



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

# **Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante**

---

**MEMORIA PRESENTADA POR:**

**Vicente Ferrero Silvestre**

**TUTOR/A:**

**D. Marcos Pascual Moltó**

**Dña. María Antonia Liberos Mascarell**

**GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Convocatoria de defensa: Septiembre de 2021



## **AGRADECIMIENTOS**

Ya sea directa o indirectamente, son muchas las personas que me han brindado su apoyo durante la elaboración del presente trabajo. No sería justo dejar de mencionarlas, ya que han contribuido a la realización de este Trabajo de Fin de Grado.

Primeramente, a mi madre, a mi padre y a mis hermanas, por haberme apoyado durante toda mi preparación profesional. Su ejemplo de educación, trabajo y honestidad han sido la base de mi formación como persona.

Agradezco también a mis compañeros de trabajo por toda la ayuda técnica e ingenieril inculcada, especialmente a Emili Pons, por su respaldo, su confianza y la motivación que creó en mí sobre la ingeniería.

A continuación, quiero agradecer a todos los profesores, ya que me han transmitido sus conocimientos durante todo el grado, en especial a mi tutor Marcos Pascual por la supervisión y sus consejos académicos.

Asimismo, agradecer a todos mis amigos por los ánimos que me han dado desde el inicio al fin del trabajo.

Por último, agradezco a Rebeca todo su apoyo afectivo e incondicional, el cuál ha sido clave para poder realizar este proyecto.



## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realiza el diseño y desarrollo de un sistema solar flotante y sus componentes. Éstos tienen que ser capaces de satisfacer los requerimientos de los nuevos nichos de mercado de la energía solar flotante en cuerpos de agua con condiciones climatológicas desfavorables o “Off-Shore”. Además, se determinará la viabilidad económica y financiera del sistema flotante diseñado y se realizará un análisis comparativo con sistemas convencionales en suelo.

Las peculiaridades de los sistemas solares flotantes recaen en el incremento evidente de la producción de energía eléctrica debido al efecto de refrigeración de los módulos solares, la conservación del terreno para otro tipo de explotaciones, la reducción de la evaporación del agua al cubrir la superficie acuática, etc.

## **PALABRAS CLAVE**

Energía Renovable, Instalación Fotovoltaica Flotante, Sistema Solar Flotante, Solar “Off-Shore”.

## **ABSTRACT**

This paper focuses on the design and development of a floating solar system and its components. Those are meant to meet the requirements of the new niche market of floating solar energy on water bodies with adverse weather conditions or “Off-Shore”. Furthermore, the economic and financial feasibility of the designed floating system will be determined and a comparative analysis with conventional land-based systems will also be conducted.

The difference features of floating solar systems lies on the noticeable increase of the electricity production due to the cooling effect on solar panels, in addition to the soil conservation and the evaporation reduction by covering the water surface, among others.

## **KEYWORDS**

Renewable Energy, Floating Photovoltaic Plant, Floating Solar System, Solar “Off-Shore”.

## **RESUM**

En el present treball es realitza el disseny i desenvolupament d'un sistema solar flotant i els seus components. Aquests han de ser capaços de satisfer els requeriments de les noves vetes de mercat de l'energia solar flotant en cossos d'aigua amb condicions climatològiques desfavorables o "Off-Shore". A més, es determinarà la viabilitat econòmica i financera del sistema flotant dissenyat i es realitzarà un anàlisi comparatiu amb sistemes convencionals en sòl.

Les peculiaritats dels sistemes solars flotants recauen en l'increment evident de la producció d'energia elèctrica degut a l'efecte de refrigeració dels mòduls solars, la conservació del terreny per a altre tipus d'explotacions, la reducció de l'evaporació de l'aigua al cobrir la superfície aquàtica, etc.

## **PARAULES CLAU**

Energia Renovable, Instal·lació Fotovoltaica Flotant, Sistema Solar Flotant, Solar "Off-Shore".

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1	<i>Antecedentes.....</i>	1
1.2	<i>Objetivos y Estructuración.....</i>	1
<b>2</b>	<b>Energía Solar Fotovoltaica .....</b>	<b>3</b>
2.1	<i>Energía Solar Fotovoltaica Flotante .....</i>	4
2.1.1	Descripción .....	4
2.1.2	Cronología .....	6
2.1.3	Beneficios .....	9
<b>3</b>	<b>Estudio de Mercado .....</b>	<b>10</b>
3.1	<i>Visión General .....</i>	11
3.2	<i>Relaciones Comerciales .....</i>	12
3.3	<i>Clasificación de Sistemas Actuales .....</i>	13
3.4	<i>Los Retos .....</i>	15
3.4.1	Costes .....	15
3.4.2	Anclaje y Amarre .....	16
3.4.3	Operaciones y Mantenimiento .....	16
3.4.4	Seguridad Eléctrica y Fiabilidad a Largo Plazo .....	17
3.4.5	Transporte del Sistema.....	17
3.5	<i>Necesidades del Mercado .....</i>	18
3.5.1	Hibridación .....	18
3.5.2	Fotovoltaica Flotante “Off-Shore” .....	19
<b>4</b>	<b>Diseño del Sistema Fotovoltaico Flotante .....</b>	<b>20</b>
4.1	<i>Diseño Conceptual.....</i>	20
4.1.1	Inclinación y Orientación de los Módulos.....	21
4.1.2	Dimensiones de los Paneles Solares.....	24
4.1.3	Separación entre Filas de Paneles Solares.....	25
4.1.4	Disposición de Caminos de Servicio y Mantenimiento.....	27
4.1.5	Tipología Unidad Flotante .....	28
4.1.6	Refrigeración .....	29
4.1.7	Flotabilidad.....	30
4.2	<i>Diseño Desarrollado .....</i>	32
4.2.1	Flotador Principal.....	33
4.2.2	Uniones.....	37
4.2.3	Tornillos y Tuercas .....	38
4.2.4	Fijaciones .....	39
4.2.5	Amarres .....	41
4.2.6	Anclaje de Fondeo .....	42
<b>5</b>	<b>Estudio de Viabilidad Técnico-Económica .....</b>	<b>43</b>
5.1	<i>Selección de Equipos Electrónicos .....</i>	44
5.1.1	Panel Fotovoltaico .....	44
5.1.2	Inversor.....	47
5.1.3	Conductores .....	49
5.1.4	Canalizaciones .....	50

5.2	<i>Selección de Sistemas de Montaje o Estructura Soporte</i>	53
5.2.1	Planta Solar Flotante	53
5.2.2	Planta Solar En Suelo	53
5.3	<i>Cálculos Eléctricos</i>	55
5.3.1	Módulos FV	55
5.3.2	Inversores	55
5.3.3	Conductores	56
5.3.4	Puesta a Tierra	56
5.3.5	Resumen Configuración Eléctrica	57
5.4	<i>Cálculos Mecánicos</i>	58
5.4.1	Cargas de Viento	58
5.4.2	Cargas de Oleaje	58
5.4.3	Diseño del Sistema de Amarre y Anclaje	59
5.5	<i>Simulación de la Generación de Energía</i>	60
5.5.1	Efecto de Refrigeración	60
5.5.2	Resultados	61
5.6	<i>Estimación de los Costes de Instalación y Operación</i>	62
5.6.1	Planta Solar Flotante	62
5.6.2	Planta Solar en Suelo	63
5.7	<i>Estudio Económico-Financiero</i>	64
5.7.1	Planta Solar Flotante	64
5.7.2	Planta Solar Flotante	65
5.8	<i>Análisis Comparativo Flotante y Suelo</i>	66
5.8.1	Comparación de los Costes de Ambas Plantas	66
5.8.2	Comparación de la Rentabilidad de Ambas Plantas	67
<b>6</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>68</b>
<b>7</b>	<b>Referencias Bibliográficas</b>	<b>69</b>
<b>8</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>70</b>
<b>Anexo I: Estudio de Mercado</b>		<b>71</b>
1.1	<i>Objeto</i>	72
1.1	<i>Procedimiento</i>	72
1.2	<i>Resultado</i>	72
<b>Anexo II: Hojas Técnicas de los Componentes</b>		<b>73</b>
<b>Anexo III: Cálculos Eléctricos</b>		<b>74</b>
3.1	<i>Objeto</i>	75
3.2	<i>Módulos FV</i>	75
3.3	<i>Módulos En Serie</i>	76
3.4	<i>Módulos En Paralelo</i>	78
3.5	<i>Inversores</i>	79
3.6	<i>Conductores</i>	80
3.6.1	Criterio de Capacidad Térmica	81
3.6.1	Criterio de Caída de Tensión	82
3.6.3	Cableado de Protección	84
3.6.4	Puesta a Tierra	85

<b>Anexo IV: Cálculos Mecánicos.....</b>	<b>86</b>
4.1 Objeto.....	87
4.2 Cálculo de Cargas.....	87
4.2.1 Cargas de Viento.....	87
4.2.2 Análisis de las Fuerzas del Viento sobre la Plataforma.....	91
4.2.3 Cálculo de la Fuerza de Oleaje sobre la Plataforma .....	98
4.2.4 Combinación de las Cargas.....	101
4.3 Diseño del Sistema de Amarre y Anclaje .....	102
4.3.2 Dimensionado del Sistema de Amarre .....	106
4.3.3 Dimensionado de las Líneas de Amarre .....	107
<b>Anexo V: Generación de Electricidad .....</b>	<b>109</b>
5.1 Objeto.....	110
5.2 Procedimiento .....	110
5.3 Efecto de Refrigeración .....	111
5.4 Resultados.....	113
5.4.1 Planta Solar Flotante .....	114
5.4.2 Planta Solar en Suelo.....	115
5.5 Comentarios.....	116
<b>Anexo VI: Análisis de la Inversión Y Costes de Operación .....</b>	<b>117</b>
6.1 Objeto.....	118
6.2 Estimación de los Costes de la Planta Solar Flotante .....	118
6.2.2 Coste del Sistema Solar Flotante .....	119
6.2.3 Coste de la Planta Solar Flotante.....	120
6.3 Estimación de los Costes de la Planta Solar en Suelo.....	121
6.4 Comparación de los Costes de ambas Plantas .....	122
6.5 Costes de Operación y Mantenimiento .....	123
<b>Anexo VII: Estudio Económico-Financiero .....</b>	<b>124</b>
7.1 Objeto.....	125
7.2 Modelo de Negocio de Generación Eléctrica.....	125
7.3 Producción Solar.....	126
7.4 Costes de Operación y Mantenimiento .....	126
7.5 Alquiler del Terreno o Superficie de Agua .....	126
7.6 Resumen de Parámetros Considerados en el Análisis de Rentabilidad .....	127
7.7 Análisis de Rentabilidad de la Planta Solar Flotante.....	128
7.8 Análisis de Rentabilidad de la Planta Solar en Suelo.....	129
7.9 Análisis Comparativo de ambas Plantas .....	130
<b>Planos.....</b>	<b>132</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema General de una Planta Fotovoltaica Flotante .....	4
Figura 2. Sistema con Flotadores Exclusivamente.....	5
Figura 3. Sistema con Flotadores y Estructura Metálica .....	5
Figura 4. Perfil IPE de Acero (Anclaje Exterior).....	5
Figura 5. Muerto de Granito (Anclaje a Fondo).....	5
Figura 6. Primera Instalación FPV Modular del Mundo.....	6
Figura 7. Cronología de las Primeras Instalaciones FPV.....	7
Figura 8. Países con Instalaciones FPV en la Actualidad .....	11
Figura 9. Relaciones Comerciales en la FPV.....	12
Figura 10. Sistema Modular .....	13
Figura 11. Sistema No-Modular.....	13
Figura 12. Sistema Monoflotador.....	13
Figura 13. Sistema Biflotador .....	13
Figura 14. Sistema con Estructura Metálica y Flotadores .....	14
Figura 15. Sistema con Estructura Metálica y Tubos.....	14
Figura 16. Sistema con Seguidor Solar de Un Eje .....	14
Figura 17. Sistema con Seguidor Solar de Dos Ejes .....	14
Figura 18. Instalación FPV cubierta de Nieve .....	17
Figura 19. Instalación FPV próxima a Presa Hidroeléctrica .....	18
Figura 20. Instalación FPV en Mar Abierto (“Off-Shore”).....	19
Figura 21. Esquema de la Trayectoria Solar .....	22
Figura 22. Dimensiones de un Panel FV.....	25
Figura 23. Distancia entre Filas de Paneles FV .....	26
Figura 24. Dimensiones de Unidad Flotante.....	27
Figura 25. Robot de Limpieza de Paneles FV .....	28
Figura 26. Tipologías de Sistemas Flotantes.....	28
Figura 27. Boceto con Abertura para Refrigeración.....	30
Figura 28. Boceto con la Altura del Flotador Principal .....	31
Figura 29. Sistema Solar Flotante y sus Componentes .....	33
Figura 30. Proceso de Moldeo por Extrusión-Soplado.....	34
Figura 31. Detalle del Flotador Principal .....	35
Figura 32. Ensamblaje de dos Flotadores Principales.....	36
Figura 33. Flotador Principal .....	36
Figura 34. Unión. ....	37
Figura 35. Fijación del Ensamblaje de dos Flotadores Principales.....	38
Figura 36. Detalle de Conexión de Unidades Flotantes .....	38
Figura 37. Tornillo y Tuerca .....	39
Figura 38. Ubicación de las Fijaciones.....	40
Figura 39. Grapa de Fijación.....	40
Figura 40. Cabo de Amarre.....	41
Figura 41. Amarre Elástico .....	41
Figura 42. Contrapeso de Hormigón Armado.....	42
Figura 43. Tipo de Módulos FV: Monocristalino (izquierda), Policristalino (centro), de Capa Fina (derecha).....	45
Figura 44. Inversor string de Huawei Solar.....	47
Figura 45. Inversor centralizado de Power Electronics.....	48
Figura 46. Microinversor de Apsystems.....	48
Figura 47. Conductor Prysmian P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F.....	49
Figura 48. Conductor Prysmian AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS) .....	50
Figura 49. Bandeja Aislante UNEX 66 U23X .....	51
Figura 50. Tubo Corrugado de PE AISCAN-UV .....	51
Figura 51. Rejilla metálica REJIBAND 60 .....	52
Figura 52. Tubo Corrugado de PVC AISCAN-DP .....	52
Figura 53. Sistema Solar Flotante.....	53

