.458,68 €	13.727,86 €	14.002,41 €	14.282,46 €	14.568,11 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	182.849 €	186.506 €	190.236 €	194.041 €	197.922 €	201.880 €	205.918 €	210.036 €	214.237 €	218.522 €
Seguros	162.598 €	165.850 €	169.167 €	172.550 €	176.001 €	179.521 €	183.111 €	186.774 €	190.509 €	194.319 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	185.639 €	189.351 €	193.138 €	197.001 €	200.941 €	204.960 €	209.059 €	213.240 €	217.505 €	221.855 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.503.965 €	1.534.044 €	1.564.725 €	1.596.020 €	1.627.940 €	1.660.499 €	1.693.709 €	1.727.583 €	1.762.135 €	1.797.377 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costes mantenimiento y reparaciones	1.185.935 €	1.209.653 €	1.233.846 €	1.258.523 €	1.283.694 €	1.309.368 €	1.335.555 €	1.362.266 €	1.389.511 €	1.417.302 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	14.859,47 €	15.156,66 €	15.459,80 €	15.768,99 €	16.084,37 €	16.406,06 €	16.734,18 €	17.068,86 €	17.410,24 €	17.758,45 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	222.892 €	227.350 €	231.897 €	236.535 €	241.266 €	246.091 €	251.013 €	256.033 €	261.154 €	266.377 €
Seguros	198.206 €	202.170 €	206.213 €	210.338 €	214.544 €	218.835 €	223.212 €	227.676 €	232.230 €	236.874 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	226.292 €	230.818 €	235.435 €	240.143 €	244.946 €	249.845 €	254.842 €	259.939 €	265.138 €	270.440 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.833.325 €	1.869.991 €	1.907.391 €	1.945.539 €	1.984.450 €	2.024.139 €	2.064.622 €	2.105.914 €	2.148.032 €	2.190.993 €

OPEX TRACKER 2V

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costes mantenimiento y reparaciones	826.551 €	843.082 €	859.944 €	877.143 €	894.685 €	912.579 €	930.831 €	949.447 €	968.436 €	987.805 €
Potencia instalada (MWp)	79,86									
€/MW/año	10.350 €	10.557,00 €	10.768,14 €	10.983,50 €	11.203,17 €	11.427,24 €	11.655,78 €	11.888,90 €	12.126,67 €	12.369,21 €
IPC	2,5%	2,0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	150.000 €	153.000 €	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €	175.749 €	179.264 €
Seguros	139.446 €	142.234 €	145.079 €	147.981 €	150.940 €	153.959 €	157.038 €	160.179 €	163.383 €	166.650 €
% sobre CAPEX	0,3%									
Terrenos	152.288 €	155.334 €	158.441 €	161.610 €	164.842 €	168.139 €	171.501 €	174.931 €	178.430 €	181.999 €
Hectáreas	121,8306807									
Coste terrenos €/ha	1.250 €									
Total OPEX	1.268.285 €	1.293.651 €	1.319.524 €	1.345.914 €	1.372.832 €	1.400.289 €	1.428.295 €	1.456.861 €	1.485.998 €	1.515.718 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes mantenimiento y reparaciones	1.007.561 €	1.027.712 €	1.048.267 €	1.069.232 €	1.090.616 €	1.112.429 €	1.134.677 €	1.157.371 €	1.180.518 €	1.204.129 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	12.616,59 €	12.868,92 €	13.126,30 €	13.388,83 €	13.656,61 €	13.929,74 €	14.208,33 €	14.492,50 €	14.782,35 €	15.078,00 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	182.849 €	186.506 €	190.236 €	194.041 €	197.922 €	201.880 €	205.918 €	210.036 €	214.237 €	218.522 €
Seguros	169.983 €	173.383 €	176.851 €	180.388 €	183.995 €	187.675 €	191.429 €	195.257 €	199.163 €	203.146 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	185.639 €	189.351 €	193.138 €	197.001 €	200.941 €	204.960 €	209.059 €	213.240 €	217.505 €	221.855 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.546.032 €	1.576.953 €	1.608.492 €	1.640.662 €	1.673.475 €	1.706.945 €	1.741.083 €	1.775.905 €	1.811.423 €	1.847.652 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costes mantenimiento y reparaciones	1.228.211 €	1.252.776 €	1.277.831 €	1.303.388 €	1.329.455 €	1.356.045 €	1.383.165 €	1.410.829 €	1.439.045 €	1.467.826 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	15.379,56 €	15.687,15 €	16.000,89 €	16.320,91 €	16.647,33 €	16.980,27 €	17.319,88 €	17.666,28 €	18.019,60 €	18.379,99 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	222.892 €	227.350 €	231.897 €	236.535 €	241.266 €	246.091 €	251.013 €	256.033 €	261.154 €	266.377 €
Seguros	207.209 €	211.353 €	215.580 €	219.892 €	224.289 €	228.775 €	233.351 €	238.018 €	242.778 €	247.634 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	226.292 €	230.818 €	235.435 €	240.143 €	244.946 €	249.845 €	254.842 €	259.939 €	265.138 €	270.440 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.884.605 €	1.922.297 €	1.960.743 €	1.999.958 €	2.039.957 €	2.080.756 €	2.122.371 €	2.164.818 €	2.208.115 €	2.252.277 €

OPEX ESTRUCTURA FIJA 93MWp

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costes mantenimiento y reparaciones	801.004 €	817.024 €	833.365 €	850.032 €	867.032 €	884.373 €	902.061 €	920.102 €	938.504 €	957.274 €
Potencia instalada (MWp)	93,14									
€/MW/año	8.600 €	8.772,00 €	8.947,44 €	9.126,39 €	9.308,92 €	9.495,09 €	9.685,00 €	9.878,70 €	10.076,27 €	10.277,80 €
IPC	2,5%	2,0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	150.000 €	153.000 €	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €	175.749 €	179.264 €
Seguros	147.465 €	150.415 €	153.423 €	156.491 €	159.621 €	162.814 €	166.070 €	169.391 €	172.779 €	176.235 €
% sobre CAPEX	0,3%									
Terrenos	152.288 €	155.334 €	158.441 €	161.610 €	164.842 €	168.139 €	171.501 €	174.931 €	178.430 €	181.999 €
Hectáreas	121,8306807									
Coste terrenos €/ha	1.250 €									
Total OPEX	1.250.758 €	1.275.773 €	1.301.288 €	1.327.314 €	1.353.860 €	1.380.938 €	1.408.556 €	1.436.727 €	1.465.462 €	1.494.771 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes mantenimiento y reparaciones	976.419 €	995.948 €	1.015.867 €	1.036.184 €	1.056.908 €	1.078.046 €	1.099.607 €	1.121.599 €	1.144.031 €	1.166.912 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	10.483,35 €	10.693,02 €	10.906,88 €	11.125,02 €	11.347,52 €	11.574,47 €	11.805,96 €	12.042,08 €	12.282,92 €	12.528,58 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	182.849 €	186.506 €	190.236 €	194.041 €	197.922 €	201.880 €	205.918 €	210.036 €	214.237 €	218.522 €
Seguros	179.759 €	183.355 €	187.022 €	190.762 €	194.577 €	198.469 €	202.438 €	206.487 €	210.617 €	214.829 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	185.639 €	189.351 €	193.138 €	197.001 €	200.941 €	204.960 €	209.059 €	213.240 €	217.505 €	221.855 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.524.667 €	1.555.160 €	1.586.263 €	1.617.988 €	1.650.348 €	1.683.355 €	1.717.022 €	1.751.363 €	1.786.390 €	1.822.118 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costes mantenimiento y reparaciones	1.190.250 €	1.214.055 €	1.238.336 €	1.263.103 €	1.288.365 €	1.314.132 €	1.340.415 €	1.367.223 €	1.394.567 €	1.422.459 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	12.779,15 €	13.034,73 €	13.295,43 €	13.561,33 €	13.832,56 €	14.109,21 €	14.391,40 €	14.679,22 €	14.972,81 €	15.272,26 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	222.892 €	227.350 €	231.897 €	236.535 €	241.266 €	246.091 €	251.013 €	256.033 €	261.154 €	266.377 €
Seguros	219.126 €	223.508 €	227.978 €	232.538 €	237.189 €	241.932 €	246.771 €	251.707 €	256.741 €	261.875 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	226.292 €	230.818 €	235.435 €	240.143 €	244.946 €	249.845 €	254.842 €	259.939 €	265.138 €	270.440 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.858.560 €	1.895.731 €	1.933.646 €	1.972.319 €	2.011.765 €	2.052.000 €	2.093.040 €	2.134.901 €	2.177.599 €	2.221.151 €

OPEX ESTRUCTURA FIJA 88MWp

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costes mantenimiento y reparaciones	758.434 €	773.603 €	789.075 €	804.856 €	820.953 €	837.372 €	854.120 €	871.202 €	888.626 €	906.399 €
Potencia instalada (MWp)	88,19									
€/MW/año	8.600 €	8.772,00 €	8.947,44 €	9.126,39 €	9.308,92 €	9.495,09 €	9.685,00 €	9.878,70 €	10.076,27 €	10.277,80 €
IPC	2,5%	2,0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	150.000 €	153.000 €	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €	175.749 €	179.264 €
Seguros	140.961 €	143.781 €	146.656 €	149.589 €	152.581 €	155.633 €	158.745 €	161.920 €	165.159 €	168.462 €
% sobre CAPEX	0,3%									
Terrenos	145.287 €	148.193 €	151.157 €	154.180 €	157.264 €	160.409 €	163.617 €	166.890 €	170.227 €	173.632 €
Hectáreas	116,229998									
Coste terrenos €/ha	1.250 €									
Total OPEX	1.194.683 €	1.218.577 €	1.242.948 €	1.267.807 €	1.293.163 €	1.319.027 €	1.345.407 €	1.372.315 €	1.399.761 €	1.427.757 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes mantenimiento y reparaciones	924.527 €	943.017 €	961.878 €	981.115 €	1.000.738 €	1.020.752 €	1.041.167 €	1.061.991 €	1.083.231 €	1.104.895 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	10.483,35 €	10.693,02 €	10.906,88 €	11.125,02 €	11.347,52 €	11.574,47 €	11.805,96 €	12.042,08 €	12.282,92 €	12.528,58 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	182.849 €	186.506 €	190.236 €	194.041 €	197.922 €	201.880 €	205.918 €	210.036 €	214.237 €	218.522 €
Seguros	171.831 €	175.268 €	178.773 €	182.349 €	185.996 €	189.716 €	193.510 €	197.380 €	201.328 €	205.354 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	177.105 €	180.647 €	184.260 €	187.945 €	191.704 €	195.538 €	199.449 €	203.438 €	207.506 €	211.656 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.456.312 €	1.485.438 €	1.515.147 €	1.545.450 €	1.576.359 €	1.607.886 €	1.640.044 €	1.672.845 €	1.706.301 €	1.740.427 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costes mantenimiento y reparaciones	1.126.993 €	1.149.533 €	1.172.524 €	1.195.974 €	1.219.893 €	1.244.291 €	1.269.177 €	1.294.561 €	1.320.452 €	1.346.861 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	12.779,15 €	13.034,73 €	13.295,43 €	13.561,33 €	13.832,56 €	14.109,21 €	14.391,40 €	14.679,22 €	14.972,81 €	15.272,26 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	222.892 €	227.350 €	231.897 €	236.535 €	241.266 €	246.091 €	251.013 €	256.033 €	261.154 €	266.377 €
Seguros	209.461 €	213.651 €	217.924 €	222.282 €	226.728 €	231.262 €	235.887 €	240.605 €	245.417 €	250.326 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	215.890 €	220.207 €	224.612 €	229.104 €	233.686 €	238.360 €	243.127 €	247.989 €	252.949 €	258.008 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.775.236 €	1.810.741 €	1.846.956 €	1.883.895 €	1.921.573 €	1.960.004 €	1.999.204 €	2.039.188 €	2.079.972 €	2.121.571 €

OPEX ESTRUCTURA FIJA 83MWp

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costes mantenimiento y reparaciones	715.348 €	729.655 €	744.248 €	759.133 €	774.316 €	789.802 €	805.598 €	821.710 €	838.144 €	854.907 €
Potencia instalada (MWp)	83,18									
€/MW/año	8.600 €	8.772,00 €	8.947,44 €	9.126,39 €	9.308,92 €	9.495,09 €	9.685,00 €	9.878,70 €	10.076,27 €	10.277,80 €
IPC	2,5%	2,0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	150.000 €	153.000 €	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €	175.749 €	179.264 €
Seguros	134.257 €	136.942 €	139.681 €	142.475 €	145.324 €	148.231 €	151.196 €	154.219 €	157.304 €	160.450 €
% sobre CAPEX	0,3%									
Terrenos	138.697 €	141.470 €	144.300 €	147.186 €	150.130 €	153.132 €	156.195 €	159.319 €	162.505 €	165.755 €
Hectáreas	110,957205									
Coste terrenos €/ha	1.250 €									
Total OPEX	1.138.302 €	1.161.068 €	1.184.289 €	1.207.975 €	1.232.135 €	1.256.777 €	1.281.913 €	1.307.551 €	1.333.702 €	1.360.376 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes mantenimiento y reparaciones	872.005 €	889.445 €	907.234 €	925.379 €	943.886 €	962.764 €	982.020 €	1.001.660 €	1.021.693 €	1.042.127 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	10.483,35 €	10.693,02 €	10.906,88 €	11.125,02 €	11.347,52 €	11.574,47 €	11.805,96 €	12.042,08 €	12.282,92 €	12.528,58 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	182.849 €	186.506 €	190.236 €	194.041 €	197.922 €	201.880 €	205.918 €	210.036 €	214.237 €	218.522 €
Seguros	163.659 €	166.932 €	170.271 €	173.676 €	177.150 €	180.693 €	184.307 €	187.993 €	191.753 €	195.588 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	169.070 €	172.452 €	175.901 €	179.419 €	183.007 €	186.667 €	190.401 €	194.209 €	198.093 €	202.055 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.387.584 €	1.415.335 €	1.443.642 €	1.472.515 €	1.501.965 €	1.532.004 €	1.562.644 €	1.593.897 €	1.625.775 €	1.658.291 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costes mantenimiento y reparaciones	1.062.969 €	1.084.229 €	1.105.913 €	1.128.032 €	1.150.592 €	1.173.604 €	1.197.076 €	1.221.018 €	1.245.438 €	1.270.347 €
Potencia instalada (MWp)										
€/MW/año	12.779,15 €	13.034,73 €	13.295,43 €	13.561,33 €	13.832,56 €	14.109,21 €	14.391,40 €	14.679,22 €	14.972,81 €	15.272,26 €
IPC	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vigilancia, SCADA, servicios	222.892 €	227.350 €	231.897 €	236.535 €	241.266 €	246.091 €	251.013 €	256.033 €	261.154 €	266.377 €
Seguros	199.499 €	203.489 €	207.559 €	211.710 €	215.944 €	220.263 €	224.669 €	229.162 €	233.745 €	238.420 €
% sobre CAPEX										
Terrenos	206.096 €	210.218 €	214.422 €	218.710 €	223.085 €	227.546 €	232.097 €	236.739 €	241.474 €	246.303 €
Hectáreas										
Coste terrenos €/ha										
Total OPEX	1.691.457 €	1.725.286 €	1.759.791 €	1.794.987 €	1.830.887 €	1.867.505 €	1.904.855 €	1.942.952 €	1.981.811 €	2.021.447 €

INGRESOS

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio venta energía	38,00 €	38,76 €	39,54 €	40,33 €	41,13 €	41,96 €	42,79 €	43,65 €	44,52 €	45,41 €	46,32 €
Tracker 1 V	5.564.692,66 €	5.653.282,56 €	5.743.282,82 €	5.834.715,88 €	5.927.604,56 €	6.021.972,03 €	6.117.841,82 €	6.215.237,86 €	6.314.184,45 €	6.414.706,27 €	
Tracker 2V	5.578.563,93 €	5.667.374,67 €	5.757.599,27 €	5.849.260,25 €	5.942.380,48 €	6.036.983,17 €	6.133.091,95 €	6.230.730,77 €	6.329.924,00 €	6.430.696,39 €	
Fija 93MWp	5.647.149,67 €	5.737.052,30 €	5.828.386,17 €	5.921.174,08 €	6.015.439,17 €	6.111.204,96 €	6.208.495,34 €	6.307.334,59 €	6.407.747,35 €	6.509.758,69 €	
Fija 88MWp	5.409.411,45 €	5.495.529,28 €	5.583.018,11 €	5.671.899,76 €	5.762.196,40 €	5.853.930,57 €	5.947.125,14 €	6.041.803,38 €	6.137.988,89 €	6.235.705,67 €	
Fija 83MWp	5.163.966,97 €	5.246.177,32 €	5.329.696,47 €	5.414.545,24 €	5.500.744,80 €	5.588.316,65 €	5.677.282,65 €	5.767.664,99 €	5.859.486,22 €	5.952.769,24 €	

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Precio venta energía	47,25 €	48,19 €	49,16 €	50,14 €	51,14 €	52,17 €	53,21 €	54,27 €	55,36 €	56,47 €
Tracker 1 V	6.516.828,39 €	6.620.576,30 €	6.725.975,87 €	6.833.053,41 €	6.941.835,62 €	7.052.349,64 €	7.164.623,05 €	7.278.683,85 €	7.394.560,49 €	7.512.281,90 €
Tracker 2V	6.533.073,08 €	6.637.079,60 €	6.742.741,91 €	6.850.086,36 €	6.959.139,74 €	7.069.929,24 €	7.182.482,52 €	7.296.827,64 €	7.412.993,13 €	7.531.007,98 €
Fija 93MWp	6.613.394,05 €	6.718.679,28 €	6.825.640,66 €	6.934.304,86 €	7.044.698,99 €	7.156.850,60 €	7.270.787,66 €	7.386.538,60 €	7.504.132,29 €	7.623.598,08 €
Fija 88MWp	6.334.978,10 €	6.435.830,95 €	6.538.289,38 €	6.642.378,95 €	6.748.125,62 €	6.855.555,78 €	6.964.696,23 €	7.075.574,19 €	7.188.217,34 €	7.302.653,76 €
Fija 83MWp	6.047.537,33 €	6.143.814,12 €	6.241.623,64 €	6.340.990,29 €	6.441.938,86 €	6.544.494,52 €	6.648.682,88 €	6.754.529,91 €	6.862.062,02 €	6.971.306,05 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Precio venta energía	57,60 €	58,75 €	59,92 €	61,12 €	62,34 €	63,59 €	64,86 €	66,16 €	67,48 €	68,83 €
Tracker 1 V	7.631.877,42 €	7.753.376,91 €	7.876.810,67 €	8.002.209,50 €	8.129.604,67 €	8.259.027,98 €	8.390.511,71 €	8.524.088,65 €	8.659.792,14 €	8.797.656,04 €
Tracker 2V	7.650.901,63 €	7.772.703,98 €	7.896.445,43 €	8.022.156,84 €	8.149.869,58 €	8.279.615,50 €	8.411.426,98 €	8.545.336,90 €	8.681.378,66 €	8.819.586,21 €
Fija 93MWp	7.744.965,76 €	7.868.265,62 €	7.993.528,41 €	8.120.785,38 €	8.250.068,28 €	8.381.409,37 €	8.514.841,40 €	8.650.397,68 €	8.788.112,01 €	8.928.018,75 €
Fija 88MWp	7.418.912,00 €	7.537.021,08 €	7.657.010,46 €	7.778.910,07 €	7.902.750,31 €	8.028.562,10 €	8.156.376,81 €	8.286.226,33 €	8.418.143,05 €	8.552.159,89 €
Fija 83MWp	7.082.289,24 €	7.195.039,29 €	7.309.584,31 €	7.425.952,90 €	7.544.174,07 €	7.664.277,32 €	7.786.292,61 €	7.910.250,39 €	8.036.181,58 €	8.164.117,59 €

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO CON TRACKER 1V

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX EQUITY	26.677.361 €										
Ingresos totales		5.564.692,66 €	5.653.282,56 €	5.743.282,82 €	5.834.715,88 €	5.927.604,56 €	6.021.972,03 €	6.117.841,82 €	6.215.237,86 €	6.314.184,45 €	6.414.706,27 €
OPEX		1.233.775,15 €	1.258.450,66 €	1.283.619,67 €	1.309.292,06 €	1.335.477,90 €	1.362.187,46 €	1.389.431,21 €	1.417.219,84 €	1.445.564,23 €	1.474.475,52 €
EBITDA		4.330.917,50 €	4.394.831,91 €	4.459.663,15 €	4.525.423,82 €	4.592.126,66 €	4.659.784,56 €	4.728.410,61 €	4.798.018,03 €	4.868.620,22 €	4.940.230,75 €
Amortización planta		1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €
EBIT		2.848.841,92 €	2.912.756,32 €	2.977.587,57 €	3.043.348,24 €	3.110.051,07 €	3.177.708,98 €	3.246.335,03 €	3.315.942,44 €	3.386.544,63 €	3.458.155,17 €
Intereses		711.396,28 €	652.143,41 €	590.520,43 €	526.432,53 €	459.781,11 €	390.463,63 €	318.373,46 €	243.399,68 €	165.426,95 €	84.335,31 €
Impuesto sociedades		534.361,41 €	565.153,23 €	596.766,78 €	629.228,93 €	662.567,49 €	696.811,34 €	731.990,39 €	768.135,69 €	805.279,42 €	843.454,96 €
Beneficio neto		1.603.084,23 €	1.695.459,68 €	1.790.300,35 €	1.887.686,78 €	1.987.702,47 €	2.090.434,01 €	2.195.971,17 €	2.304.407,07 €	2.415.838,26 €	2.530.364,89 €
Amortización deuda		1.481.321,70 €	1.540.574,57 €	1.602.197,55 €	1.666.285,45 €	1.732.936,87 €	1.802.254,34 €	1.874.344,52 €	1.949.318,30 €	2.027.291,03 €	2.108.382,67 €
Flujos de caja	-26.677.361 €	1.603.838,11 €	1.636.960,70 €	1.670.178,39 €	1.703.476,92 €	1.736.841,19 €	1.770.255,25 €	1.803.702,24 €	1.837.164,36 €	1.870.622,82 €	1.904.057,81 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX EQUITY										
Ingresos totales	6.516.828,39 €	6.620.576,30 €	6.725.975,87 €	6.833.053,41 €	6.941.835,62 €	7.052.349,64 €	7.164.623,05 €	7.278.683,85 €	7.394.560,49 €	7.512.281,90 €
OPEX	1.503.965,03 €	1.534.044,33 €	1.564.725,21 €	1.596.019,72 €	1.627.940,11 €	1.660.498,92 €	1.693.708,89 €	1.727.583,07 €	1.762.134,73 €	1.797.377,43 €
EBITDA	5.012.863,36 €	5.086.531,97 €	5.161.250,66 €	5.237.033,69 €	5.313.895,51 €	5.391.850,73 €	5.470.914,15 €	5.551.100,77 €	5.632.425,76 €	5.714.904,47 €
Amortización planta	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €
EBIT	3.530.787,78 €	3.604.456,39 €	3.679.175,07 €	3.754.958,11 €	3.831.819,92 €	3.909.775,14 €	3.988.838,57 €	4.069.025,19 €	4.150.350,18 €	4.232.828,89 €
Intereses										
Impuesto sociedades	882.696,94 €	901.114,10 €	919.793,77 €	938.739,53 €	957.954,98 €	977.443,79 €	997.209,64 €	1.017.256,30 €	1.037.587,54 €	1.058.207,22 €
Beneficio neto	2.648.090,83 €	2.703.342,29 €	2.759.381,31 €	2.816.218,58 €	2.873.864,94 €	2.932.331,36 €	2.991.628,93 €	3.051.768,89 €	3.112.762,63 €	3.174.621,66 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.130.166,42 €	4.185.417,87 €	4.241.456,89 €	4.298.294,16 €	4.355.940,52 €	4.414.406,94 €	4.473.704,51 €	4.533.844,48 €	4.594.838,22 €	4.656.697,25 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
CAPEX EQUITY										
Ingresos totales	7.631.877,42 €	7.753.376,91 €	7.876.810,67 €	8.002.209,50 €	8.129.604,67 €	8.259.027,98 €	8.390.511,71 €	8.524.088,65 €	8.659.792,14 €	8.797.656,04 €
OPEX	1.833.324,98 €	1.869.991,48 €	1.907.391,31 €	1.945.539,13 €	1.984.449,91 €	2.024.138,91 €	2.064.621,69 €	2.105.914,12 €	2.148.032,41 €	2.190.993,06 €
EBITDA	5.798.552,45 €	5.883.385,44 €	5.969.419,37 €	6.056.670,37 €	6.145.154,76 €	6.234.889,07 €	6.325.890,02 €	6.418.174,53 €	6.511.759,74 €	6.606.662,98 €
Amortización planta	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €	1.482.075,58 €
EBIT	4.316.476,86 €	4.401.309,85 €	4.487.343,78 €	4.574.594,78 €	4.663.079,18 €	4.752.813,49 €	4.843.814,43 €	4.936.098,94 €	5.029.684,15 €	5.124.587,40 €
Intereses										
Impuesto sociedades	1.079.119,22 €	1.100.327,46 €	1.121.835,95 €	1.143.648,70 €	1.165.769,79 €	1.188.203,37 €	1.210.953,61 €	1.234.024,74 €	1.257.421,04 €	1.281.146,85 €
Beneficio neto	3.237.357,65 €	3.300.982,39 €	3.365.507,84 €	3.430.946,09 €	3.497.309,38 €	3.564.610,11 €	3.632.860,82 €	3.702.074,21 €	3.772.263,12 €	3.843.440,55 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.719.433,23 €	4.783.057,97 €	4.847.583,42 €	4.913.021,67 €	4.979.384,97 €	5.046.685,70 €	5.114.936,41 €	5.184.149,79 €	5.254.338,70 €	5.325.516,13 €