<i>Figura 54. Estructura Soporte Paneles FV Biposte.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 55. Zonas de Estudio Parámetros Verticales .....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 56. Dirección del Viento N-S .....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 57. Dirección del Viento E-O .....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 58. Zonas de Estudio Cubierta Plana .....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 59. Dirección del Viento N-S .....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 60. Dirección del Viento E-O .....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 61. Fetch en el Noroeste de la Planta .....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 62. Disposición de Amarres .....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 63. Fuerzas Resultantes en el Anclaje.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 64. Amarre Elástico .....</i>	<i>106</i>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Potencia Mundial Instalada mediante Energía Solar Fotovoltaica .....</i>	<i>3</i>
<i>Gráfico 2. Potencia Mundial Instalada mediante Sistemas FPV hasta 2020 .....</i>	<i>8</i>
<i>Gráfico 3. Producción Anual para diferentes Escenarios Estudiados.....</i>	<i>23</i>
<i>Gráfico 4. Factor de Sombreo .....</i>	<i>25</i>

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencial y Producción Anual de la FPV por Continentes .....	11
Tabla 2. Clasificación de Paneles FV.....	24
Tabla 3. Selección de Módulos FV .....	46
Tabla 4. Configuración Eléctrica .....	57
Tabla 5. Presupuestos la Planta Solar Flotante .....	62
Tabla 6. Presupuestos la Planta Solar en Suelo .....	63
Tabla 7. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar Flotante .....	64
Tabla 8. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar en Suelo .....	65
Tabla 9. Comparación de los Costes de Ambas Instalaciones .....	66
Tabla 10. Comparación de la Rentabilidad de Ambas Instalaciones .....	67
Tabla 11. Cálculos por Capacidad Térmica.....	82
Tabla 12. Cálculos por Caída de Tensión .....	84
Tabla 13. Secciones del Cableado a Instalar.....	84
Tabla 14. Relación entre Conductores Activos y de Protección .....	84
Tabla 15. Grados de Asperidad según el Entorno .....	90
Tabla 16. Coeficientes de Fricción según Superficie .....	91
Tabla 17. Coeficientes de Presión según Zona.....	92
Tabla 18. Coeficientes de Presión (N-S).....	93
Tabla 19. Coeficientes de Presión (E-O).....	94
Tabla 20. Cargas de Viento Lateral para Dirección del Viento N-S.....	94
Tabla 21. Cargas de Viento Lateral para Dirección del Viento E-O.....	94
Tabla 22. Coeficientes de Presión según Zona.....	95
Tabla 23. Coeficientes de Presión N-S.....	95
Tabla 24. Coeficientes de Presión E-O .....	96
Tabla 25. Esfuerzos Resultantes .....	97
Tabla 26. Peso Propio del Sistema.....	97
Tabla 27. Sumatorio de Cargas por Viento y Oleaje.....	101
Tabla 28. Diámetros Cabos de Amarre.....	108
Tabla 29. Costes Descompuestos de los Componentes del Sistema Flotante.....	119
Tabla 30. Coste del Sistema Solar Flotante .....	119
Tabla 31. Presupuestos de Ejecución por Contrata de la Planta Solar Flotante .....	120
Tabla 32. Presupuestos de Ejecución por Contrata de la Planta Solar en Suelo.....	121
Tabla 33. Comparación de los Costes de las Instalaciones Fotovoltaicas.....	122
Tabla 34. Parámetros Considerados en el Análisis de Rentabilidad .....	127
Tabla 35. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar Flotante .....	128
Tabla 36. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar en Suelo .....	129
Tabla 37. Análisis Comparativo de los Parámetros de Inversión de las Instalaciones Fotovoltaicas .....	131

## LISTA DE SÍMBOLOS Y ACRÓNIMOS

FPV	Floating Photovoltaic (Fotovoltaica Flotante)
FV	Fotovoltaico
Wp	Vatios pico
XLPE	Polietileno Reticulado
UV	Radiación Ultravioleta
DC	Direct Current (Corriente Continua)
AC	Alternating Current (Corriente Alterna)
COVID-19	Enfermedad por Coronavirus
EPC	Engineering, Procurement and Construction (Ingeniería, Contratación y Construcción)
O&M	Operations & Maintenance (Operaciones y Mantenimiento)
U	Factor de Pérdida Térmica
U <sub>c</sub>	Coefficiente de Transferencia de Calor por Disposición
U <sub>v</sub>	Coefficiente de Transferencia de Calor por Convección
SERIS	Instituto de Investigación de la Energía Solar de Singapur
PR	Performance Ratio (Coeficiente de Rendimiento)
$\alpha$	Inclinación de los Módulos FV
$\psi$	Orientación de los Módulos FV
$k_s$	Factor de Sombreo Solar
a-Si	Silicio Amorfo
CdTe	Telururo de Cadmio
CdS	Cadmio de Sulfuro
CIGS	Compuestos de Cobre, Indio, Galio y Selenio
OPC	Células Fotovoltaicas Orgánicas
PVC	Policloruro de Vinilo
T	Tonelada
N	Newton
m	Metros



# 1 INTRODUCCIÓN

En esta sección, se realiza la introducción a las ideas genéricas que cimentan los estudios y análisis realizados en el presente Trabajo de Fin de Grado. A continuación, se definirán los objetivos del trabajo, al igual que una breve descripción del contenido de cada sección.

## 1.1 ANTECEDENTES

A lo largo de la historia se han dado avances tecnológicos que han cambiado todos los aspectos de la sociedad por completo. Actualmente, en un mundo en el que la revolución de las energías renovables es un asunto incuestionable, estamos viviendo la necesidad de cuidar el medio ambiente. La importancia de la conservación de nuestro entorno reside en el servicio que éste nos brinda para el desarrollo mundial, social, económico y cultural.

Para ahorrar los impactos ambientales negativos, la humanidad sigue el cauce de la electrificación como base de una economía sostenible. La electricidad, además de limpia y eficiente gracias a las energías renovables, es también la opción más versátil y económica a largo plazo para decrementar la contaminación provocada por el carbón y otras fuentes de energía no renovable.

Las energías renovables consumen recursos disponibles en cantidades ilimitadas, es decir que no se agotan a medida que se van utilizando. La mayor parte de la energía disponible proviene directamente del Sol

## 1.2 OBJETIVOS Y ESTRUCTURACIÓN

El objetivo general desarrollado en el presente trabajo es el diseño de un sistema flotante fotovoltaico. Además de desarrollar todos los componentes del sistema, se estudiará la viabilidad técnico-económica de la instalación de este sistema en un cuerpo de agua con condiciones climatológicas desfavorables o “off-shore”. A continuación, se definen los propósitos particulares que se organizan según la siguiente estructura.

En la segunda sección se pretende explicar los aspectos generales de la energía fotovoltaica. Con ese fin, se empieza describiendo la tecnología utilizada, su historia y el mercado que abarca. Seguidamente, se realiza una introducción a la energía fotovoltaica flotante, explicando sus características, detallando su evolución y determinando las ventajas de esta ciencia.

A continuación, en la tercera sección se analiza el panorama actual del mercado de la fotovoltaica flotante. El objetivo es entender el presente, para lograr visionar la trayectoria que puede describir en el futuro, reconociendo las necesidades y los retos que puede presentar. Además, se recopilará información de los sistemas flotantes actuales y se desarrollará cuáles son las variables que los definen.

Posteriormente, se realizará el diseño del sistema en cuestión. Para ello, la cuarta sección empieza con la definición del concepto y los factores determinantes. Seguidamente se realiza el diseño en detalle de los principales elementos del sistema, desarrollando sus funcionalidades, materiales, geometrías y dimensiones.

Luego, en la quinta sección se llevará a cabo un estudio de viabilidad técnico-económica para plasmar la posibilidad de construcción del sistema solar flotante diseñado, junto con la construcción de un sistema solar en suelo y seguidamente comparar ambas instalaciones.

Por último, en la sexta sección se realizará una síntesis de los puntos más relevantes tratados a lo largo del trabajo. De esta forma, y a raíz de la comparativa de las dos instalaciones analizadas, se reflejarán las grandes diferencias entre las mismas, llegando así a la conclusión de que la instalación solar flotante es la que mejores beneficios obtiene, tanto técnicos como económicos.

## 2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable, ya que produce electricidad obtenida directamente desde la radiación electromagnética solar. Esta radiación es captada mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica, que permite transformar la energía lumínica en energía eléctrica, es decir, transforma los fotones que irradia el sol en electrones.

La historia de la energía solar fotovoltaica se remonta al año 1838, cuando el francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico. Aunque no es hasta los principios del presente siglo XXI cuando se han desarrollado los primeros paneles fotovoltaicos comerciales y se han instalado las primeras plantas fotovoltaicas. Durante estas dos últimas décadas, la potencia instalada proveniente de la energía fotovoltaica ha seguido una curva creciente exponencial, duplicándose cada dos años aproximadamente. La evolución de esta tecnología ha pasado desde las aplicaciones de pequeña escala hasta convertirse en una fuente convencional de electricidad.

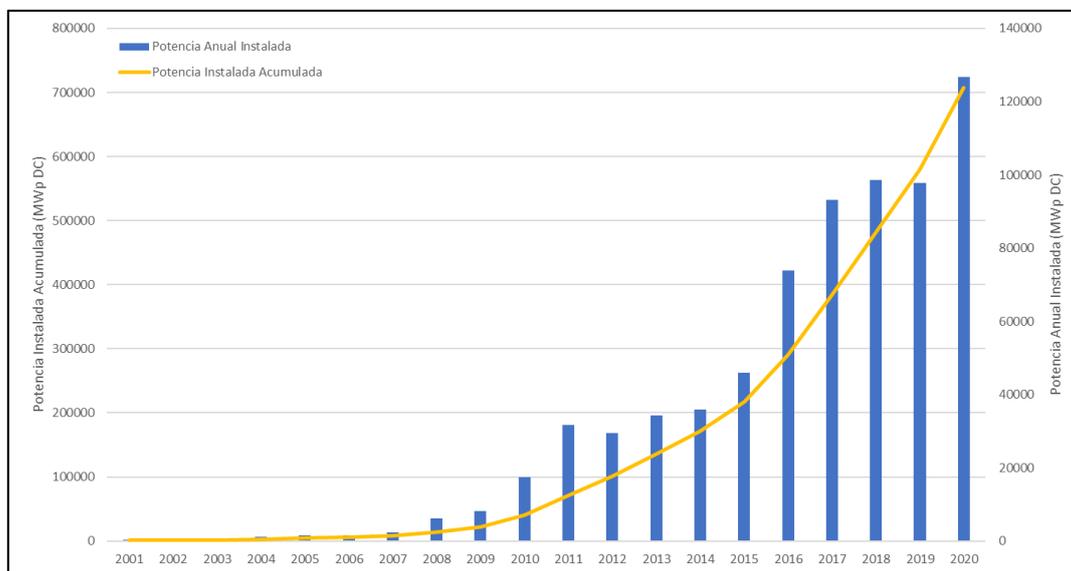


Gráfico 1. Potencia Mundial Instalada mediante Energía Solar Fotovoltaica

Desde el momento en el que los sistemas fotovoltaicos fueron reconocidos por primera vez como una tecnología de energía renovable favorable, se comenzaron a implementar planes de subvenciones en muchos países para incentivar la instalación de plantas fotovoltaicas. Durante los años siguientes, el crecimiento se impulsó por varios países pioneros como Japón o Alemania.

Gracias a las mejoras de esta tecnología, las economías de escala y el aumento de la producción en masa de módulos solares en China, el coste de la energía solar fotovoltaica está disminuyendo relevantemente.

## 2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE

### 2.1.1 DESCRIPCIÓN

La energía solar flotante es una forma emergente de los sistemas fotovoltaicos convencionales que flotan en la superficie de diferentes masas de agua, como embalses, balsas de irrigación, canteras y minas inundadas, lagos, estanques, canales, mares, etc. A continuación, se procederá a describir los aspectos más relevantes de las instalaciones de este tipo.