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO CON TRACKER 2V

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX	27.889.113 €										
Ingresos totales	5.578.563,93 €	5.667.374,67 €	5.757.599,27 €	5.849.260,25 €	5.942.380,48 €	6.036.983,17 €	6.133.091,95 €	6.230.730,77 €	6.329.924,00 €	6.430.696,39 €	
OPEX	1.268.284,92 €	1.293.650,61 €	1.319.523,63 €	1.345.914,10 €	1.372.832,38 €	1.400.289,03 €	1.428.294,81 €	1.456.860,71 €	1.485.997,92 €	1.515.717,88 €	
EBITDA	4.310.279,01 €	4.373.724,05 €	4.438.075,65 €	4.503.346,15 €	4.569.548,10 €	4.636.694,15 €	4.704.797,14 €	4.773.870,06 €	4.843.926,08 €	4.914.978,52 €	
Amortización planta	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	
EBIT	2.760.883,85 €	2.824.328,89 €	2.888.680,48 €	2.953.950,99 €	3.020.152,93 €	3.087.298,98 €	3.155.401,97 €	3.224.474,90 €	3.294.530,92 €	3.365.583,35 €	
Intereses	743.709,68 €	681.765,40 €	617.343,35 €	550.344,41 €	480.665,52 €	408.199,47 €	332.834,78 €	254.455,50 €	172.941,05 €	88.166,03 €	
Impuesto sociedades	504.293,54 €	535.640,87 €	567.834,28 €	600.901,64 €	634.871,85 €	669.774,88 €	705.641,80 €	742.504,85 €	780.397,47 €	819.354,33 €	
Resultado neto	1.512.880,63 €	1.606.922,62 €	1.703.502,85 €	1.802.704,93 €	1.904.615,56 €	2.009.324,63 €	2.116.925,39 €	2.227.514,55 €	2.341.192,40 €	2.458.062,99 €	
Amortización deuda	1.548.607,04 €	1.610.551,32 €	1.674.973,37 €	1.741.972,31 €	1.811.651,20 €	1.884.117,25 €	1.959.481,94 €	2.037.861,22 €	2.119.375,66 €	2.204.150,69 €	
Flujos de caja	-27.889.113 €	1.513.668,75 €	1.545.766,46 €	1.577.924,64 €	1.610.127,79 €	1.642.359,52 €	1.674.602,55 €	1.706.838,62 €	1.739.048,50 €	1.771.211,90 €	1.803.307,47 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX										
Ingresos totales	6.533.073,08 €	6.637.079,60 €	6.742.741,91 €	6.850.086,36 €	6.959.139,74 €	7.069.929,24 €	7.182.482,52 €	7.296.827,64 €	7.412.993,13 €	7.531.007,98 €
OPEX	1.546.032,24 €	1.576.952,88 €	1.608.491,94 €	1.640.661,78 €	1.673.475,01 €	1.706.944,51 €	1.741.083,40 €	1.775.905,07 €	1.811.423,17 €	1.847.651,64 €
EBITDA	4.987.040,84 €	5.060.126,72 €	5.134.249,97 €	5.209.424,59 €	5.285.664,73 €	5.362.984,73 €	5.441.399,11 €	5.520.922,57 €	5.601.569,96 €	5.683.356,35 €
Amortización planta	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €
EBIT	3.437.645,68 €	3.510.731,56 €	3.584.854,81 €	3.660.029,42 €	3.736.269,56 €	3.813.589,56 €	3.892.003,95 €	3.971.527,40 €	4.052.174,79 €	4.133.961,18 €
Intereses	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €					
Impuesto sociedades	859.411,42 €	877.682,89 €	896.213,70 €	915.007,35 €	934.067,39 €	953.397,39 €	973.000,99 €	992.881,85 €	1.013.043,70 €	1.033.490,30 €
Resultado neto	2.578.234,26 €	2.633.048,67 €	2.688.641,10 €	2.745.022,06 €	2.802.202,17 €	2.860.192,17 €	2.919.002,96 €	2.978.645,55 €	3.039.131,10 €	3.100.470,89 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.127.629,43 €	4.182.443,83 €	4.238.036,27 €	4.294.417,23 €	4.351.597,34 €	4.409.587,34 €	4.468.398,13 €	4.528.040,72 €	4.588.526,26 €	4.649.866,05 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
CAPEX										
Ingresos totales	7.650.901,63 €	7.772.703,98 €	7.896.445,43 €	8.022.156,84 €	8.149.869,58 €	8.279.615,50 €	8.411.426,98 €	8.545.336,90 €	8.681.378,66 €	8.819.586,21 €
OPEX	1.884.604,67 €	1.922.296,76 €	1.960.742,70 €	1.999.957,55 €	2.039.956,70 €	2.080.755,84 €	2.122.370,95 €	2.164.818,37 €	2.208.114,74 €	2.252.277,03 €
EBITDA	5.766.296,96 €	5.850.407,22 €	5.935.702,74 €	6.022.199,29 €	6.109.912,88 €	6.198.859,67 €	6.289.056,03 €	6.380.518,53 €	6.473.263,92 €	6.567.309,18 €
Amortización planta	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €	1.549.395,17 €
EBIT	4.216.901,80 €	4.301.012,06 €	4.386.307,57 €	4.472.804,13 €	4.560.517,71 €	4.649.464,50 €	4.739.660,86 €	4.831.123,36 €	4.923.868,76 €	5.017.914,01 €
Intereses										
Impuesto sociedades	1.054.225,45 €	1.075.253,01 €	1.096.576,89 €	1.118.201,03 €	1.140.129,43 €	1.162.366,13 €	1.184.915,22 €	1.207.780,84 €	1.230.967,19 €	1.254.478,50 €
Resultado neto	3.162.676,35 €	3.225.759,04 €	3.289.730,68 €	3.354.603,09 €	3.420.388,28 €	3.487.098,38 €	3.554.745,65 €	3.623.342,52 €	3.692.901,57 €	3.763.435,51 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.712.071,51 €	4.775.154,21 €	4.839.125,84 €	4.903.998,26 €	4.969.783,45 €	5.036.493,54 €	5.104.140,81 €	5.172.737,69 €	5.242.296,74 €	5.312.830,68 €