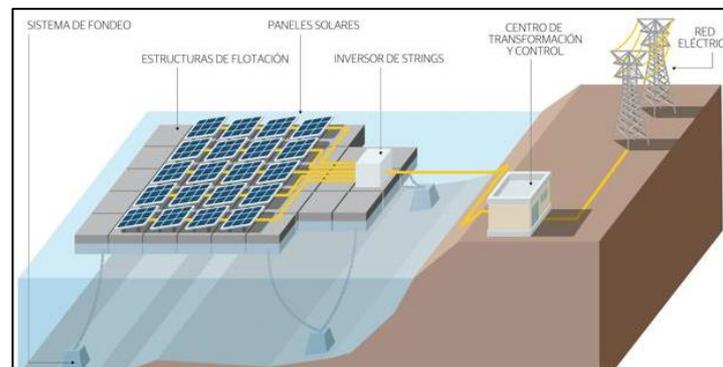
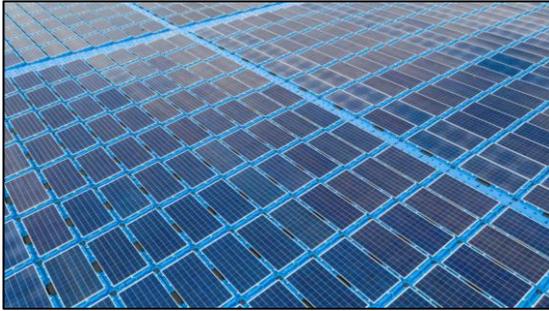


Figura 1. Esquema General de una Planta Fotovoltaica Flotante

Actualmente, la mayoría de las plantas fotovoltaicas flotantes a gran escala se despliegan con paneles fotovoltaicos montados sobre flotadores con un ángulo de inclinación fijo, aunque también existen sistemas con seguimiento solar. Normalmente, la estructura flotante puede estar hecha simplemente con los flotadores o una combinación de flotadores y armaduras metálicas.

Una configuración con flotadores exclusivamente utiliza flotadores especialmente diseñados a los que se pueden fijar directamente los paneles fotovoltaicos. Otro tipo de diseño utiliza estructuras metálicas para soportar los paneles de manera similar a los sistemas terrestres. Estas estructuras se fijan a los flotadores, cuya única función es proporcionar flotabilidad. En este caso, no es necesario utilizar flotadores especialmente diseñados.



*Figura 2. Sistema con Flotadores Exclusivamente*



*Figura 3. Sistema con Flotadores y Estructura Metálica*

La plataforma flotante se sujeta con un sistema de anclaje y amarre, cuyo diseño depende de factores como la carga del viento, el tipo de flotador, la profundidad del agua y la variabilidad del nivel del agua. La plataforma flotante puede anclarse generalmente al fondo del cuerpo de agua o a la costa. Según la ubicación de la instalación, la batimetría, las condiciones geotécnicas o la variación del nivel del agua se selecciona un tipo de anclaje u otro.



*Figura 4. Perfil IPE de Acero (Anclaje Exterior)*



*Figura 5. Muerto de Granito (Anclaje a Fondo)*

Los cabos de amarre deben seleccionarse adecuadamente para adaptarse a las tensiones provocadas por las cargas de viento, oleaje y la repercusión que estas tienen sobre el nivel del agua.

## 2.1.2 CRONOLOGÍA

Las primeras instalaciones solares flotantes aparecieron durante los años 2007 y 2008. Aunque estas primeras instalaciones fueron plantas piloto de pequeña escala para probar esta novedosa tecnología. Los primeros países en instalarla fueron Japón, España, Francia, Italia, la República de Corea y Estados Unidos, los cuales investigaron, desarrollaron y demostraron esta aplicación de la energía fotovoltaica.

Una de las primeras instalaciones del mundo se realizó en la localidad de Agost (Alicante) en 2009 con un sistema solar flotante desarrollado por la empresa española ISIGENERE. En la siguiente imagen se puede observar dicha instalación flotante de bombeo solar directo con una potencia de 300 kWp en DC.



*Figura 6. Primera Instalación FPV Modular del Mundo*

En la siguiente figura se puede observar todos los proyectos flotantes de esta primera etapa ordenados cronológicamente.

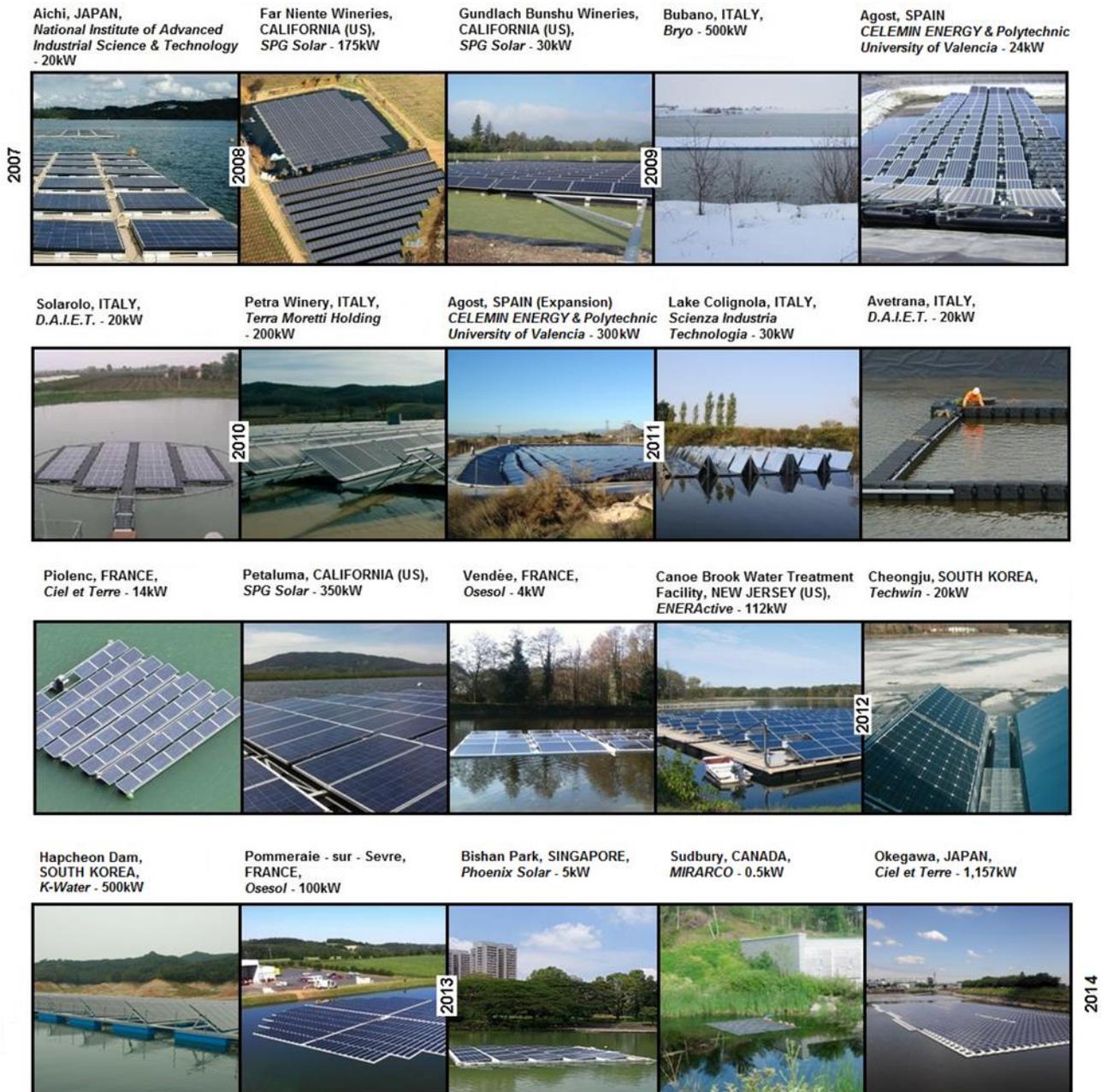


Figura 7. Cronología de las Primeras Instalaciones FPV

Sin embargo, no fue hasta el año 2013 cuando comenzaron a surgir las primeras instalaciones de mediana potencia. Japón, Corea y Estados Unidos fueron los primeros países en construir plantas flotantes de más de 1 MWp. Aunque más adelante se empezarían a extender por todo el mundo.

En el año 2017, la energía solar flotante vio su mayor crecimiento en cuanto a potencia instalada en todo el mundo, con un aumento del 72% respecto del año anterior. Fue en este año cuando se instalaron plantas con potencias muy grandes en el sudeste asiático, de varias decenas de MWp. Concretamente, fue en China donde se instaló la mayor planta del mundo con una potencia de 150 MWp.

Cómo se puede observar en el gráfico 2, en el año 2018 la potencia total instalada alcanzó los 1,3 GWp, aumentando un 54% respecto del año anterior. Se instalaron 706 MWp siendo el año que más potencia se instaló en todo el mundo hasta la actualidad.

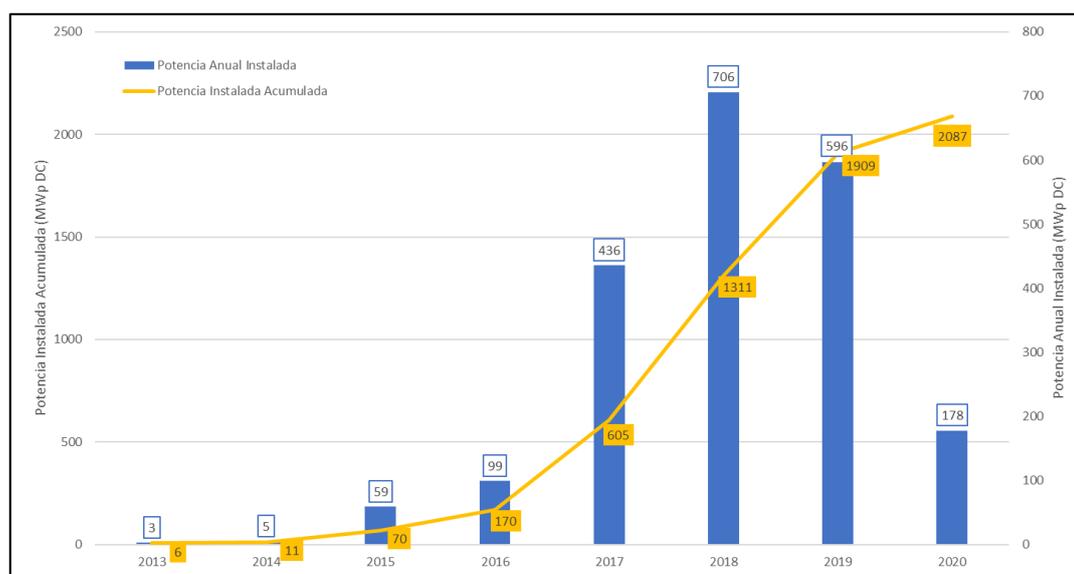


Gráfico 2. Potencia Mundial Instalada mediante Sistemas FPV hasta 2020

A finales de 2019, creció el número de plantas con capacidades superiores a los 100 MW y la potencia total instalada hasta este año fue de 1,9 GWp, creciendo un 30% desde el año anterior.

### 2.1.3 BENEFICIOS

Esta rama de la energía fotovoltaica tiene el mismo objetivo que su predecesora: la generación de electricidad desde la radiación solar. Sin embargo, la fotovoltaica flotante ofrece un conjunto de ventajas a tener en cuenta. Entre los beneficios asociados a esta tecnología se pueden señalar:

- Aumento considerable de la **producción** de electricidad gracias al efecto de refrigeración de los paneles fotovoltaicos: Para el mismo tamaño de un sistema flotante y un sistema en suelo, la eficiencia en la producción eléctrica de la flotante puede llegar a aumentar desde un 7% hasta un 15%.
- Disminución de las pérdidas por **evaporación** al cubrir la superficie acuática: Existe un ahorro de gran cantidad de agua gracias a la cobertura dominada por el sistema flotante.
- **Conservación** del terreno para otro tipo de explotaciones: Ya que las plantas flotantes se instalan sobre el agua, no se consumen partes de suelo y tienen mejor impacto visual.
- Mejora de la **calidad** del agua a través de la cubrición del cuerpo de agua: Este hecho provoca que no entre luz en el agua y se reduce sustancialmente la proliferación de algas.
- Aminoración de las operaciones de **mantenimiento**: No se necesita limpiar tan frecuentemente la superficie de los paneles ya que no se ensucian de polvo en comparación con los sistemas instalados en suelo con mucho polvo. Además, la preparación inicial del sitio se reduce, ya que los trabajos de nivelación del suelo no se necesitan.
- Reducción o eliminación de **sombras** en los paneles fotovoltaicos por el entorno: El hecho de instalar los paneles en el agua reduce notablemente las sombras producidas por diferentes elementos de los alrededores (edificios, paredes, estructuras, arboles, etc.).

### 3 ESTUDIO DE MERCADO

Con el fin de responder algunas preguntas iniciales sobre la viabilidad económica se va a realizar un estudio de mercado de la energía solar flotante. El principal objetivo de esta investigación es descubrir si el sistema flotante objeto de este trabajo será viable y rentable.

En primer lugar, se tendrá que analizar la situación de la industria solar flotante, es decir la visión global de este mercado y hacia dónde se dirige.

En segundo lugar, se verá la estructuración que enlaza las diferentes relaciones comerciales dentro de esta rama.

Por otra parte, se indagará sobre los sistemas solares flotantes ya existentes, estudiándolos y clasificándolos según los diferentes parámetros que los definen. El resultado será descubrir los factores positivos y negativos de cada uno de los sistemas flotantes.

Seguidamente, se identificarán cuáles son las expectativas del mercado, es decir, los requerimientos del mercado de la FPV para el futuro. Se realizará un estudio para tantee la perspectiva del panorama solar flotante en diferentes escenarios.

Finalmente, se reconocerá cuáles son las mayores amenazas de la FPV. A pesar de su potencial, la energía solar flotante aún presenta desafíos específicos, ya sea por los costes, por las dificultades técnicas o por los permisos de construcción.

### 3.1 VISIÓN GENERAL

Son más de 60 países los que analizan activamente el desarrollo de la energía solar flotante, aunque debido a la situación de emergencia provocada por la pandemia mundial del COVID-19, se disminuyó la potencia instalada en 2020. Sin embargo, se prevé que la energía flotante experimente una tasa de crecimiento media superior al 20% en los próximos cinco años. Probablemente, a medida que los sistemas flotantes maduren, el despliegue de esta tecnología se acelerará abriendo una nueva frontera en la expansión mundial de las energías renovables.

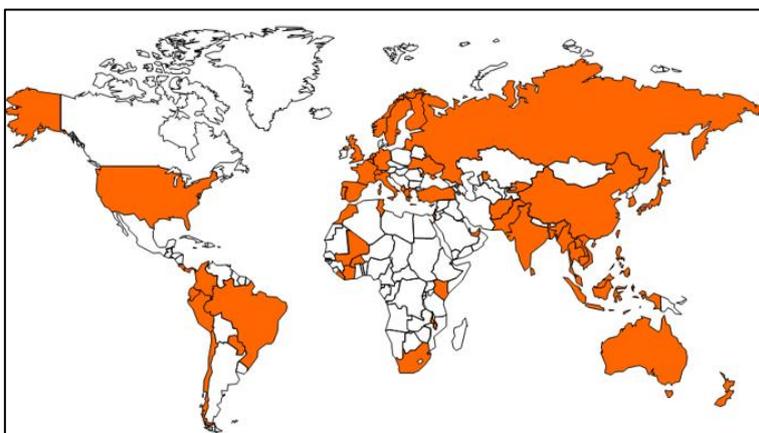


Figura 8. Países con Instalaciones FPV en la Actualidad

Existen dos grandes grupos dentro de los cuerpos de agua, los artificiales y los naturales. Aunque para el estudio de la disponibilidad de cuerpos acuáticos disponibles únicamente se considerarán los artificiales, ya que recopilar una lista completa de superficies acuáticas naturales (aproximadamente 177 millones) sería una tarea eterna y muy engorrosa. En la siguiente tabla se describe el potencial y la generación de energía de la fotovoltaica flotante desde el punto de vista de la superficie disponible clasificada por continentes.

Continente	Superficie disponible Total (km <sup>2</sup> )	Nº de cuerpos de agua	Potencial Total de FPV (GWp) (% de superficie utilizada)			Producción Total Anual (GWh/año) (% de superficie utilizada)		
			1%	5%	10%	1%	5%	10%
Africa	101.130	724	101	506	1.011	167.165	835.824	1.671.648
Asia	115.621	2.041	116	578	1.156	128.691	643.456	1.286.911
Europa	20.424	1.082	20	102	204	19.574	97.868	195.736
América del Norte	126.017	2.248	126	630	1.260	140.815	704.076	1.408.153
Oceania	4.991	254	5	25	50	6.713	33.565	67.131
América del Sur	36.271	299	36	181	363	58.151	290.753	581.507
<b>Total</b>	<b>404.454</b>	<b>6.648</b>	<b>404</b>	<b>2.022</b>	<b>4.044</b>	<b>521.109</b>	<b>2.605.542</b>	<b>5.211.086</b>

Tabla 1. Potencial y Producción Anual de la FPV por Continentes

Existen más de 400.000 km<sup>2</sup> de cuerpos de agua artificiales en el mundo, lo que sugiere que la FPV tiene un potencial teórico a escala de teravatios, desde el punto de vista de la superficie disponible. La estimación más conservadora del potencial global de FPV basado en las superficies de agua hechas por el hombre supera los 400 GWp, lo que equivale a la capacidad fotovoltaica instalada acumulada en 2017 a nivel mundial.

### 3.2 RELACIONES COMERCIALES

La industria de la energía solar flotante es similar al de su predecesora, la energía fotovoltaica convencional, a la que se le añade los proveedores de los sistemas flotantes. Los principales protagonistas del sector son los actores financieros, desarrolladores, contratistas (encargados del EPC en el proyecto) y proveedores (del sistema flotante, módulos fotovoltaicos, etc.).

Cada vez son más los desarrolladores que apuestan por la energía solar flotante, aunque a diferencia de la fotovoltaica en suelo, lo primero que necesitan es contactar con proveedores de sistemas flotantes. La pieza clave en una planta solar flotante es, por tanto, el diseño y el suministro del sistema de flotación como componente estructural. Usualmente, los proveedores de sistemas flotantes también se encargan del diseño y suministro del conjunto de anclajes y amarres de la planta.

La mayor parte de los proveedores de sistemas de flotación fotovoltaica poseen sus propios diseños en cuanto a flotadores y sistemas flotantes. En ocasiones, estos flotadores son fabricados por los mismos proveedores, no obstante, a veces los proveedores envían sus diseños a fabricar a terceros.

Muy a menudo son los mismos proveedores quienes se encargan de la labor del contratista, por lo que también ofrecen servicios de EPC. Además, algunos también ofrecen servicios de Operación y Mantenimiento (O&M).

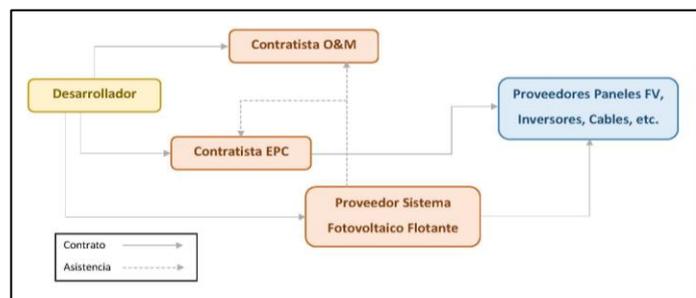


Figura 9. Relaciones Comerciales en la FPV

### 3.3 CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS ACTUALES

A continuación, se van a clasificar los distintos sistemas de flotación existentes, diferenciándolos según la tipología del mismo y diferentes variables que puedan definirlo. Cada año nacen nuevos diseños de sistemas flotantes, por ello, es necesario agruparlos para estudiar sus características y analizar las ventajas e inconvenientes.

El primer nivel de clasificación se establece por la modularidad o no del mismo, entendiendo como modular aquel sistema compuesto por partes (módulos), que pueden ser ensamblados entre sí de forma escalable y estandarizada. Así mismo se caracterizan por poder desarmarse, reorganizarse y reutilizarse. Particularmente, en la energía solar flotante los sistemas modulares están compuestos básicamente por flotadores. Sin embargo, los sistemas no-modulares, están formados por estructuras metálicas sobre elementos flotantes.

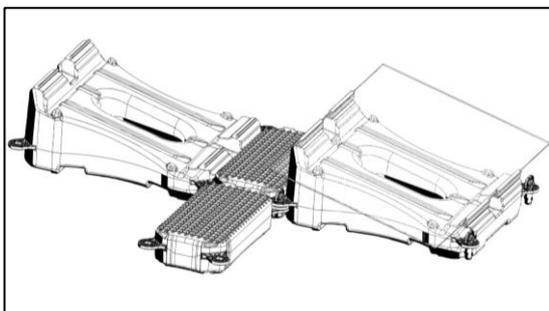


*Figura 10. Sistema Modular*

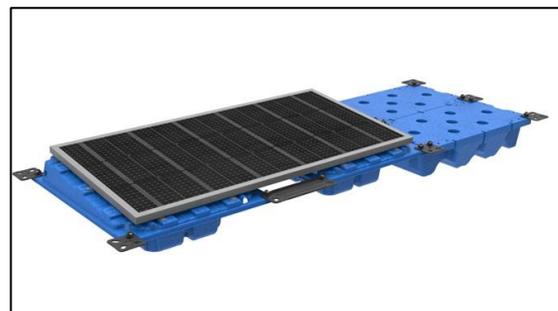


*Figura 11. Sistema No-Modular*

Los sistemas modulares se subdividen a su vez dependiendo del número de flotadores que sustentan una misma placa fotovoltaica. Generalmente, existen dos tipos de sistemas modulares, monoflotador y biflotador, es decir, los que disponen de un solo flotador para sostener un único módulo solar y los que utilizan dos flotadores para el mismo propósito.



*Figura 12. Sistema Monoflotador*



*Figura 13. Sistema Biflotador*

Por otro lado, los sistemas no modulares se dividen dependiendo de la estructura de sustentación escogida. Existen sistemas que utilizan carriles o estructuras metálicas para la sujeción de los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, hay otros sistemas que realizan la misma función con diferentes estructuras, como pueden ser tubos redondos (ver Figura 15).



*Figura 14. Sistema con Estructura Metálica y Flotadores*



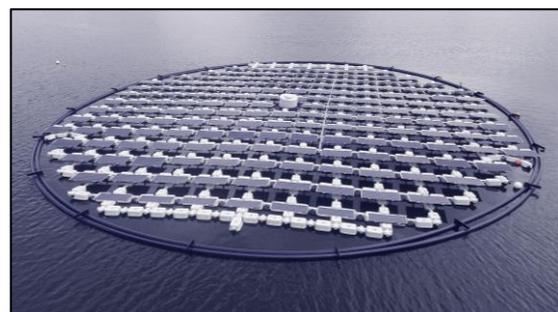
*Figura 15. Sistema con Estructura Metálica y Tubos*

Otra de las variables más significativas para clasificar los sistemas flotantes es el seguimiento solar. Para aprovechar la mayor cantidad posible de energía solar, la superficie de captación debe ser siempre perpendicular a la radiación y esto sólo puede conseguirse si los módulos están dotados de un mecanismo de seguimiento solar.

Los sistemas flotantes con seguimiento solar se pueden diferenciar según el rango de movimiento utilizado en el mecanismo en cuestión. Los seguidores de un eje otorgan al módulo fotovoltaico la capacidad de moverse con un grado de libertad. Por otro lado, los seguidores de dos ejes conceden la capacidad de movimiento con dos grados de libertad al panel.



*Figura 16. Sistema con Seguidor Solar de Un Eje*



*Figura 17. Sistema con Seguidor Solar de Dos Ejes*

Por ejemplo, en el sistema que aparece en la Figura 16 existe un seguidor de un eje de tipo Azimutal, es decir, varía el Azimut (ángulo formado entre la dirección Sur con la proyección horizontal del Sol). En la Figura 17, se puede observar una planta flotante que utiliza un sistema de seguimiento de dos ejes, de tipo Azimutal y de tipo horizontal. Estos sistemas además de variar el Azimut varían la inclinación de los paneles dependiendo de la posición del Sol.

Finalmente, se ha realizado un estudio comparativo de los diferentes sistemas flotantes existentes clasificándolos por los diferentes proveedores y mediante las variables anteriormente definidas (consultar Anexo I).

## **3.4 LOS RETOS**

Aunque se han realizado suficientes proyectos a gran escala para demostrar la viabilidad comercial de la FPV, existen diferentes desafíos para su completo despliegue, entre ellos la carencia de un historial sólido. En comparación con otros mercados, la energía solar flotante falta que se consolide a nivel mundial. Otros de los retos existentes en el mundo de la FPV son la incertidumbre de los costes, las dudas sobre la predicción del impacto ambiental, la complejidad técnica de diseño, construcción y operación sobre el agua (especialmente la seguridad eléctrica, las cuestiones de anclaje y amarre, O&M).

Además de los aspectos técnicos, los retos relacionados con la concesión de permisos y otros aspectos comerciales aún son muy relevantes. Especialmente en la concesión de licencias y derechos de agua y en la evaluación del impacto ambiental existe falta de claridad.

### **3.4.1 COSTES.**

En comparación con la energía fotovoltaica en suelo, los costes de capital en la energía solar flotante estaban siendo levemente superiores, debido principalmente al precio de los flotadores y el anclaje y amarre de la planta.

Actualmente, los costes de los flotadores están disminuyendo, y con ello, se están comparando con los precios de la fotovoltaica convencional.

### **3.4.2 ANCLAJE Y AMARRE**

A diferencia de la fotovoltaica convencional, en la FPV la plataforma se sitúa sobre el agua, y por tanto, nunca cesa el movimiento de la misma. Por consiguiente, el anclaje y el amarre tienen la misión de fijar la plataforma y orientarla correctamente hacia la radiación solar.

El conjunto de anclaje y amarre tiene que soportar las cargas del viento y el oleaje. En algunos casos, el sistema debe adaptarse a grandes fluctuaciones del nivel del agua (por ejemplo, en embalses de centrales hidroeléctricas). En otros casos, como en las balsas de riego o canteras inundadas, el material del lecho puede dificultar la instalación del anclaje. En estos casos, pueden ser necesarias soluciones más complicadas, hecho que aumenta el coste de la instalación.

### **3.4.3 OPERACIONES Y MANTENIMIENTO**

Generalmente, suelen ser más complejas las actividades de operación y mantenimiento (O&M) en el agua que en tierra. Para empezar, si se necesita acceder a la instalación suele ser necesaria una embarcación que nos transporte desde la orilla hasta las pasarelas de mantenimiento de la instalación flotante. Por otra parte, los cabos de amarre deben ser inspeccionados cada cierto tiempo, para comprobar su correcto funcionamiento. Esta tarea puede requerir de buzos, si nos encontramos en cuerpos de agua con grandes profundidades. Cierto es que la suciedad por el polvo es menos notoria en las instalaciones flotantes que en las de tierra.

### 3.4.4 SEGURIDAD ELÉCTRICA Y FIABILIDAD A LARGO PLAZO

La humedad a la que están expuestos los sistemas eléctricos en las plantas solares flotantes supone riesgos en el funcionamiento de los mismos. Además, las estructuras flotantes están en constante movimiento, por lo que, la degradación de los componentes es más rápida que en tierra. Puede ser necesario reforzar o sustituir periódicamente los componentes del sistema para garantizar su fiabilidad y seguridad a largo plazo.