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO CON ESTRUCTURA FIJA 93MWp

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX	29.493.058 €										
Ingresos totales	5.647.149,67 €	5.737.052,30 €	5.828.386,17 €	5.921.174,08 €	6.015.439,17 €	6.111.204,96 €	6.208.495,34 €	6.307.334,59 €	6.407.747,35 €	6.509.758,69 €	
OPEX	1.250.757,64 €	1.275.772,79 €	1.301.288,25 €	1.327.314,02 €	1.353.860,30 €	1.380.937,50 €	1.408.556,25 €	1.436.727,38 €	1.465.461,92 €	1.494.771,16 €	
EBITDA	4.396.392,03 €	4.461.279,50 €	4.527.097,92 €	4.593.860,06 €	4.661.578,87 €	4.730.267,46 €	4.799.939,09 €	4.870.607,21 €	4.942.285,43 €	5.014.987,53 €	
Amortizaciones	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	
EBIT	2.757.888,80 €	2.822.776,27 €	2.888.594,68 €	2.955.356,83 €	3.023.075,64 €	3.091.764,22 €	3.161.435,86 €	3.232.103,98 €	3.303.782,20 €	3.376.484,30 €	
Intereses	786.481,55 €	720.974,76 €	652.847,70 €	581.995,55 €	508.309,32 €	431.675,64 €	351.976,61 €	269.089,62 €	182.887,16 €	93.236,59 €	
Impuesto sociedades	492.851,81 €	525.450,38 €	558.936,75 €	593.340,32 €	628.691,58 €	665.022,15 €	702.364,81 €	740.753,59 €	780.223,76 €	820.811,93 €	
Resultado neto	1.478.555,43 €	1.576.351,13 €	1.676.810,24 €	1.780.020,96 €	1.886.074,74 €	1.995.066,44 €	2.107.094,43 €	2.222.260,76 €	2.340.671,28 €	2.462.435,78 €	
Amortización deuda	1.637.669,78 €	1.703.176,57 €	1.771.303,63 €	1.842.155,78 €	1.915.842,01 €	1.992.475,69 €	2.072.174,72 €	2.155.061,71 €	2.241.264,17 €	2.330.914,74 €	
Flujos de caja	-29.493.058 €	1.479.388,89 €	1.511.677,79 €	1.544.009,84 €	1.576.368,41 €	1.608.735,96 €	1.641.093,98 €	1.673.422,95 €	1.705.702,29 €	1.737.910,34 €	1.770.024,27 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX										
Ingresos totales	6.613.394,05 €	6.718.679,28 €	6.825.640,66 €	6.934.304,86 €	7.044.698,99 €	7.156.850,60 €	7.270.787,66 €	7.386.538,60 €	7.504.132,29 €	7.623.598,08 €
OPEX	1.524.666,59 €	1.555.159,92 €	1.586.263,12 €	1.617.988,38 €	1.650.348,15 €	1.683.355,11 €	1.717.022,21 €	1.751.362,66 €	1.786.389,91 €	1.822.117,71 €
EBITDA	5.088.727,46 €	5.163.519,37 €	5.239.377,54 €	5.316.316,48 €	5.394.350,84 €	5.473.495,49 €	5.553.765,45 €	5.635.175,94 €	5.717.742,39 €	5.801.480,37 €
Amortizaciones	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €
EBIT	3.450.224,23 €	3.525.016,13 €	3.600.874,31 €	3.677.813,25 €	3.755.847,61 €	3.834.992,26 €	3.915.262,22 €	3.996.672,71 €	4.079.239,15 €	4.162.977,14 €
Intereses	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €					
Impuesto sociedades	862.556,06 €	881.254,03 €	900.218,58 €	919.453,31 €	938.961,90 €	958.748,06 €	978.815,55 €	999.168,18 €	1.019.809,79 €	1.040.744,29 €
Resultado neto	2.587.668,17 €	2.643.762,10 €	2.700.655,73 €	2.758.359,93 €	2.816.885,71 €	2.876.244,19 €	2.936.446,66 €	2.997.504,53 €	3.059.429,36 €	3.122.232,86 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.226.171,41 €	4.282.265,33 €	4.339.158,96 €	4.396.863,17 €	4.455.388,94 €	4.514.747,43 €	4.574.949,89 €	4.636.007,77 €	4.697.932,60 €	4.760.736,09 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
CAPEX										
Ingresos totales	7.744.965,76 €	7.868.265,62 €	7.993.528,41 €	8.120.785,38 €	8.250.068,28 €	8.381.409,37 €	8.514.841,40 €	8.650.397,68 €	8.788.112,01 €	8.928.018,75 €
OPEX	1.858.560,06 €	1.895.731,26 €	1.933.645,89 €	1.972.318,81 €	2.011.765,18 €	2.052.000,48 €	2.093.040,49 €	2.134.901,30 €	2.177.599,33 €	2.221.151,32 €
EBITDA	5.886.405,70 €	5.972.534,35 €	6.059.882,52 €	6.148.466,57 €	6.238.303,10 €	6.329.408,88 €	6.421.800,91 €	6.515.496,38 €	6.610.512,68 €	6.706.867,44 €
Amortizaciones	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €	1.638.503,23 €
EBIT	4.247.902,47 €	4.334.031,12 €	4.421.379,28 €	4.509.963,34 €	4.599.799,87 €	4.690.905,65 €	4.783.297,68 €	4.876.993,14 €	4.972.009,45 €	5.068.364,20 €
Intereses										
Impuesto sociedades	1.061.975,62 €	1.083.507,78 €	1.105.344,82 €	1.127.490,83 €	1.149.949,97 €	1.172.726,41 €	1.195.824,42 €	1.219.248,29 €	1.243.002,36 €	1.267.091,05 €
Resultado neto	3.185.926,85 €	3.250.523,34 €	3.316.034,46 €	3.382.472,50 €	3.449.849,90 €	3.518.179,24 €	3.587.473,26 €	3.657.744,86 €	3.729.007,09 €	3.801.273,15 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.824.430,08 €	4.889.026,57 €	4.954.537,70 €	5.020.975,74 €	5.088.353,13 €	5.156.682,47 €	5.225.976,49 €	5.296.248,09 €	5.367.510,32 €	5.439.776,39 €

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO CON ESTRUCTURA FIJA 88MWp

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX	28.192.290 €										
Ingresos totales	5.409.411,45 €	5.495.529,28 €	5.583.018,11 €	5.671.899,76 €	5.762.196,40 €	5.853.930,57 €	5.947.125,14 €	6.041.803,38 €	6.137.988,89 €	6.235.705,67 €	
OPEX	1.194.682,95 €	1.218.576,60 €	1.242.948,14 €	1.267.807,10 €	1.293.163,24 €	1.319.026,51 €	1.345.407,04 €	1.372.315,18 €	1.399.761,48 €	1.427.756,71 €	
EBITDA	4.214.728,51 €	4.276.952,68 €	4.340.069,97 €	4.404.092,66 €	4.469.033,16 €	4.534.904,06 €	4.601.718,11 €	4.669.488,20 €	4.738.227,40 €	4.807.948,96 €	
Amortizaciones	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	
EBIT	2.648.490,19 €	2.710.714,36 €	2.773.831,66 €	2.837.854,34 €	2.902.794,84 €	2.968.665,75 €	3.035.479,79 €	3.103.249,88 €	3.171.989,09 €	3.241.710,64 €	
Intereses	751.794,39 €	689.176,73 €	624.054,36 €	556.327,09 €	485.890,73 €	412.636,92 €	336.452,96 €	257.221,64 €	174.821,06 €	89.124,46 €	
Impuesto sociedades	474.173,95 €	505.384,41 €	537.444,33 €	570.381,81 €	604.226,03 €	639.007,21 €	674.756,71 €	711.507,06 €	749.292,01 €	788.146,54 €	
Resultado neto	1.422.521,85 €	1.516.153,23 €	1.612.332,98 €	1.711.145,44 €	1.812.678,08 €	1.917.021,62 €	2.024.270,12 €	2.134.521,18 €	2.247.876,02 €	2.364.439,63 €	
Amortización deuda	1.565.441,62 €	1.628.059,29 €	1.693.181,66 €	1.760.908,92 €	1.831.345,28 €	1.904.599,09 €	1.980.783,06 €	2.060.014,38 €	2.142.414,95 €	2.228.111,55 €	
Flujos de caja	-28.192.290 €	1.423.318,54 €	1.454.332,26 €	1.485.389,63 €	1.516.474,83 €	1.547.571,12 €	1.578.660,84 €	1.609.725,39 €	1.640.745,12 €	1.671.699,38 €	1.702.566,40 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX										
Ingresos totales	6.334.978,10 €	6.435.830,95 €	6.538.289,38 €	6.642.378,95 €	6.748.125,62 €	6.855.555,78 €	6.964.696,23 €	7.075.574,19 €	7.188.217,34 €	7.302.653,76 €
OPEX	1.456.311,84 €	1.485.438,08 €	1.515.146,84 €	1.545.449,78 €	1.576.358,78 €	1.607.885,95 €	1.640.043,67 €	1.672.844,54 €	1.706.301,43 €	1.740.427,46 €
EBITDA	4.878.666,26 €	4.950.392,87 €	5.023.142,54 €	5.096.929,17 €	5.171.766,85 €	5.247.669,83 €	5.324.652,56 €	5.402.729,65 €	5.481.915,90 €	5.562.226,29 €
Amortizaciones	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €
EBIT	3.312.427,94 €	3.384.154,56 €	3.456.904,22 €	3.530.690,85 €	3.605.528,53 €	3.681.431,51 €	3.758.414,24 €	3.836.491,33 €	3.915.677,58 €	3.995.987,98 €
Intereses	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €					
Impuesto sociedades	828.106,99 €	846.038,64 €	864.226,06 €	882.672,71 €	901.382,13 €	920.357,88 €	939.603,56 €	959.122,83 €	978.919,40 €	998.996,99 €
Resultado neto	2.484.320,96 €	2.538.115,92 €	2.592.678,17 €	2.648.018,14 €	2.704.146,40 €	2.761.073,64 €	2.818.810,68 €	2.877.368,50 €	2.936.758,19 €	2.996.990,98 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.050.559,27 €	4.104.354,23 €	4.158.916,48 €	4.214.256,46 €	4.270.384,71 €	4.327.311,95 €	4.385.049,00 €	4.443.606,82 €	4.502.996,51 €	4.563.229,30 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
CAPEX										
Ingresos totales	7.418.912,00 €	7.537.021,08 €	7.657.010,46 €	7.778.910,07 €	7.902.750,31 €	8.028.562,10 €	8.156.376,81 €	8.286.226,33 €	8.418.143,05 €	8.552.159,89 €
OPEX	1.775.236,01 €	1.810.740,73 €	1.846.955,55 €	1.883.894,66 €	1.921.572,55 €	1.960.004,00 €	1.999.204,08 €	2.039.188,16 €	2.079.971,93 €	2.121.571,37 €
EBITDA	5.643.675,99 €	5.726.280,35 €	5.810.054,91 €	5.895.015,41 €	5.981.177,76 €	6.068.558,10 €	6.157.172,72 €	6.247.038,16 €	6.338.171,12 €	6.430.588,52 €
Amortizaciones	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €	1.566.238,32 €
EBIT	4.077.437,67 €	4.160.042,03 €	4.243.816,59 €	4.328.777,09 €	4.414.939,45 €	4.502.319,78 €	4.590.934,41 €	4.680.799,84 €	4.771.932,80 €	4.864.350,20 €
Intereses										
Impuesto sociedades	1.019.359,42 €	1.040.010,51 €	1.060.954,15 €	1.082.194,27 €	1.103.734,86 €	1.125.579,94 €	1.147.733,60 €	1.170.199,96 €	1.192.983,20 €	1.216.087,55 €
Resultado neto	3.058.078,26 €	3.120.031,53 €	3.182.862,45 €	3.246.582,82 €	3.311.204,58 €	3.376.739,83 €	3.443.200,81 €	3.510.599,88 €	3.578.949,60 €	3.648.262,65 €
Amortización deuda										
Flujos de caja	4.624.316,57 €	4.686.269,84 €	4.749.100,76 €	4.812.821,13 €	4.877.442,90 €	4.942.978,15 €	5.009.439,12 €	5.076.838,20 €	5.145.187,92 €	5.214.500,97 €

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO CON ESTRUCTURA FIJA 83MWp

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX	26.851.463 €										
Ingresos totales	5.163.966,97 €	5.246.177,32 €	5.329.696,47 €	5.414.545,24 €	5.500.744,80 €	5.588.316,65 €	5.677.282,65 €	5.767.664,99 €	5.859.486,22 €	5.952.769,24 €	
OPEX	1.138.301,82 €	1.161.067,86 €	1.184.289,22 €	1.207.975,00 €	1.232.134,50 €	1.256.777,19 €	1.281.912,74 €	1.307.550,99 €	1.333.702,01 €	1.360.376,05 €	
EBITDA	4.025.665,15 €	4.085.109,46 €	4.145.407,25 €	4.206.570,23 €	4.268.610,29 €	4.331.539,46 €	4.395.369,92 €	4.460.114,00 €	4.525.784,21 €	4.592.393,19 €	
Amortizaciones	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	
EBIT	2.533.917,18 €	2.593.361,50 €	2.653.659,28 €	2.714.822,27 €	2.776.862,33 €	2.839.791,49 €	2.903.621,95 €	2.968.366,04 €	3.034.036,24 €	3.100.645,22 €	
Intereses	716.039,02 €	656.399,46 €	594.374,31 €	529.868,15 €	462.781,75 €	393.011,89 €	320.451,24 €	244.988,17 €	166.506,56 €	84.885,70 €	
Impuesto sociedades	454.469,54 €	484.240,51 €	514.821,24 €	546.238,53 €	578.520,14 €	611.694,90 €	645.792,68 €	680.844,47 €	716.882,42 €	753.939,88 €	
Resultado neto	1.363.408,62 €	1.452.721,53 €	1.544.463,73 €	1.638.715,59 €	1.735.560,43 €	1.835.084,70 €	1.937.378,03 €	2.042.533,40 €	2.150.647,26 €	2.261.819,64 €	
	1.490.989,16 €	1.550.628,73 €	1.612.653,88 €	1.677.160,03 €	1.744.246,43 €	1.814.016,29 €	1.886.576,94 €	1.962.040,02 €	2.040.521,62 €	2.122.142,49 €	
Flujos de caja	-26.851.463 €	1.364.167,42 €	1.393.840,77 €	1.423.557,82 €	1.453.303,52 €	1.483.061,96 €	1.512.816,38 €	1.542.549,06 €	1.572.241,35 €	1.601.873,60 €	1.631.425,12 €