Las fluctuaciones de temperatura pueden hacer que los flotadores se expandan y se compriman, lo que puede provocar grietas. La congelación puede someter a tensión los componentes del sistema, especialmente las juntas. Sin embargo, la experiencia de algunos proveedores sugiere que las plataformas flotantes pueden sobrevivir bien al hielo y la nieve, claro está, dependiendo de la flotabilidad del sistema.



*Figura 18. Instalación FPV cubierta de Nieve*

### 3.4.5 TRANSPORTE DEL SISTEMA

La mayor parte de los sistemas modulares, utilizan flotadores fabricados por soplado, los cuales se caracterizan por ser voluminosos y tener una relación peso-volumen insignificante, lo que dificulta su transporte. El coste del transporte a lugares muy apartados de donde se produce hace que muchos proveedores trasladen la fabricación a países cercanos a la instalación.

## 3.5 NECESIDADES DEL MERCADO

La mayor parte de las plantas fotovoltaicas flotantes que existen hoy en día están instaladas en cuerpos de agua artificiales, balsas de irrigación, depósitos industriales, estanques de agua potables. Sin embargo, han empezado a instalarse las primeras plantas en cuerpos de agua más extensos, como en el mar o en embalses (cerca de centrales hidroeléctricas).

### 3.5.1 HIBRIDACIÓN

Hibridar plantas hidroeléctricas con instalaciones fotovoltaicas flotantes es una de las opciones más recurrentes en los últimos años. Las plantas flotantes en embalses tienen la ventaja añadida de la versatilidad en cuanto a la generación de electricidad, ya que, la variabilidad solar se puede contrarrestar con la generación mediante la planta hidroeléctrica, y por el contrario, las temporadas con sequías y la variación brusca del nivel del agua en el embalse se puede contrarrestar con la generación mediante la planta solar flotante.

Además, gracias a la proximidad con la presa se pueden aprovechar las infraestructuras de transmisión existentes en la central hidroeléctrica. Es decir, en una central hidroeléctrica existe una subestación, existen grandes líneas de conexión y, por lo tanto, no se tendría que realizar esa inversión para la planta fotovoltaica flotante.

A nivel nacional, la opción de las plantas híbridas es muy atractivo, ya que España tiene cerca de 1300 embalses de más de 10 metros de profundidad. En realidad, somos el tercer país del mundo con más embalses en nuestra hidrografía.



*Figura 19. Instalación FPV próxima a Presa Hidroeléctrica*

### 3.5.2 FOTOVOLTAICA FLOTANTE “OFF-SHORE”

La energía solar fotovoltaica marítima, que aún se encuentra en una fase incipiente, es conceptualmente similar al despliegue en masas de agua interiores. Sin embargo, en el entorno marítimo se exponen retos adicionales que más adelante se estudiarán. Para poder afrontarlos, puede ser necesario un diseño alternativo a los sistemas flotantes que ya se conocen y/o la adición de diferentes soluciones tecnológicas. Las instalaciones “off-shore” deben ser capaces de resistir las grandes olas y fuertes vientos del mar, y para ello, se puede aprovechar la rica experiencia de las industrias marinas y de alta mar existentes.

Las mayores incertidumbres de esta rama de la FPV son la fiabilidad a largo plazo y el alto coste de las soluciones tecnológicas marinas. Los materiales y componentes marinos son fundamentales para estas instalaciones, que deben resistir las condiciones ambientales imperantes. El funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas cercanas a la costa se espera que sean más elevados que los de las instalaciones en el interior.

Por otra parte, el ambiente marino impone requisitos más estrictos que los comunes de la FPV, ya que las condiciones de la superficie del agua son mucho más duras (mayor frecuencia de olas y vientos más fuertes). En consecuencia, el amarre y el anclaje son aún más críticos en medio de grandes movimientos de marea y corrientes; la salinidad pone a prueba la durabilidad de los componentes (mayor desgaste y corrosión); la acumulación de organismos marinos en los equipos, llamada “biofouling” (bioincrustación), puede interferir con la funcionalidad de los componentes del sistema.



*Figura 20. Instalación FPV en Mar Abierto (“Off-Shore”)*

## 4 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

A continuación, se analizan los principios técnicos de diseño que caracterizarán el sistema en cuestión. Después, se realizará la descripción técnica de cada uno de los elementos que forman el sistema.

### 4.1 DISEÑO CONCEPTUAL

El proceso de diseño conceptual consiste esencialmente en obtener una solución a un problema de diseño planteado a partir de las especificaciones, requisitos y necesidades planteadas. Por tanto, para diseñar un sistema flotante hay que ser capaces de satisfacer todos los requerimientos y factores planteados con anterioridad. Una vez analizados dichos factores, se justificará la adopción de una serie de parámetros que responderán a las cuestiones planteadas. Las necesidades básicas de diseño que configuran el buen funcionamiento de un sistema son:

- Asegurar un buen comportamiento y estabilidad estructural de la plataforma flotante
- Satisfacer los requerimientos solares y energéticos propios de la instalación fotovoltaica
- Minimizar las tareas de ejecución y operación de la instalación

Seguidamente, se procede a analizar los factores de diseño básico que definirán la creación del sistema flotante estudiado, determinando las dimensiones y las características estructurales del mismo:

- Inclinación y orientación de los módulos
- Dimensiones de los paneles solares
- Separación entre filas de paneles solares
- Disposición de caminos de servicio y mantenimiento
- Tipología del Sistema
- Refrigeración
- Flotabilidad

#### **4.1.1 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS**

Dependiendo de la época de año, los rayos solares inciden en la capa terrestre con diferentes ángulos de inclinación. Además, este ángulo de incidencia también varía dependiendo de la posición del observador dentro del globo terrestre. Es por eso, que la inclinación óptima para la producción de energía dependerá de la latitud en la que nos encontremos. El objetivo es conseguir la máxima perpendicularidad del módulo solar con respecto a la radiación solar recibida. Sin embargo, existen factores condicionantes que pueden alterar esta premisa. Por ejemplo, para asegurar un buen comportamiento y estabilidad estructurales de la plataforma flotante es posible que el ángulo de inclinación se tenga que disminuir.

Teniendo en cuenta el objetivo final de instalar el sistema en cuerpos de agua con grandes cargas por oleaje y viento, se va a analizar una inclinación menor a los 10°.

En cuanto a la orientación de los paneles, también se verá afectada dependiendo de la posición del observador dentro de la Tierra. A grandes rasgos, si estamos en el hemisferio norte la orientación óptima de los paneles solares es hacia el Sur y si nos encontramos en el hemisferio sur, la orientación será Norte. En condiciones normales, esta es la mejor dirección porque los módulos solares recibirán luz directa durante todo el día. Sin embargo, dependiendo del uso que se haga de la energía a producir, también puede ser beneficioso tener una ligera rotación en la dirección (a priori) óptima. Por ejemplo, si el uso de la energía a producir fuera de autoconsumo en una vivienda, los módulos deberían estar orientados ligeramente hacia el suroeste. Este giro permite que los paneles solares produzcan más electricidad en las horas en que se necesita, es decir, para una vivienda, la energía es más útil si llega más tarde en el día. Orientar en la dirección del Sol poniente, permitiría que los paneles produjeran más energía por la tarde, cuando la gente está en casa y utiliza más aparatos. La disminución de la producción total se compensa con la electricidad disponible cuando más se necesita.

Por otra parte, la orientación no repercutirá sobre el diseño del sistema flotante, por lo que se optimizará la orientación particularmente para cada instalación.

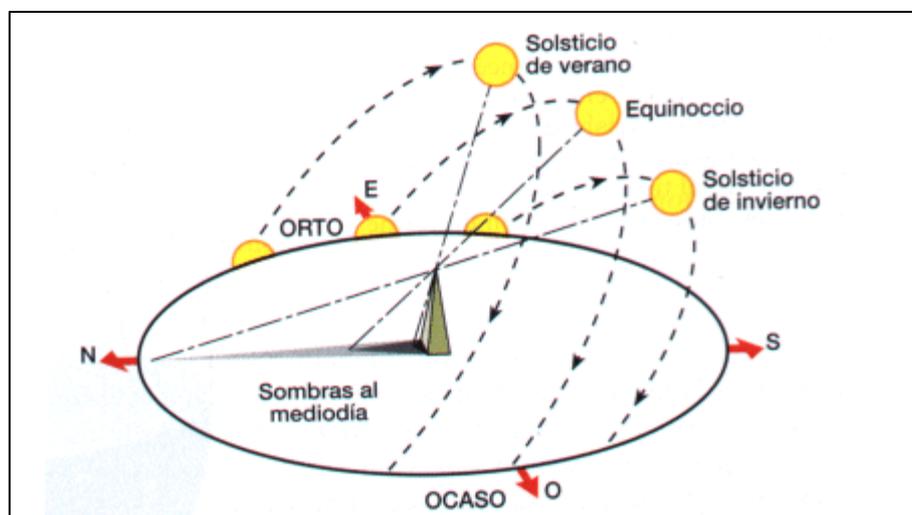


Figura 21. Esquema de la Trayectoria Solar

Gracias a la base de datos de radiación solar consultada en el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica de la Comisión Europea (PVGIS) se va a estimar la producción de energía fotovoltaica en diferentes latitudes del mundo. Se ha realizado la estimación para tres escenarios diferentes: el Escenario 1 con una latitud de  $38^\circ$  (hemisferio norte), considerando una orientación Sur pura ( $\psi = 0^\circ$ ); el Escenario 2 con una latitud de  $-38^\circ$  (hemisferio sur), considerando una orientación Norte pura ( $\psi = 180^\circ$ ) y el Escenario 3 con una latitud de  $8^\circ$  (Ecuador terrestre aproximadamente), considerando una orientación Este-Oeste ( $\psi = 90^\circ$  y  $-90^\circ$ ).

Se ha calculado la producción anual de energía FV generada con una instalación de 1 kWp de Potencia FV instalada con módulos fotovoltaicos de Silicio cristalino. En el siguiente gráfico se puede observar dicha simulación.

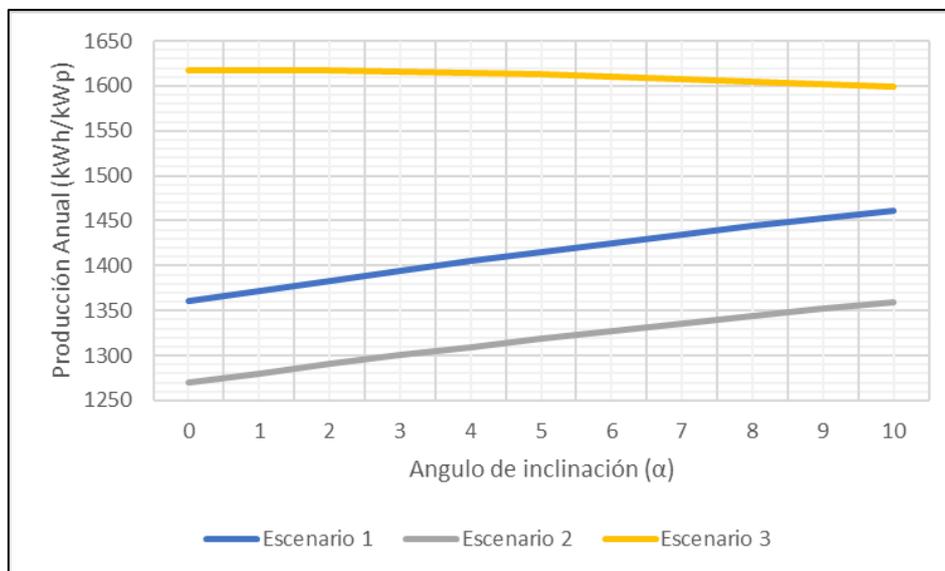


Gráfico 3. Producción Anual para diferentes Escenarios Estudiados

Estos datos de producción de energía muestran que el ángulo de inclinación que maximiza la producción para situaciones muy alejadas de la línea ecuatorial es el de  $10^\circ$ . Sin embargo, en latitudes cercanas a la línea ecuatorial, es decir, cuando la latitud es aproximadamente  $0^\circ$ , la generación de electricidad se maximiza cuando el ángulo de inclinación es menor.

## 4.1.2 DIMENSIONES DE LOS PANELES SOLARES

Actualmente el mercado de la energía fotovoltaica ofrece una amplia gama comercial de módulos solares. A pesar de la constante evolución de la industria fotovoltaica, la dimensión de los módulos ha adquirido una estabilidad respecto a la relación entre largo y ancho, si bien es cierto que la potencia de los paneles está creciendo constantemente y parece no estabilizarse a corto plazo.

En la siguiente tabla se encuentra un resumen de paneles FV clasificados según marca y modelo, determinando potencia y dimensiones de los mismos.