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX										
Ingresos totales	6.047.537,33 €	6.143.814,12 €	6.241.623,64 €	6.340.990,29 €	6.441.938,86 €	6.544.494,52 €	6.648.682,88 €	6.754.529,91 €	6.862.062,02 €	6.971.306,05 €
OPEX	1.387.583,57 €	1.415.335,24 €	1.443.641,95 €	1.472.514,79 €	1.501.965,08 €	1.532.004,38 €	1.562.644,47 €	1.593.897,36 €	1.625.775,31 €	1.658.290,81 €
EBITDA	4.659.953,76 €	4.728.478,88 €	4.797.981,70 €	4.868.475,50 €	4.939.973,77 €	5.012.490,14 €	5.086.038,40 €	5.160.632,55 €	5.236.286,72 €	5.313.015,24 €
Amortizaciones	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €
EBIT	3.168.205,79 €	3.236.730,91 €	3.306.233,73 €	3.376.727,54 €	3.448.225,81 €	3.520.742,17 €	3.594.290,44 €	3.668.884,58 €	3.744.538,75 €	3.821.267,27 €
Intereses	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €					
Impuesto sociedades	792.051,45 €	809.182,73 €	826.558,43 €	844.181,88 €	862.056,45 €	880.185,54 €	898.572,61 €	917.221,14 €	936.134,69 €	955.316,82 €
Resultado neto	2.376.154,34 €	2.427.548,18 €	2.479.675,30 €	2.532.545,65 €	2.586.169,36 €	2.640.556,63 €	2.695.717,83 €	2.751.663,43 €	2.808.404,06 €	2.865.950,45 €
Flujos de caja	3.867.902,31 €	3.919.296,15 €	3.971.423,26 €	4.024.293,62 €	4.077.917,32 €	4.132.304,60 €	4.187.465,79 €	4.243.411,40 €	4.300.152,03 €	4.357.698,42 €

AÑO	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
CAPEX										
Ingresos totales	7.082.289,24 €	7.195.039,29 €	7.309.584,31 €	7.425.952,90 €	7.544.174,07 €	7.664.277,32 €	7.786.292,61 €	7.910.250,39 €	8.036.181,58 €	8.164.117,59 €
OPEX	1.691.456,63 €	1.725.285,76 €	1.759.791,48 €	1.794.987,31 €	1.830.887,05 €	1.867.504,79 €	1.904.854,89 €	1.942.951,99 €	1.981.811,03 €	2.021.447,25 €
EBITDA	5.390.832,61 €	5.469.753,52 €	5.549.792,83 €	5.630.965,59 €	5.713.287,01 €	5.796.772,52 €	5.881.437,72 €	5.967.298,40 €	6.054.370,55 €	6.142.670,34 €
Amortizaciones	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €	1.491.747,97 €
EBIT	3.899.084,65 €	3.978.005,56 €	4.058.044,87 €	4.139.217,62 €	4.221.539,04 €	4.305.024,55 €	4.389.689,75 €	4.475.550,43 €	4.562.622,58 €	4.650.922,37 €
Intereses										
Impuesto sociedades	974.771,16 €	994.501,39 €	1.014.511,22 €	1.034.804,41 €	1.055.384,76 €	1.076.256,14 €	1.097.422,44 €	1.118.887,61 €	1.140.655,65 €	1.162.730,59 €
Resultado neto	2.924.313,48 €	2.983.504,17 €	3.043.533,65 €	3.104.413,22 €	3.166.154,28 €	3.228.768,42 €	3.292.267,32 €	3.356.662,83 €	3.421.966,94 €	3.488.191,78 €
Flujos de caja	4.416.061,45 €	4.475.252,14 €	4.535.281,62 €	4.596.161,18 €	4.657.902,25 €	4.720.516,38 €	4.784.015,28 €	4.848.410,79 €	4.913.714,90 €	4.979.939,74 €

ANEXO V: RESULTADOS DIMENSIONAMIENTO PARA ESTRUCTURA CON PERFILES IPE CON ROBOT STRUCTURAL ANALYSIS

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)
TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 1 Pilar_1
= 1.26 m

PUNTOS: 3

COORDENADA: x = 1.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 17 ELU/13=1*1.35 + 3*0.90 + 4*1.50 1*1.35+3*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 5.33 kN	My,Ed = 4.37 kN*m	Mz,Ed = 3.22 kN*m	Vy,Ed = -3.77 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 4.37 kN*m	Mz,Ed,max = 3.22 kN*m	Vy,T,Rd = 177.01 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = -0.00 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.31 kN
			Tt,Ed = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

L _y = 1.26 m	Lam _y = 0.25
L _{cr,y} = 1.26 m	X _y = 0.99
Lam _y = 21.97	kzy = 0.53



respecto al eje z:

L _z = 1.26 m	Lam _z = 0.88
L _{cr,z} = 1.26 m	X _z = 0.68
Lam _z = 76.26	kzz = 0.69

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.01 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.18 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.61 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^2 + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^1 = 0.64 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.02 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.48 < 1.00$ (6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.53 < 1.00$ (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 2 Pilar_2
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

$h=14.0$ cm	$g_{M0}=1.00$	$g_{M1}=1.00$	
$b=7.3$ cm	$A_y=11.15$ cm ²	$A_z=7.64$ cm ²	$A_x=16.43$ cm ²
$t_w=0.5$ cm	$I_y=541.22$ cm ⁴	$I_z=44.92$ cm ⁴	$I_x=2.54$ cm ⁴
$t_f=0.7$ cm	$W_{ply}=88.35$ cm ³	$W_{plz}=19.25$ cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

$N_{Ed} = 20.27$ kN	$M_{y,Ed} = 9.97$ kN*m	$M_{z,Ed} = 0.06$ kN*m	$V_{y,Ed} = 0.04$ kN
$N_{c,Rd} = 451.71$ kN	$M_{y,Ed,max} = 10.01$ kN*m	$M_{z,Ed,max} = 0.06$ kN*m	$V_{y,T,Rd} = 177.04$ kN
$N_{b,Rd} = 304.93$ kN	$M_{y,c,Rd} = 24.30$ kN*m	$M_{z,c,Rd} = 5.29$ kN*m	$V_{z,Ed} = 0.03$ kN

MN,y,Rd = 24.30 kN*m MN,z,Rd = 5.29 kN*m Vz,T,Rd = 121.32 kN
Tt,Ed = -0.00 kN*m
CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m Xy = 0.99
Lamy = 21.97 kyy = 1.00



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m Xz = 0.68
Lamz = 76.26 kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

N,Ed/Nc,Rd = 0.04 < 1.00 (6.2.4.(1))
My,Ed/MN,y,Rd = 0.41 < 1.00 (6.2.9.1.(2))
Mz,Ed/MN,z,Rd = 0.01 < 1.00 (6.2.9.1.(2))
(My,Ed/MN,y,Rd)^2.00 + (Mz,Ed/MN,z,Rd)^1.00 = 0.18 < 1.00 (6.2.9.1.(6))
Vy,Ed/Vy,T,Rd = 0.00 < 1.00 (6.2.6-7)
Vz,Ed/Vz,T,Rd = 0.00 < 1.00 (6.2.6-7)
Tau,ty,Ed/(fy/(sqrt(3)*gM0)) = 0.00 < 1.00 (6.2.6)
Tau,tz,Ed/(fy/(sqrt(3)*gM0)) = 0.00 < 1.00 (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

Lambda,y = 21.97 < Lambda,max = 210.00 Lambda,z = 76.26 < Lambda,max = 210.00 ESTABLE
N,Ed/(Xy*N,Rk/gM1) + kyy*My,Ed,max/(XLT*My,Rk/gM1) + kyz*Mz,Ed,max/(Mz,Rk/gM1) = 0.47 < 1.00 (6.3.3.(4))
N,Ed/(Xz*N,Rk/gM1) + kzy*My,Ed,max/(XLT*My,Rk/gM1) + kzz*Mz,Ed,max/(Mz,Rk/gM1) = 0.29 < 1.00 (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 3 Pilar_3
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 20.95 kN	My,Ed = 9.93 kN*m	Mz,Ed = 0.05 kN*m	Vy,Ed = 0.04 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 9.93 kN*m	Mz,Ed,max = 0.05 kN*m	Vy,T,Rd = 177.05 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = -0.02 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.33 kN
			Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m	Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m	Xy = 0.99
Lamy = 21.97	kyy = 1.01



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m	Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m	Xz = 0.68
Lamz = 76.26	kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.05 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.41 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.01 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^{2.00} + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^{1.00} = 0.18 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{ty,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot gM0)) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{tz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot gM0)) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) = 0.46 < 1.00$ (6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) = 0.29 < 1.00$ (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 4 Pilar_4
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 20.75 kN	My,Ed = 9.23 kN*m	Mz,Ed = 0.04 kN*m	Vy,Ed = 0.03 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 9.24 kN*m	Mz,Ed,max = 0.04 kN*m	Vy,T,Rd = 177.06 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = 0.01 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.33 kN
			Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m	Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m	Xy = 0.99



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m	Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m	Xz = 0.68

Lamy = 21.97 kyy = 1.01 Lamz = 76.26 kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.05 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.38 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.01 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^2 + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^1 = 0.15 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{xy,Ed}/(\tau_{xy}/(\sqrt{3}) \cdot g_{M0}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{xz,Ed}/(\tau_{xz}/(\sqrt{3}) \cdot g_{M0}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.43 < 1.00$ (6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.28 < 1.00$ (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 5 Pilar_5
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	$g_{M0}=1.00$	$g_{M1}=1.00$	
b=7.3 cm	$A_y=11.15$ cm ²	$A_z=7.64$ cm ²	$A_x=16.43$ cm ²
tw=0.5 cm	$I_y=541.22$ cm ⁴	$I_z=44.92$ cm ⁴	$I_x=2.54$ cm ⁴
tf=0.7 cm	$W_{ply}=88.35$ cm ³	$W_{plz}=19.25$ cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 19.79 kN	My,Ed = 9.26 kN*m	Mz,Ed = 0.02 kN*m	Vy,Ed = 0.02 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 9.26 kN*m	Mz,Ed,max = 0.02 kN*m	Vy,T,Rd = 177.04 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = -0.04 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.33 kN
			Tt,Ed = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m	Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m	Xy = 0.99
Lamy = 21.97	kyy = 1.00



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m	Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m	Xz = 0.68
Lamz = 76.26	kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.04 < 1.00 \quad (6.2.4.(1))$$

$$M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.38 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2))$$

$$M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2))$$

$$(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^{2.00} + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^{1.00} = 0.15 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(6))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$\lambda_{y,Ed} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00 \quad \lambda_{z,Ed} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00 \quad \text{ESTABLE}$$

$$N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) = 0.43 < 1.00 \quad (6.3.3.(4))$$

$$N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) = 0.27 < 1.00 \quad (6.3.3.(4))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 6 Pilar_6
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $8 \text{ ELU}/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05 \quad 1*1.35+3*1.50+4*1.05$