MARCA	MODELO	POTENCIA MAX (Wp)	POTENCIA MIN (Wp)	LARGO (mm)	ANCHO (mm)	ALTURA (mm)	RELACION L:A
CANADIAN	HIKU6 MONO	545	525	2.261	1.134	35	2,0
CANADIAN	HIKU7 MONO PERC	605	580	2.172	1.303	35	1,7
CANADIAN	HIKU7 MONO PERC	665	640	2.384	1.303	35	1,8
CANADIAN	BIHIKU6 MONO	540	520	2.266	1.135	35	2,0
JA_SOLAR	JAM72D30 BI	550	525	2.285	1.134	35	2,0
JINKO	TIGER PRO 60HC	460	440	1.903	1.134	30	1,7
JINKO	TIGER PRO 72HC-BDVP	545	525	2.274	1.134	30	2,0
JINKO	TIGER PRO 72HC-TV	545	525	2.274	1.134	35	2,0
JINKO	TIGER PRO 72HC	550	530	2.274	1.134	35	2,0
LONGI	LR5-66HPH	505	480	2.073	1.133	35	1,8
LONGI	LR5-75HPH	550	525	2.256	1.133	35	2,0
RISEN	RSM110-8 BI	555	535	2.384	1.096	30	2,2
RISEN	RSM110-8 MONO	555	535	2.384	1.096	35	2,2
RISEN	RSM120-8	600	580	2.172	1.303	35	1,7
TRINA	TSM-DE19	555	530	2.384	1.096	35	2,2
TRINA	VERTEX 600	600	580	2.172	1.303	35	1,7
TRINA	VERTEX 670	670	650	2.384	1.303	35	1,8
TRINA	TSM-DE18M(II)	510	485	2.187	1.102	35	2,0

*Tabla 2. Clasificación de Paneles FV*

Se adoptan unas dimensiones de módulo compatibles con los anteriores productos comerciales para dimensionar el sistema. Por tanto, se va a dimensionar el sistema para que pueda soportar paneles con las siguientes dimensiones: X (LARGO) = 2400 mm e Y (ANCHO) = 1300 mm.

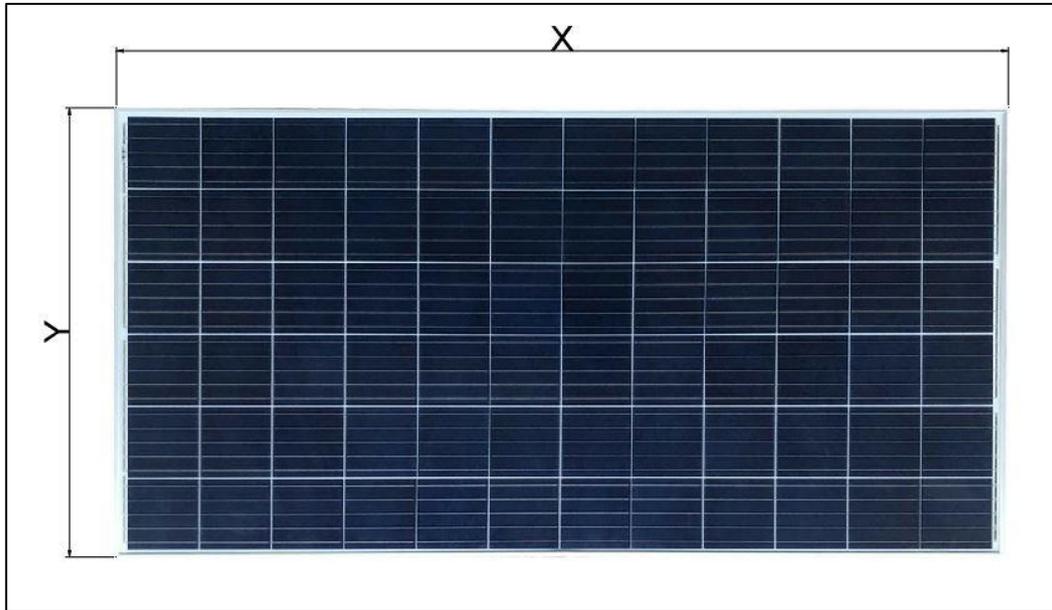


Figura 22. Dimensiones de un Panel FV

#### 4.1.3 SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE PANELES SOLARES

Según la latitud en la que se instale la planta, la distancia mínima entre fila y fila de módulos FV para evitar las sombras producidas por los mismos módulos va a variar, ya que el ángulo de incidencia solar también se verá alterado.

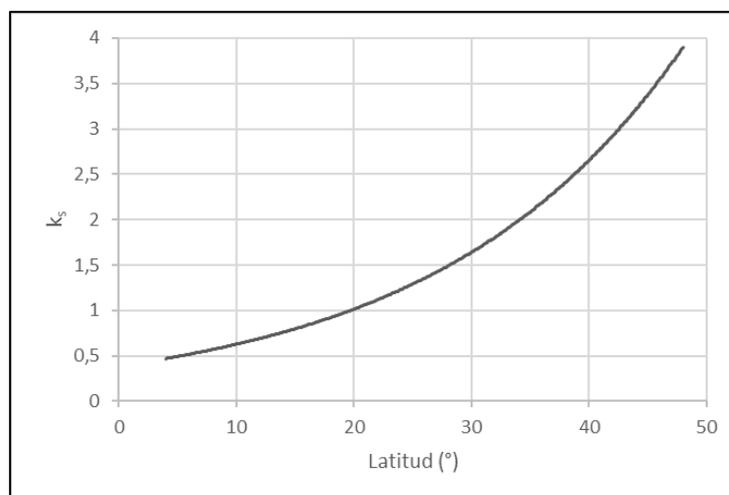


Gráfico 4. Factor de Sombreo

En la figura anterior se muestra la curva de evolución del factor de sombreado solar  $k_s$  en función de la latitud del emplazamiento. Este factor de sombreado solar se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$k_s = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Dónde:

- $k_s$ : Factor de sombreado solar
- $\text{latitud}$ : Latitud del emplazamiento

La distancia  $d_1$  medida sobre la horizontal, entre filas sucesivas de módulos solares, es proporcional a la altura  $z$ , que está relacionada con la geometría y la inclinación del panel FV (Figura 22). La distancia  $d_1$  debe ser mayor a la calculada mediante la siguiente ecuación:

$$d_1 = z \cdot k_s$$

Dónde:

- $d_1$ : Distancia mínima entre filas de paneles
- $k_s$ : Factor de sombreado solar
- $z$ : Altura desde el suelo hasta lado alto del panel

Como se puede ver en la Figura 23 el espaciamiento entre filas de módulos  $d_1$  aumenta a medida que lo hace el ángulo de inclinación. Por tanto, se debe aminorar el ángulo de inclinación para con la mínima distancia entre módulos, disminuir la formación de sombras.

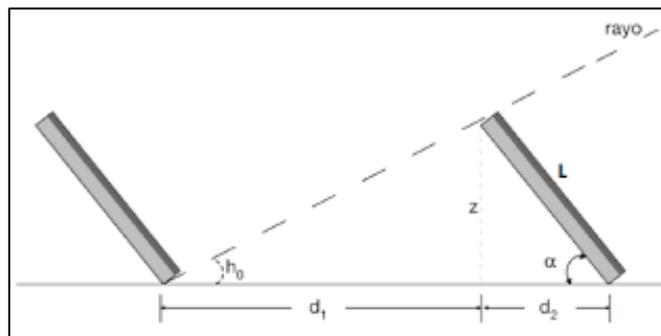


Figura 23. Distancia entre Filas de Paneles FV

Considerando una inclinación de  $\alpha = 0^\circ$  y una dimensión de 2400 mm x 1300 mm para los módulos FV (Figura 22) las dimensiones en planta para la unidad flotante deberán ser como mínimo las dimensiones del módulo, más la distancia mínima entre paneles ( $d_1$ ). Ya que se va a considerar un sistema completamente plano, es decir con inclinación  $\alpha = 0^\circ$ , la distancia mínima entre paneles tiende a 0. Sin embargo, en el sentido Este-Oeste, se pretende dejar una distancia considerable para poder disponer de caminos o pasarelas de servicio y mantenimiento en la misma unidad flotante. Por tanto, las dimensiones de la unidad flotante serán de  $A = 2950$  mm y  $B = 1400$  mm (Figura 24).

#### 4.1.4 DISPOSICIÓN DE CAMINOS DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO

Las instalaciones solares flotantes siguen el mismo esquema que las instalaciones solares convencionales a la hora de realizar tareas de operación y mantenimiento. Por lo tanto, para facilitar las maniobras en la realización de estas tareas de mantenimiento preventivo y correctivo se ha previsto de un espacio disponible en todas las orientaciones Norte-Sur de cada unidad flotante. Este espacio disponible (C) variará dependiendo de las dimensiones del módulo solar, por lo que si finalmente se instala un módulo con dimensiones menores al definido en el apartado 4.1.2, este espacio se verá aumentado. Para el panel escogido,  $C = 560$  mm aproximadamente.

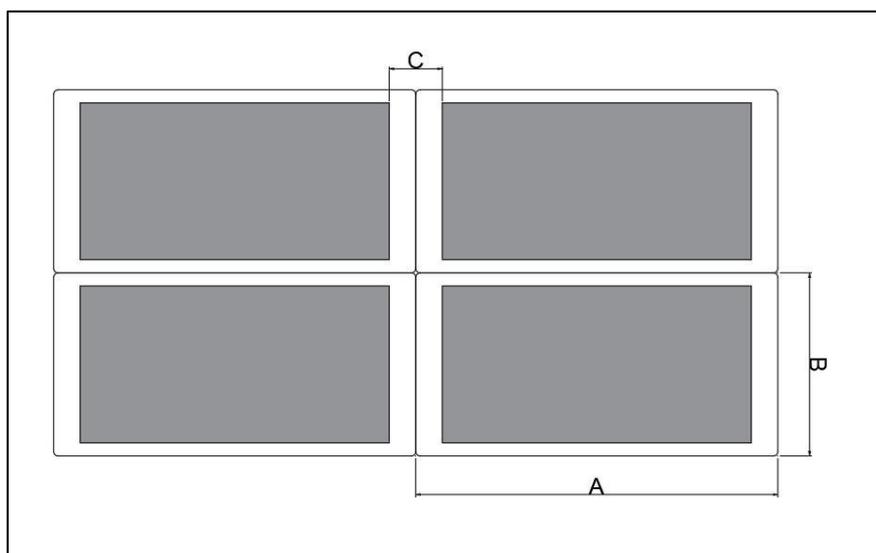


Figura 24. Dimensiones de Unidad Flotante

Por otra parte, para minimizar las tareas manuales de limpieza y aumentar el rendimiento de la planta se pueden utilizar robots certificados (Figura 25). Adoptar una inclinación totalmente plana ( $\alpha = 0^\circ$ ) ayuda a disponer los paneles en una superficie totalmente uniforme, junto al diseño compacto de la unidad flotante y el aprovechamiento del agua cercana y la misma energía solar producida pueden ser hechos muy interesantes para facilitar la limpieza robotizada.

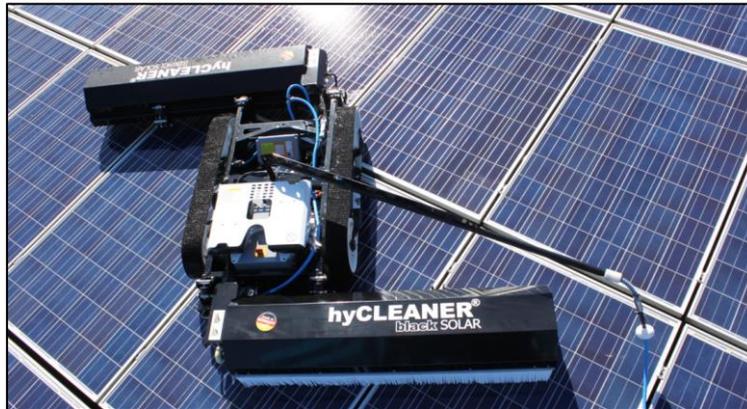


Figura 25. Robot de Limpieza de Paneles FV

#### 4.1.5 TIPOLOGÍA UNIDAD FLOTANTE

El componente primordial en un sistema fotovoltaico flotante es el módulo o unidad flotante. Se trata de un elemento estructural que realiza la función de soportar los módulos FV en una planta FV flotante. Han de garantizar la estabilidad de la planta como un cuerpo semisumergido en el agua.

El diseño conceptual de este elemento fundamental del sistema ha radicado en el análisis de dos tipos de módulos o unidades flotantes, uno de tipología monoflotador y otro de tipología biflotador, tal y como se muestra en la siguiente figura.

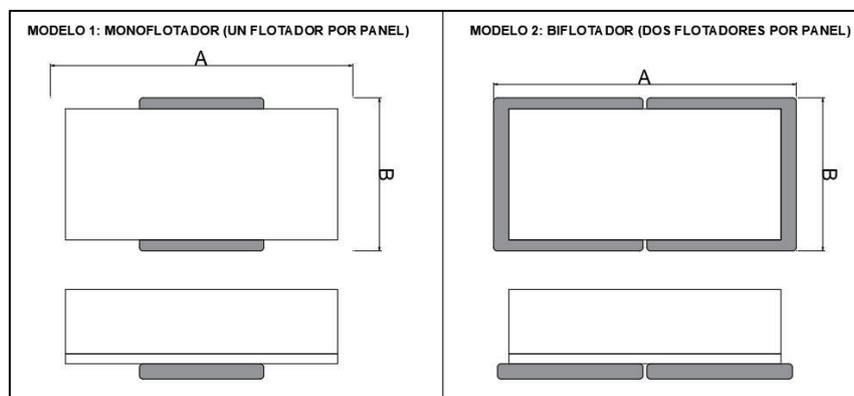


Figura 26. Tipologías de Sistemas Flotantes

Por una parte, el Modelo 1 (sistema monoflotador) tiene una mayor ventilación de módulo FV, y por lo tanto la refrigeración del mismo será mayor. Esto sucede por toda la superficie del panel que no se apoya en el flotador. Sin embargo, en el Modelo 2 (biflotador) se empeora la refrigeración, pero se compensa la estabilidad del conjunto flotante. El módulo está sustentado en todo su perímetro por los dos flotadores que conforman la unidad flotante y por este motivo su rigidez es mayor.

Por otra parte, el Modelo 1 al sustentar el módulo FV con un solo flotador tiene una menor cobertura de la lámina de agua, y por tanto la tasa de reducción de la evaporación es mucho menor que en el Modelo 2, ya que éste cubre en su totalidad la lámina de agua por cada unidad flotante.

Otra de las ventajas que se pueden observar en el Modelo 2 es la mayor protección del panel frente al ambiente húmedo del cuerpo de agua, por lo que si se optara por el sistema monoflotador éste estaría expuesto a más salpicaduras, que se traduce en una mayor corrosión y por tanto menor durabilidad de la vida del módulo.

Por último, las unidades flotantes de cada uno de los sistemas tienen una respuesta diferente en cuanto a las cargas de viento. El Modelo 1 al sustentar la placa solar mediante un único flotador tiene más probabilidad voltearse por la fuerza de torsión. No obstante, el sistema biflotador tiene una mejor distribución de las cargas verticales por los dos flotadores de la unidad flotante producidas por el viento.

Por todas estas razones, la tipología a escoger será la del Modelo 2, es decir, el sistema biflotador.

#### **4.1.6 REFRIGERACIÓN**

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos viene influenciada en gran medida por la temperatura. Las células FV están fabricadas de Silicio, material semiconductor que altera sus propiedades a la vez que la temperatura ambiente va variando. Cuando menor es la temperatura ambiente la eficiencia de los paneles FV es mayor.

Para poder producir la máxima electricidad posible con la misma radiación solar, el módulo fotovoltaico debe estar bien refrigerado y obtener así una adecuada circulación del aire.

Es por ello que el flotador principal contará con una abertura en el centro del mismo para que el aire existente entre el módulo FV y el flotador pueda recircular. Este hecho hará que el aire se enfríe con facilidad cuando entre en contacto con el agua y a su vez, la temperatura del módulo fotovoltaico disminuirá.

En la siguiente imagen se puede apreciar un boceto de la abertura en los flotadores principales que facilitarán la refrigeración del sistema.

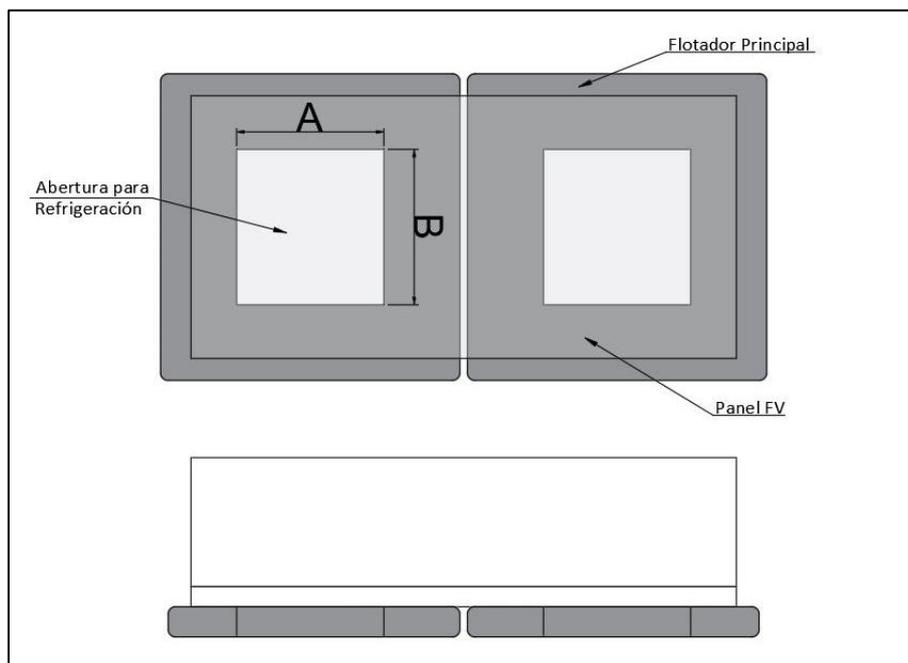


Figura 27. Boceto con Abertura para Refrigeración.

#### 4.1.7 FLOTABILIDAD

La flotabilidad del flotador principal también es un factor muy importante a la hora de diseñar el sistema flotante. Un sistema flotante debe ser capaz de sustentar todo cuanto va a situarse sobre la planta solar flotante. Ante todo, debe cumplir la función de sustentar los módulos fotovoltaicos, pero asimismo también debe soportar el peso de los operarios de instalación y mantenimiento, el peso de los conductores eléctricos y canalizaciones, el peso de los inversores (en caso de que se instalen en la misma planta flotante), etc.

Para poder conseguir una flotabilidad que permita soportar todo lo mencionado anteriormente, debemos variar la altura del flotador (D). En la siguiente imagen se puede observar un esbozo del flotador principal con la dimensión correspondiente para mejorar la flotabilidad del sistema.



*Figura 28. Boceto con la Altura del Flotador Principal*

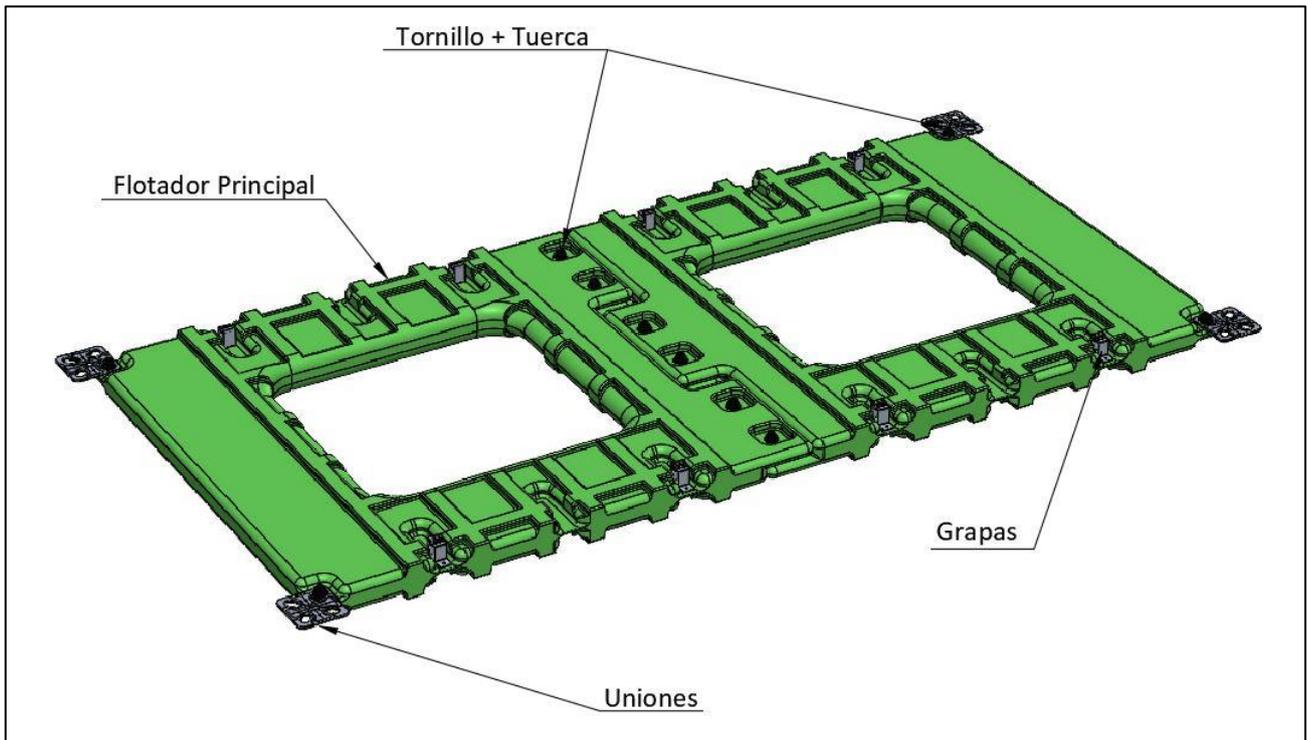
## 4.2 DISEÑO DESARROLLADO

El sistema solar flotante se fundamenta como una superficie de retículas o módulos flotantes interconectados entre sí para cubrir parcial o totalmente un cuerpo de agua. Además, la plataforma flotante en su conjunto se amarra y se ancla al fondo del cuerpo de agua.

Por tanto, tal y como muestra la Figura 29, el sistema está constituido por los siguientes elementos principales:

- 1) **Flotador Principal:** Elemento fundamental del sistema que garantiza la flotabilidad y estabilidad de todo el sistema.
- 2) **Uniones:** Elemento capaz de conectar unidades flotantes entre sí, permitiendo con su equilibrio entre flexibilidad y rigidez giros en el plano vertical para transmitir las cargas horizontales sometidas por el viento, oleaje, etc.
- 3) **Tornillos y Tuercas:** Elementos para unir los flotadores principales, de una misma o diferentes unidades flotantes.
- 4) **Grapas:** Elemento que realiza la función de soportar y sujetar el módulo PV además de fijarlo a los flotadores principales.
- 5) **Amarres:** Conjunto de elementos que unen las unidades flotantes del perímetro de la planta con el anclaje de fondo. Se componen de cabos y amarres elásticos.
- 6) **Anclaje Rígido:** Elemento capaz de fondear la planta solar flotante al lecho del cuerpo de agua.

La unión de estos elementos entre sí conforma el conjunto del Sistema Solar Flotante. A continuación, se estudian las características técnicas de estos elementos.



*Figura 29. Sistema Solar Flotante y sus Componentes*

#### **4.2.1 FLOTADOR PRINCIPAL**

Los flotadores principales forman parte de la unidad básica del sistema solar flotante. Por ello, en esta sección se realiza un análisis de los factores que intervienen en su diseño.

##### **Selección del Material y Proceso de Manufactura**

El material utilizado para fabricar los flotadores principales es el Polietileno de Alta Densidad (HDPE). Se trata de un polímero termoplástico que aúna una estabilidad entre las propiedades mecánicas y resistentes necesarias y los aspectos técnicos para la producción de los flotadores.

La técnica utilizada para fabricar estos flotadores es el moldeo por extrusión-soplado, proceso de manufactura de polímeros mediante el que se obtienen artículos huecos gracias a la expansión del material. Este proceso se utiliza habitualmente para producir botellas, garrafas, bidones o toboganes y tanques de grandes dimensiones.

El proceso de moldeo por extrusión-soplado consiste en cinco pasos (véase Figura 30). Primeramente, el polímero se calienta para poder acondicionarlo y que se pueda extruir. Seguidamente, a medida que la manga tubular llamada parísón se extruye, el molde se va cerrando. A continuación, una vez el tubo hueco de plástico está sellado, se sopla aire para que las paredes del tubo se expandan por todo el molde. Posteriormente, cuando el parísón ya está completamente expandido sobre las paredes del molde, se corta el sobrante y se enfría la pieza. Finalmente, la pieza es expulsada del molde.

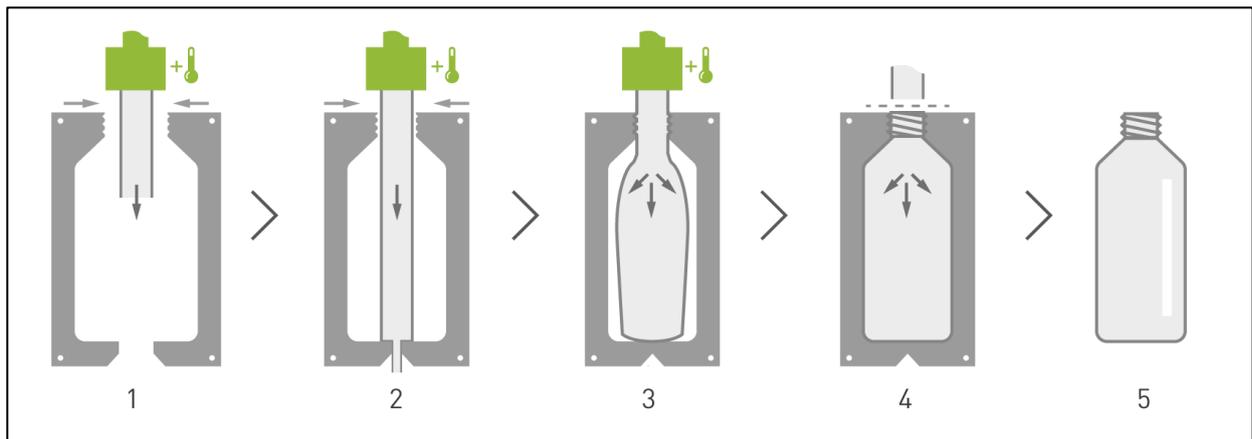


Figura 30. Proceso de Moldeo por Extrusión-Soplado

La elección de este proceso se constata mediante las principales ventajas que supone:

- Herramientas y moldes de bajo coste
- Producción a rápidas velocidades
- Capacidad de manufacturar piezas complejas

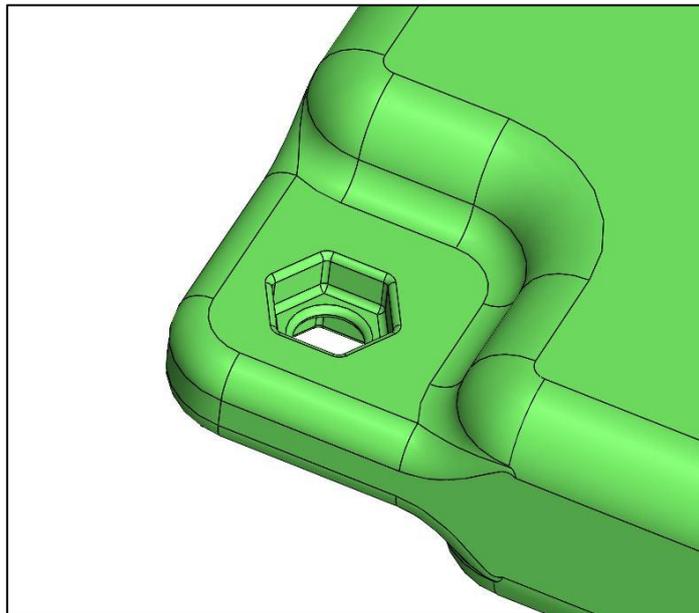
### Geometría y Dimensiones

La geometría del flotador principal se ha definido para poder desempeñar los factores de diseño explicados en el apartado 4.1.