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

$h=14.0 \text{ cm}$	$gM0=1.00$	$gM1=1.00$	
$b=7.3 \text{ cm}$	$A_y=11.15 \text{ cm}^2$	$A_z=7.64 \text{ cm}^2$	$A_x=16.43 \text{ cm}^2$
$tw=0.5 \text{ cm}$	$I_y=541.22 \text{ cm}^4$	$I_z=44.92 \text{ cm}^4$	$I_x=2.54 \text{ cm}^4$
$tf=0.7 \text{ cm}$	$W_{ply}=88.35 \text{ cm}^3$	$W_{plz}=19.25 \text{ cm}^3$	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

$N_{Ed} = 1.17 \text{ kN}$	$M_{y,Ed} = 10.27 \text{ kN*m}$	$M_{z,Ed} = 0.01 \text{ kN*m}$	$V_{y,Ed} = 0.01 \text{ kN}$
$N_{c,Rd} = 451.71 \text{ kN}$	$M_{y,Ed,max} = 10.44 \text{ kN*m}$	$M_{z,Ed,max} = 0.01 \text{ kN*m}$	$V_{y,T,Rd} = 176.97 \text{ kN}$
$N_{b,Rd} = 304.93 \text{ kN}$	$M_{y,c,Rd} = 24.30 \text{ kN*m}$	$M_{z,c,Rd} = 5.29 \text{ kN*m}$	$V_{z,Ed} = 0.13 \text{ kN}$
	$MN_{y,Rd} = 24.30 \text{ kN*m}$	$MN_{z,Rd} = 5.29 \text{ kN*m}$	$V_{z,T,Rd} = 121.29 \text{ kN}$
			$T_{t,Ed} = 0.00 \text{ kN*m}$
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:

		respecto al eje y:			respecto al eje z:
$L_y = 1.26 \text{ m}$	$Lam_y = 0.25$		$L_z = 1.26 \text{ m}$	$Lam_z = 0.88$	
$L_{cr,y} = 1.26 \text{ m}$	$X_y = 0.99$		$L_{cr,z} = 1.26 \text{ m}$	$X_z = 0.68$	
$Lam_y = 21.97$	$k_{yy} = 1.00$		$Lam_z = 76.26$	$k_{yz} = 0.54$	

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.4.(1))$
 $M_{y,Ed}/MN_{y,Rd} = 0.42 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2))$
 $M_{z,Ed}/MN_{z,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2))$
 $(M_{y,Ed}/MN_{y,Rd})^{2.00} + (M_{z,Ed}/MN_{z,Rd})^{1.00} = 0.18 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(6))$
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$
 $\tau_{ty,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}*gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$
 $\tau_{tz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}*gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{b,y} = 21.97 < \lambda_{b,max} = 210.00$ $\lambda_{b,z} = 76.26 < \lambda_{b,max} = 210.00$ ESTABLE

$$N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.43 < 1.00$$

(6.3.3.(4))

$$N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.23 < 1.00$$

(6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014](#), [Eurocode 3: Design of steel structures](#).

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 8 Pilar_8
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 8 ELU/4=1*1.35 + 3*1.50 + 4*1.05 1*1.35+3*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = 1.17 kN	M _{y,Ed} = 10.27 kN*m	M _{z,Ed} = -0.01 kN*m	V _{y,Ed} = -0.01 kN
N _{c,Rd} = 451.71 kN	M _{y,Ed,max} = 10.44 kN*m	M _{z,Ed,max} = -0.01 kN*m	V _{y,T,Rd} = 176.97 kN
N _{b,Rd} = 304.93 kN	M _{y,c,Rd} = 24.30 kN*m	M _{z,c,Rd} = 5.29 kN*m	V _{z,Ed} = 0.13 kN
	MN _{y,Rd} = 24.30 kN*m	MN _{z,Rd} = 5.29 kN*m	V _{z,T,Rd} = 121.29 kN
			T _{t,Ed} = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m Xy = 0.99
Lamy = 21.97 kyy = 1.00



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m Xz = 0.68
Lamz = 76.26 kyz = 0.54

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.42 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^2 + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^2 = 0.18 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))

$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)

$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)

$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

$\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y,Ed} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z,Ed} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE

$N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.43 < 1.00$ (6.3.3.(4))

$N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.23 < 1.00$ (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 9 Pilar_9
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) fy = 275.00 MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm
b=7.3 cm

gM0=1.00

Ay=11.15 cm²

gM1=1.00

Az=7.64 cm²

Ax=16.43 cm²

tw=0.5 cm Iy=541.22 cm⁴ Iz=44.92 cm⁴ Ix=2.54 cm⁴
tf=0.7 cm Wply=88.35 cm³ Wplz=19.25 cm³

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 19.79 kN	My,Ed = 9.26 kN*m	Mz,Ed = -0.02 kN*m	Vy,Ed = -0.02 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 9.26 kN*m	Mz,Ed,max = -0.02 kN*m	Vy,T,Rd = 177.04 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = -0.04 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.33 kN
			Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m Xy = 0.99
Lamy = 21.97 kyy = 1.00



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m Xz = 0.68
Lamz = 76.26 kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

N,Ed/Nc,Rd = 0.04 < 1.00 (6.2.4.(1))
My,Ed/MN,y,Rd = 0.38 < 1.00 (6.2.9.1.(2))
Mz,Ed/MN,z,Rd = 0.00 < 1.00 (6.2.9.1.(2))
(My,Ed/MN,y,Rd)^2.00 + (Mz,Ed/MN,z,Rd)^1.00 = 0.15 < 1.00 (6.2.9.1.(6))
Vy,Ed/Vy,T,Rd = 0.00 < 1.00 (6.2.6-7)
Vz,Ed/Vz,T,Rd = 0.00 < 1.00 (6.2.6-7)
Tau,ty,Ed/(fy/(sqrt(3)*gM0)) = 0.00 < 1.00 (6.2.6)
Tau,tz,Ed/(fy/(sqrt(3)*gM0)) = 0.00 < 1.00 (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

Lambda,y = 21.97 < Lambda,max = 210.00 Lambda,z = 76.26 < Lambda,max = 210.00 ESTABLE
N,Ed/(Xy*N,Rk/gM1) + kyy*My,Ed,max/(XLT*My,Rk/gM1) + kyz*Mz,Ed,max/(Mz,Rk/gM1) = 0.43 < 1.00 (6.3.3.(4))
N,Ed/(Xz*N,Rk/gM1) + kzy*My,Ed,max/(XLT*My,Rk/gM1) + kzz*Mz,Ed,max/(Mz,Rk/gM1) = 0.27 < 1.00 (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 10 Pilar_10
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = 20.75 kN	My _{Ed} = 9.23 kN*m	Mz _{Ed} = -0.04 kN*m	Vy _{Ed} = -0.03 kN
N _{c,Rd} = 451.71 kN	My _{Ed,max} = 9.24 kN*m	Mz _{Ed,max} = -0.04 kN*m	Vy _{T,Rd} = 177.06 kN
N _{b,Rd} = 304.93 kN	My _{c,Rd} = 24.30 kN*m	Mz _{c,Rd} = 5.29 kN*m	Vz _{Ed} = 0.01 kN
	MN _{y,Rd} = 24.30 kN*m	MN _{z,Rd} = 5.29 kN*m	Vz _{T,Rd} = 121.33 kN
			Tt _{Ed} = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m	Lam _y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m	Xy = 0.99
Lamy = 21.97	ky _y = 1.01



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m	Lam _z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m	Xz = 0.68
Lamz = 76.26	ky _z = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$\begin{aligned}
 N_{Ed}/N_{c,Rd} &= 0.05 < 1.00 \quad (6.2.4.(1)) \\
 My_{Ed}/MN_{y,Rd} &= 0.38 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2)) \\
 Mz_{Ed}/MN_{z,Rd} &= 0.01 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2)) \\
 (My_{Ed}/MN_{y,Rd})^{2.00} + (Mz_{Ed}/MN_{z,Rd})^{1.00} &= 0.15 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(6)) \\
 Vy_{Ed}/Vy_{T,Rd} &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7) \\
 Vz_{Ed}/Vz_{T,Rd} &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)
 \end{aligned}$$

$$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{tz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$\lambda_{y,Ed} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00 \quad \lambda_{z,Ed} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00 \quad \text{ESTABLE}$$

$$N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.43 < 1.00 \quad (6.3.3.(4))$$

$$N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.28 < 1.00 \quad (6.3.3.(4))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 11 Pilar_11
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $6 \text{ ELU}/2 = 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05 \quad 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	g _{M0} =1.00	g _{M1} =1.00	
b=7.3 cm	A _y =11.15 cm ²	A _z =7.64 cm ²	A _x =16.43 cm ²
tw=0.5 cm	I _y =541.22 cm ⁴	I _z =44.92 cm ⁴	I _x =2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	W _{ply} =88.35 cm ³	W _{plz} =19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = 20.95 kN	M _{y,Ed} = 9.93 kN*m	M _{z,Ed} = -0.05 kN*m	V _{y,Ed} = -0.04 kN
N _{c,Rd} = 451.71 kN	M _{y,Ed,max} = 9.93 kN*m	M _{z,Ed,max} = -0.05 kN*m	V _{y,T,Rd} = 177.05 kN
N _{b,Rd} = 304.93 kN	M _{y,c,Rd} = 24.30 kN*m	M _{z,c,Rd} = 5.29 kN*m	V _{z,Ed} = -0.02 kN
	M _{N,y,Rd} = 24.30 kN*m	M _{N,z,Rd} = 5.29 kN*m	V _{z,T,Rd} = 121.33 kN
			T _{t,Ed} = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m Xy = 0.99
Lamy = 21.97 kyy = 1.01



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m Xz = 0.68
Lamz = 76.26 kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.05 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.41 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.01 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^{2.00} + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^{1.00} = 0.18 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}) \cdot g_{M0}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}) \cdot g_{M0}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.46 < 1.00$
(6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.29 < 1.00$
(6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 12 Pilar_12
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $6 \text{ ELU}/2 = 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$ $1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=7.3 cm	Ay=11.15 cm ²	Az=7.64 cm ²	Ax=16.43 cm ²
tw=0.5 cm	Iy=541.22 cm ⁴	Iz=44.92 cm ⁴	Ix=2.54 cm ⁴
tf=0.7 cm	Wply=88.35 cm ³	Wplz=19.25 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 20.27 kN	My,Ed = 9.97 kN*m	Mz,Ed = -0.06 kN*m	Vy,Ed = -0.04 kN
Nc,Rd = 451.71 kN	My,Ed,max = 10.01 kN*m	Mz,Ed,max = -0.06 kN*m	Vy,T,Rd = 177.04 kN
Nb,Rd = 304.93 kN	My,c,Rd = 24.30 kN*m	Mz,c,Rd = 5.29 kN*m	Vz,Ed = 0.03 kN
	MN,y,Rd = 24.30 kN*m	MN,z,Rd = 5.29 kN*m	Vz,T,Rd = 121.32 kN
			Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m	Lam_y = 0.25
Lcr,y = 1.26 m	Xy = 0.99
Lamy = 21.97	kyy = 1.00



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m	Lam_z = 0.88
Lcr,z = 1.26 m	Xz = 0.68
Lamz = 76.26	kyz = 0.55

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$\begin{aligned}
 N_{Ed}/N_{c,Rd} &= 0.04 < 1.00 \quad (6.2.4.(1)) \\
 M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} &= 0.41 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2)) \\
 M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} &= 0.01 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(2)) \\
 (M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^{2.00} + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^{1.00} &= 0.18 < 1.00 \quad (6.2.9.1.(6)) \\
 V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7) \\
 V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7) \\
 \tau_{xy,Ed}/(\tau_{xy}/(\sqrt{3})gM0) &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6) \\
 \tau_{xz,Ed}/(\tau_{xz}/(\sqrt{3})gM0) &= 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)
 \end{aligned}$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{y} &= 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00 \quad \lambda_{z} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00 \quad \text{ESTABLE} \\
 N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) &= 0.47 < 1.00 \quad (6.3.3.(4)) \\
 N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/gM1) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/gM1) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/gM1) &= 0.29 < 1.00 \quad (6.3.3.(4))
 \end{aligned}$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: *UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.*

TIPO DE ANÁLISIS: *Verificación de las barras*

GRUPO:

BARRA: 13 Pilar_13

PUNTOS: 3

COORDENADA: x = 1.00 L

= 1.26 m

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 17 ELU/13=1*1.35 + 3*0.90 + 4*1.50 1*1.35+3*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 140

h=14.0 cm

gM0=1.00

gM1=1.00

b=7.3 cm

Ay=11.15 cm²

Az=7.64 cm²

Ax=16.43 cm²

tw=0.5 cm

Iy=541.22 cm⁴

Iz=44.92 cm⁴

Ix=2.54 cm⁴

tf=0.7 cm

Wply=88.35 cm³

Wplz=19.25 cm³

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = 5.33 kN

My,Ed = 4.37 kN*m

Mz,Ed = -3.22 kN*m

Vy,Ed = 3.77 kN

Nc,Rd = 451.71 kN

My,Ed,max = 4.37 kN*m

Mz,Ed,max = -3.22 kN*m

Vy,T,Rd = 177.01 kN

Nb,Rd = 304.93 kN

My,c,Rd = 24.30 kN*m

Mz,c,Rd = 5.29 kN*m

Vz,Ed = -0.00 kN

MN,y,Rd = 24.30 kN*m

MN,z,Rd = 5.29 kN*m

Vz,T,Rd = 121.31 kN

Tt,Ed = 0.00 kN*m

CLASE DE LA

SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m

Lam_y = 0.25

Lcr,y = 1.26 m

Xy = 0.99

Lamy = 21.97

kzy = 0.53



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m

Lam_z = 0.88

Lcr,z = 1.26 m

Xz = 0.68

Lamz = 76.26

kzz = 0.69

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

N,Ed/Nc,Rd = 0.01 < 1.00 (6.2.4.(1))

$M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.18 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.61 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^2 + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^1 = 0.64 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.02 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{ty,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{tz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y,Ed} = 21.97 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z,Ed} = 76.26 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.48 < 1.00$
 (6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/g_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(X_{LT} \cdot M_{y,Rk}/g_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/g_{M1}) = 0.53 < 1.00$
 (6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 14 Pilar_14
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $8 \text{ ELU}/4 = 1 \cdot 1.35 + 3 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$ $1 \cdot 1.35 + 3 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$

MATERIAL:

S 275 (S 275) $f_y = 275.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: IPE 180

$h = 18.0 \text{ cm}$	$g_{M0} = 1.00$	$g_{M1} = 1.00$	
$b = 9.1 \text{ cm}$	$A_y = 16.21 \text{ cm}^2$	$A_z = 11.25 \text{ cm}^2$	$A_x = 23.95 \text{ cm}^2$
$t_w = 0.5 \text{ cm}$	$I_y = 1316.96 \text{ cm}^4$	$I_z = 100.85 \text{ cm}^4$	$I_x = 4.90 \text{ cm}^4$
$t_f = 0.8 \text{ cm}$	$W_{ply} = 166.42 \text{ cm}^3$	$W_{plz} = 34.60 \text{ cm}^3$	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

$N_{Ed} = 4.61 \text{ kN}$	$M_{y,Ed} = 8.52 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$M_{z,Ed} = -0.00 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$V_{y,Ed} = -0.00 \text{ kN}$
$N_{c,Rd} = 658.55 \text{ kN}$	$M_{y,Ed,max} = 8.52 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$M_{z,Ed,max} = -0.00 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$V_{y,T,Rd} = 257.36 \text{ kN}$
$N_{b,Rd} = 513.20 \text{ kN}$	$M_{y,c,Rd} = 45.77 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$M_{z,c,Rd} = 9.52 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$V_{z,Ed} = -0.18 \text{ kN}$
	$M_{N,y,Rd} = 45.77 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$M_{N,z,Rd} = 9.52 \text{ kN} \cdot \text{m}$	$V_{z,T,Rd} = 178.64 \text{ kN}$
			$T_{t,Ed} = 0.00 \text{ kN} \cdot \text{m}$

CLASE DE LA
SECCION = 1



PARAMETROS DE ALABEO:

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:

Ly = 1.26 m Lam_y = 0.20
Lcr,y = 1.26 m Xy = 1.00
Lamy = 17.00 kyy = 0.99



respecto al eje z:

Lz = 1.26 m Lam_z = 0.71
Lcr,z = 1.26 m Xz = 0.78
Lamz = 61.45 kyz = 0.54

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{c,Rd} = 0.01 < 1.00$ (6.2.4.(1))
 $M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd} = 0.19 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.9.1.(2))
 $(M_{y,Ed}/M_{N,y,Rd})^2 + (M_{z,Ed}/M_{N,z,Rd})^2 = 0.03 < 1.00$ (6.2.9.1.(6))
 $V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\tau_{xy,Ed}/(\tau_{xy,Rd}/\sqrt{3}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\tau_{xz,Ed}/(\tau_{xz,Rd}/\sqrt{3}) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$\lambda_{y,Ed} = 17.00 < \lambda_{y,max} = 210.00$ $\lambda_{z,Ed} = 61.45 < \lambda_{z,max} = 210.00$ ESTABLE
 $N_{Ed}/(X_y \cdot N_{Rk}/\gamma_{M1}) + k_{yy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/\gamma_{M1}) + k_{yz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/\gamma_{M1}) = 0.19 < 1.00$
(6.3.3.(4))
 $N_{Ed}/(X_z \cdot N_{Rk}/\gamma_{M1}) + k_{zy} \cdot M_{y,Ed,max}/(XLT \cdot M_{y,Rk}/\gamma_{M1}) + k_{zz} \cdot M_{z,Ed,max}/(M_{z,Rk}/\gamma_{M1}) = 0.11 < 1.00$
(6.3.3.(4))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014](#), [Eurocode 3: Design of steel structures](#).

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 20 *Viga_20*
= 0.00 m

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50 1*1.35+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

$h=12.0$ cm	$gM0=1.00$	$gM1=1.00$	
$b=12.0$ cm	$A_y=6.84$ cm ²	$A_z=6.84$ cm ²	$A_x=14.04$ cm ²
$tw=0.3$ cm	$I_y=320.53$ cm ⁴	$I_z=320.53$ cm ⁴	$I_x=480.91$ cm ⁴
$tf=0.3$ cm	$W_{ely}=53.42$ cm ³	$W_{elz}=53.42$ cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

$M_{y,Ed} = -3.22$ kN*m	
$M_{y,el,Rd} = 18.96$ kN*m	
$M_{y,c,Rd} = 18.96$ kN*m	$V_{z,Ed} = 3.79$ kN
	$V_{z,c,Rd} = 140.19$ kN
$M_{b,Rd} = 18.96$ kN*m	

CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

$z = 1.00$	$M_{cr} = 1000.39$ kN*m	Curva,LT - d	$XLT = 1.00$
$L_{cr,low} = 1.70$ m	$Lam_{LT} = 0.14$	$\phi_{LT} = 0.41$	$XLT_{mod} = 1.00$

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} = 0.17 < 1.00$ (6.2.5.(1))
 $\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3(\tau_{z,Ed})^2}/(f_y/gM0) = 0.16 < 1.00$ (6.2.1.(5))
 $V_{z,Ed}/V_{z,c,Rd} = 0.03 < 1.00$ (6.2.6.(1))

Control de estabilidad global de la barra:

$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.17 < 1.00$ (6.3.2.1.(1))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 21 *Viga_21*
= 2.70 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: *x = 0.50 L*

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -2.92 kN	My,Ed = 12.75 kN*m	Mz,Ed = 0.04 kN*m	Vy,Ed = -0.01 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 138.31 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = 0.23 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 329.72 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=5.40 m	Lam_LT = 0.24	fi,LT = 0.46	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{xy,Ed} + \tau_{yx,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{xy,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{tz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.67 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 22 Viga_22
= 2.70 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wey=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -2.87 kN	My,Ed = 12.72 kN*m	Mz,Ed = 0.03 kN*m	Vy,Ed = 0.01 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 140.16 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	Vz,Ed = -0.01 kN
			Vz,T,Rd = 140.16 kN
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 329.72 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=5.40 m	Lam_LT = 0.24	fi,LT = 0.46	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed}/f_y)^2 + 3 \cdot (\tau_{xy,Ed}/f_y)^2} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.67 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 23 Viga_23
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $6 \text{ ELU}/2 = 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$ $1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = -2.83 kN	M _{y,Ed} = 16.35 kN*m	M _{z,Ed} = -0.00 kN*m	V _{y,Ed} = -0.00 kN
N _{t,Rd} = 498.42 kN	M _{y,el,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,el,Rd} = 18.96 kN*m	V _{y,T,Rd} = 140.03 kN
	M _{y,c,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,c,Rd} = 18.96 kN*m	V _{z,Ed} = -0.00 kN
			V _{z,T,Rd} = 140.03 kN
	M _{b,Rd} = 18.96 kN*m		T _{t,Ed} = -0.02 kN*m

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00 Mcr = 274.90 kN*m Curva,LT - d XLT = 1.00
Lcr,upp=6.50 m Lam_LT = 0.26 fi,LT = 0.47 XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N, Ed/Nt, Rd + My, Ed/My, c, Rd + Mz, Ed/Mz, c, Rd = 0.87 < 1.00$ (6.2.1(7))
 $\sqrt{\text{Sig}, x, Ed^2 + 3 * (\text{Tau}, y, Ed + \text{Tau}, ty, Ed)^2} / (fy/gM0) = 0.87 < 1.00$ (6.2.1.(5))
 $Vy, Ed/Vy, T, Rd = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $Vz, Ed/Vz, T, Rd = 0.00 < 1.00$ (6.2.6-7)
 $\text{Tau}, ty, Ed / (fy / (\sqrt{3} * gM0)) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)
 $\text{Tau}, tz, Ed / (fy / (\sqrt{3} * gM0)) = 0.00 < 1.00$ (6.2.6)

Control de estabilidad global de la barra:

$My, Ed/Mb, Rd = 0.86 < 1.00$ (6.3.2.1.(1))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 24 Viga_24
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50 1*1.35+2*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) fy = 355.00 MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -3.63 kN	My,Ed = 15.58 kN*m	Mz,Ed = -0.01 kN*m	Vy,Ed = 0.00 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 140.12 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	Vz,Ed = -0.00 kN
			Vz,T,Rd = 140.12 kN
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = 0.01 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=6.50 m	Lam_LT = 0.26	fi,LT = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.83 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{y,Ed} + \tau_{ty,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.83 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{u,ty,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{u,tz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.82 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 25 Viga_25
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50 1*1.35+2*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -3.60 kN	My,Ed = 15.22 kN*m	Mz,Ed = 0.04 kN*m	Vy,Ed = -0.02 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 140.19 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	Vz,Ed = -0.00 kN
			Vz,T,Rd = 140.19 kN
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = 0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=6.50 m	Lam_LT = 0.26	fi,LT = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N,Ed/Nt,Rd + My,Ed/My,c,Rd + Mz,Ed/Mz,c,Rd = 0.81 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\text{Sig},x,Ed)^2 + 3*(\text{Tau},y,Ed + \text{Tau},ty,Ed)^2}/(f_y/gM0) = 0.81 < 1.00 \quad (6.2.1.(5))$$

$$Vy,Ed/Vy,T,Rd = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$Vz,Ed/Vz,T,Rd = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\text{Tau},ty,Ed/(f_y/(\sqrt{3}*gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\text{Tau},tz,Ed/(f_y/(\sqrt{3}*gM0)) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$M_y, E_d / M_b, R_d = 0.80 < 1.00$ (6.3.2.1.(1))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 26 Viga_26
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50 1*1.35+2*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wey=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = -3.59 kN	M _{y,Ed} = 14.70 kN*m	M _{z,Ed} = -0.03 kN*m	V _{y,Ed} = 0.04 kN
N _{t,Rd} = 498.42 kN	M _{y,el,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,el,Rd} = 18.96 kN*m	V _{y,T,Rd} = 138.18 kN
	M _{y,c,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,c,Rd} = 18.96 kN*m	V _{z,Ed} = -0.02 kN
			V _{z,T,Rd} = 138.18 kN
	M _{b,Rd} = 18.96 kN*m		T _{t,Ed} = -0.24 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	M _{cr} = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
L _{cr,upp} =6.50 m	Lam_LT = 0.26	f _{i,LT} = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.78 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed}/f_y)^2 + 3(\tau_{xy,Ed}/f_y)^2} = 0.78 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}gM0)) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{xz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3}gM0)) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.77 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 27 Viga_27
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50 1*1.35+2*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = -3.59 kN	M _{y,Ed} = 14.70 kN*m	M _{z,Ed} = -0.03 kN*m	V _{y,Ed} = -0.04 kN
N _{t,Rd} = 498.42 kN	M _{y,el,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,el,Rd} = 18.96 kN*m	V _{y,T,Rd} = 138.18 kN
	M _{y,c,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,c,Rd} = 18.96 kN*m	V _{z,Ed} = 0.02 kN

$M_{b,Rd} = 18.96 \text{ kN}\cdot\text{m}$

$V_{z,T,Rd} = 138.18 \text{ kN}$

$T_{t,Ed} = 0.24 \text{ kN}\cdot\text{m}$

CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

$z = 1.00$

$M_{cr} = 274.90 \text{ kN}\cdot\text{m}$

Curva, LT - d

$X_{LT} = 1.00$

$L_{cr,upp} = 6.50 \text{ m}$

$\lambda_{m,LT} = 0.26$

$\phi_{i,LT} = 0.47$

$X_{LT,mod} = 1.00$

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.78 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$

$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{xy,Ed} + \tau_{yx,Ed})^2} / (f_y / \gamma_{M0}) = 0.78 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$

$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$

$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$

$\tau_{xy,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot \gamma_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$

$\tau_{xz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot \gamma_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$

Control de estabilidad global de la barra:

$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.77 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 28 [Viga_28](#)
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: $x = 0.50 L$

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $16 \text{ ELU}/12 = 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 0.90 + 4 \cdot 1.50 \quad 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 0.90 + 4 \cdot 1.50$

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -3.61 kN	My,Ed = 15.22 kN*m	Mz,Ed = 0.04 kN*m	Vy,Ed = 0.02 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 140.19 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	Vz,Ed = 0.00 kN
			Vz,T,Rd = 140.19 kN
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = -0.00 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=6.50 m	Lam_LT = 0.26	fi,LT = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.81 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{y,Ed} + \tau_{ty,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.81 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{ty,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{tz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.80 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014](#), [Eurocode 3: Design of steel structures](#).

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 29 Viga_29
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 16 ELU/12=1*1.35 + 2*0.90 + 4*1.50 1*1.35+2*0.90+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = -3.63 kN	My _{Ed} = 15.58 kN*m	Mz _{Ed} = -0.01 kN*m	Vy _{Ed} = -0.00 kN
N _{t,Rd} = 498.42 kN	My _{el,Rd} = 18.96 kN*m	Mz _{el,Rd} = 18.96 kN*m	Vy _{T,Rd} = 140.12 kN
	My _{c,Rd} = 18.96 kN*m	Mz _{c,Rd} = 18.96 kN*m	Vz _{Ed} = 0.00 kN
			Vz _{T,Rd} = 140.12 kN
	Mb _{Rd} = 18.96 kN*m		Tt _{Ed} = -0.01 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=6.50 m	Lam_LT = 0.26	fi,LT = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.83 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{y,Ed} + \tau_{ty,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.83 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{ty,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{tz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$M_y, E_d / M_b, R_d = 0.82 < 1.00$ (6.3.2.1.(1))

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 30 Viga_30
= 3.25 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2 = 1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N _{Ed} = -2.84 kN	M _{y,Ed} = 16.35 kN*m	M _{z,Ed} = -0.00 kN*m	V _{y,Ed} = 0.00 kN
N _{t,Rd} = 498.42 kN	M _{y,el,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,el,Rd} = 18.96 kN*m	V _{y,T,Rd} = 140.03 kN
	M _{y,c,Rd} = 18.96 kN*m	M _{z,c,Rd} = 18.96 kN*m	V _{z,Ed} = 0.00 kN
			V _{z,T,Rd} = 140.03 kN
	M _{b,Rd} = 18.96 kN*m		T _{t,Ed} = 0.02 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	M _{cr} = 274.90 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
L _{cr,upp} = 6.50 m	L _{am,LT} = 0.26	f _{i,LT} = 0.47	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.87 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{xy,Ed} + \tau_{yx,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.87 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{xy,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{xz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.86 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 31 Viga_31
= 2.70 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: x = 0.50 L

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 6 ELU/2=1*1.35 + 2*1.50 + 4*1.05 1*1.35+2*1.50+4*1.05

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00$ MPa



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm

gM0=1.00

gM1=1.00

b=12.0 cm

Ay=6.84 cm²

Az=6.84 cm²

Ax=14.04 cm²

tw=0.3 cm

Iy=320.53 cm⁴

Iz=320.53 cm⁴

Ix=480.91 cm⁴

tf=0.3 cm

Wely=53.42 cm³

Welz=53.42 cm³

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N_{Ed} = -2.87 kN

M_{y,Ed} = 12.72 kN*m

M_{z,Ed} = 0.03 kN*m

V_{y,Ed} = -0.01 kN

N_{t,Rd} = 498.42 kN

M_{y,el,Rd} = 18.96 kN*m

M_{z,el,Rd} = 18.96 kN*m

V_{y,T,Rd} = 140.16 kN

M_{y,c,Rd} = 18.96 kN*m

M_{z,c,Rd} = 18.96 kN*m

V_{z,Ed} = 0.01 kN

$M_{b,Rd} = 18.96 \text{ kN}\cdot\text{m}$

$V_{z,T,Rd} = 140.16 \text{ kN}$

$T_{t,Ed} = -0.00 \text{ kN}\cdot\text{m}$

CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

$z = 1.00$

$M_{cr} = 329.72 \text{ kN}\cdot\text{m}$

Curva,LT - d

$X_{LT} = 1.00$

$L_{cr,upp} = 5.40 \text{ m}$

$\lambda_{m,LT} = 0.24$

$\phi_{i,LT} = 0.46$

$X_{LT,mod} = 1.00$

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$

$\sqrt{(\sigma_{x,Ed}/f_y)^2 + 3 \cdot (\tau_{xy,Ed}/f_y)^2} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$

$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$

$V_{z,Ed}/V_{z,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$

$\tau_{xy,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$

$\tau_{tz,Ed}/(f_y/(\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6)$

Control de estabilidad global de la barra:

$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.67 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: [Verificación de las barras](#)

GRUPO:

BARRA: 32 [Viga_32](#)
= 2.70 m

PUNTOS: 2

COORDENADA: $x = 0.50 L$

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: $6 \text{ ELU}/2 = 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05 \quad 1 \cdot 1.35 + 2 \cdot 1.50 + 4 \cdot 1.05$

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wey=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

N,Ed = -2.92 kN	My,Ed = 12.75 kN*m	Mz,Ed = 0.04 kN*m	Vy,Ed = 0.01 kN
Nt,Rd = 498.42 kN	My,el,Rd = 18.96 kN*m	Mz,el,Rd = 18.96 kN*m	Vy,T,Rd = 138.31 kN
	My,c,Rd = 18.96 kN*m	Mz,c,Rd = 18.96 kN*m	
	Mb,Rd = 18.96 kN*m		Tt,Ed = -0.23 kN*m
			CLASE DE LA

SECCION = 3



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 329.72 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,upp=5.40 m	Lam_LT = 0.24	fi,LT = 0.46	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$N_{Ed}/N_{t,Rd} + M_{y,Ed}/M_{y,c,Rd} + M_{z,Ed}/M_{z,c,Rd} = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(7))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed})^2 + 3 \cdot (\tau_{y,Ed} + \tau_{ty,Ed})^2} / (f_y / g_{M0}) = 0.68 < 1.00 \quad (6.2.1(5))$$

$$V_{y,Ed}/V_{y,T,Rd} = 0.00 < 1.00 \quad (6.2.6-7)$$

$$\tau_{ty,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

$$\tau_{tz,Ed} / (f_y / (\sqrt{3} \cdot g_{M0})) = 0.01 < 1.00 \quad (6.2.6)$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$M_{y,Ed}/M_{b,Rd} = 0.67 < 1.00 \quad (6.3.2.1(1))$$

Perfil correcto !!!

CALCULOS DE LAS ESTRUCTURAS DE ACERO

NORMA: [UNE-EN 1993-1:2013/A1:2014, Eurocode 3: Design of steel structures.](#)

TIPO DE ANÁLISIS: Verificación de las barras

GRUPO:

BARRA: 33 Viga_33

PUNTOS: 1

COORDENADA: x = 0.00 L

= 0.00 m

CARGAS:

Caso de carga más desfavorable: 15 ELU/11=1*1.35 + 4*1.50 1*1.35+4*1.50

MATERIAL:

S 355 (S 355) $f_y = 355.00 \text{ MPa}$



PARAMETROS DE LA SECCION: RECT_3

h=12.0 cm	gM0=1.00	gM1=1.00	
b=12.0 cm	Ay=6.84 cm ²	Az=6.84 cm ²	Ax=14.04 cm ²
tw=0.3 cm	Iy=320.53 cm ⁴	Iz=320.53 cm ⁴	Ix=480.91 cm ⁴
tf=0.3 cm	Wely=53.42 cm ³	Welz=53.42 cm ³	

FUERZAS INTERNAS Y RESISTENCIAS ULTIMAS:

My,Ed = -3.22 kN*m	
My,el,Rd = 18.96 kN*m	
My,c,Rd = 18.96 kN*m	Vz,Ed = 3.79 kN
	Vz,c,Rd = 140.19 kN
Mb,Rd = 18.96 kN*m	

SECCION = 3

CLASE DE LA



PARAMETROS DE ALABEO:

z = 1.00	Mcr = 1000.39 kN*m	Curva,LT - d	XLT = 1.00
Lcr,low=1.70 m	Lam_LT = 0.14	fi,LT = 0.41	XLT,mod = 1.00

PARAMETROS DE PANDEO:



respecto al eje y:



respecto al eje z:

FORMULAS DE VERIFICACION:

Control de la resistencia de la sección:

$$My,Ed/My,c,Rd = 0.17 < 1.00 \quad (6.2.5.(1))$$

$$\sqrt{(\sigma_{x,Ed}^2 + 3\tau_{z,Ed}^2)/(f_y/gM0)} = 0.16 < 1.00 \quad (6.2.1.(5))$$

$$Vz,Ed/Vz,c,Rd = 0.03 < 1.00 \quad (6.2.6.(1))$$

Control de estabilidad global de la barra:

$$My,Ed/Mb,Rd = 0.17 < 1.00 \quad (6.3.2.1.(1))$$

Perfil correcto !!!