Primeramente, se han planteado unas dimensiones de 1550x1400x80 mm para el paralelepípedo, origen del diseño del flotador principal.

Seguidamente, se va a realizar un corte de tres pestañas, dos en un costado y una en el opuesto, para poder ensamblar dos flotadores principales entre sí, dándoles la vuelta y así formar la unidad flotante sin necesidad de utilizar ningún elemento de unión (consultar Figura 32). A su vez, se realizan seis cavidades para poder fijar los dos flotadores principales mediante tornillos y tuercas.

Por otra parte, se realizan cuatro hendiduras en el costado opuesto de las pestañas, dos en una esquina y otras dos en la esquina opuesta. De este modo, podremos insertar un elemento de unión para enlazar diferentes unidades flotantes entre sí (ver Figura 31). Además, se realiza un entrante para poder incrustar elementos de fijación, como tornillos, y que queden fijados por completo.

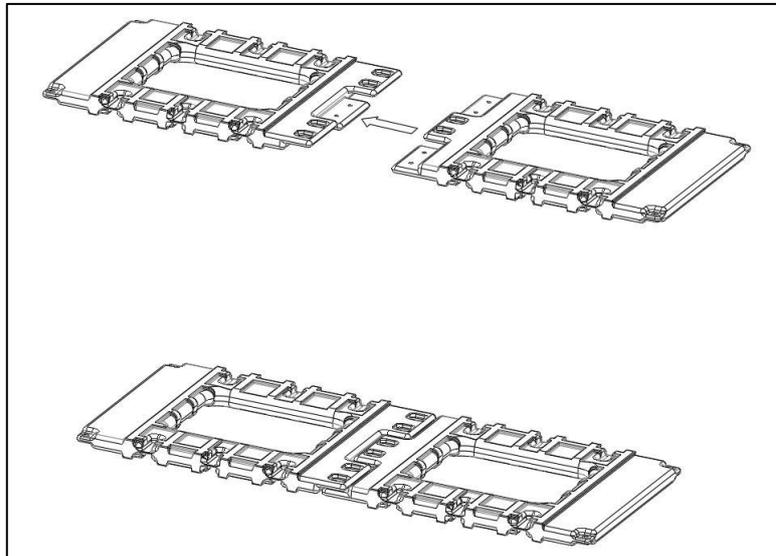


*Figura 31. Detalle del Flotador Principal*

En adición, se van a añadir un entramado de apoyos para el módulo fotovoltaico, a una altura de 15 mm en la parte superior e inferior de la pieza. Estos apoyos, orientados en vertical y horizontal, van a ayudar al módulo a descansar sobre el flotador, y ayudar así a repartir la carga sobre todo el flotador.

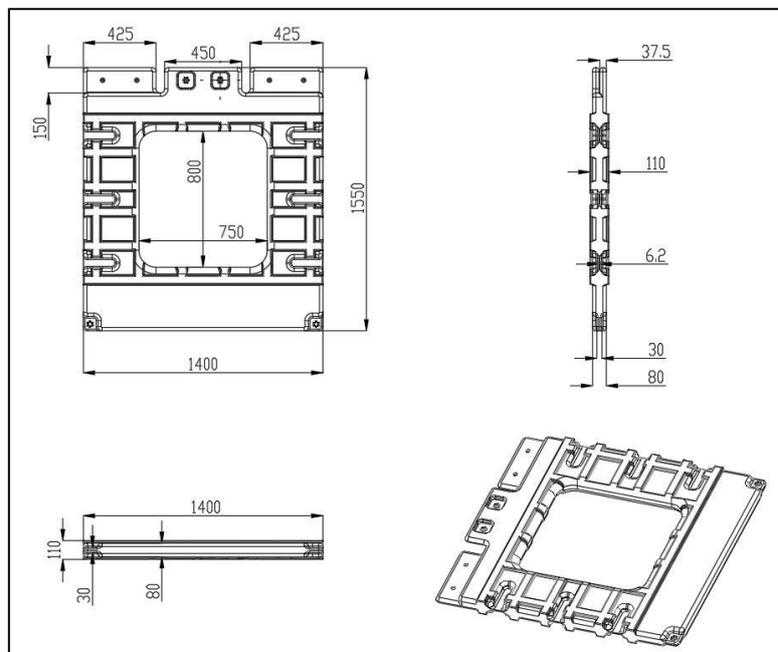
A continuación, se realizan una serie hendiduras para la colocación de las grapas de fijación del módulo FV. Se trata de un total de seis cavidades dispuestas en los costados del flotador, a lo largo del mismo, que ayudarán a distribuir las grapas y poder perforar el flotador para remacharlas al mismo.

En la siguiente figura, se muestra un detalle del ensamblaje de dos flotadores principales mediante las pestañas diseñadas para la formación de una unidad flotante



*Figura 32. Ensamblaje de dos Flotadores Principales*

Por último, en la siguiente figura se puede analizar la geometría final del flotador principal. Además de las dimensiones de altura, largo y ancho, podemos observar las hendiduras, cavidades, entramado de apoyos y diversos detalles anteriormente explicados.



*Figura 33. Flotador Principal*

## 4.2.2 UNIONES

Las uniones van a ser los elementos capaces de poder unir diferentes unidades flotantes entre sí, para así, formar la instalación flotante en su conjunto. Estas uniones deben ser parcialmente flexibles para así adaptarse a la lámina de agua y el oleaje.

### Geometría y Dimensiones

Las uniones, producidas con poliamida, se colocan en los cuatro extremos de cada unidad flotante, en la hendidura del flotador preparada para su colocación. Con la ayuda de los tornillos y las tuercas, se amarrarán las uniones a los flotadores principales para unirlos y formar la planta solar flotante.

Las dimensiones de las uniones han sido diseñadas para poder amarrar hasta cuatro unidades flotantes. Por otra parte, su geometría permite acoplarse a la hendidura del flotador principal. Además, se han reforzado las esquinas para rigidizar los puntos con mayor carga.

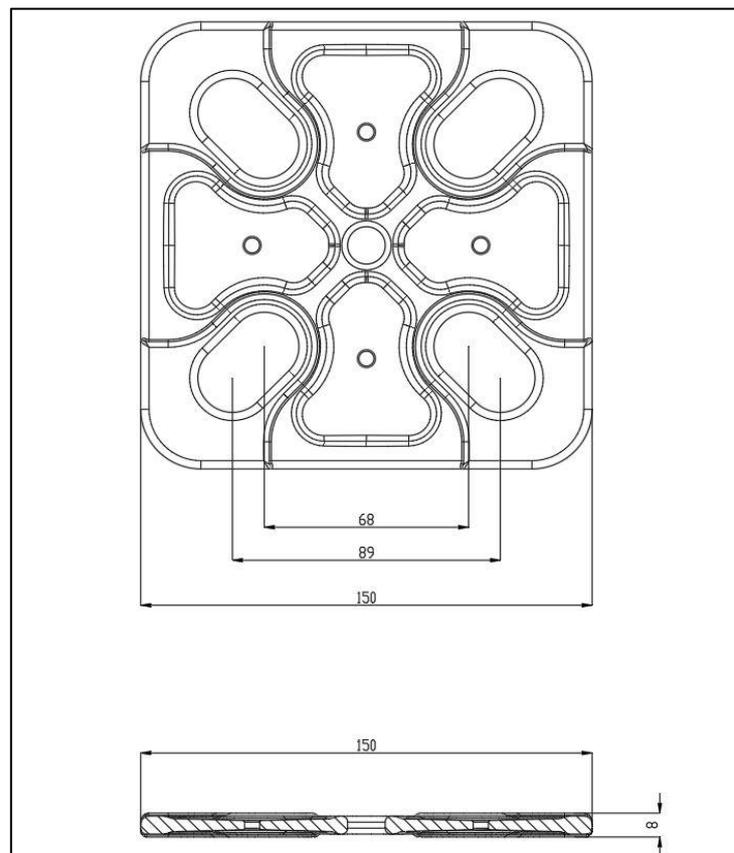
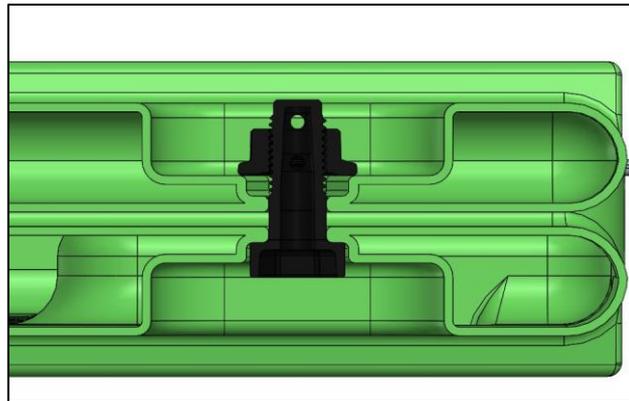


Figura 34. Unión.

### 4.2.3 TORNILLOS Y TUERCAS

Los tornillos y las tuercas se sirven para poder unir los dos flotadores principales de una misma unidad flotante. De esta manera, la unidad flotante se rigidiza y queda totalmente sólida para sustentar los módulos FV.

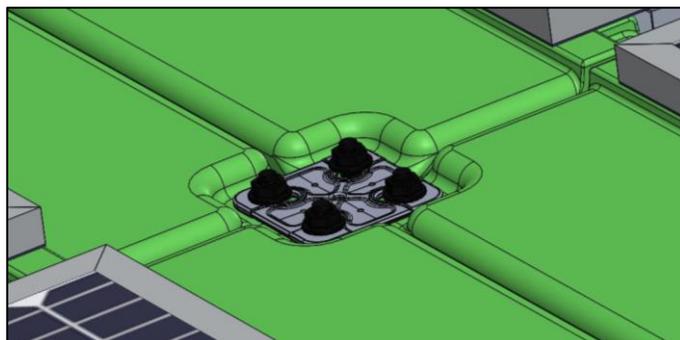


*Figura 35. Fijación del Ensamblaje de dos Flotadores Principales*

Además, esta no es la única función, ya que se han diseñado para que también puedan fijar flotadores de diferentes unidades flotantes mediante las uniones que anteriormente se han descrito, permitiendo así formar la planta solar en conjunto.

#### Geometría y Dimensiones

Estos tornillos y grapas de poliamida se colocan en las perforaciones del flotador principal situadas en las lenguas sobre las que se amarran los dos flotadores principales de una misma unidad flotante. Estas perforaciones facilitan la inserción del tornillo tanto por un sentido como por el opuesto, para así facilitar su montaje. Por otra parte, para unir diferentes unidades flotantes se dispone también de perforaciones en las esquinas exteriores del flotador principal, en las cuales se introducen los tornillos y las tuercas para amarrar la unión (ver Figura 36)



*Figura 36. Detalle de Conexión de Unidades Flotantes*

Las dimensiones de los tornillos y las tuercas han sido diseñadas de forma que se puedan utilizar tornillos y tuercas normalizados en caso de su necesidad.

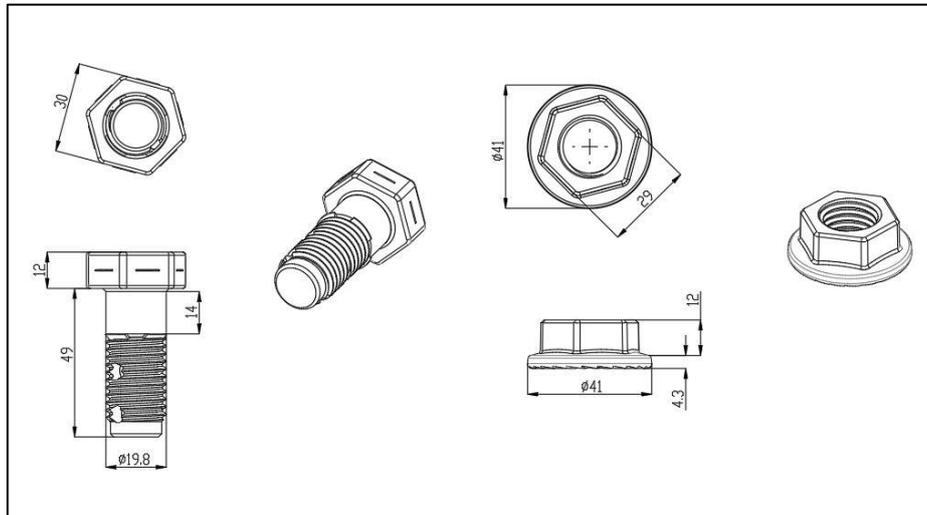


Figura 37. Tornillo y Tuerca

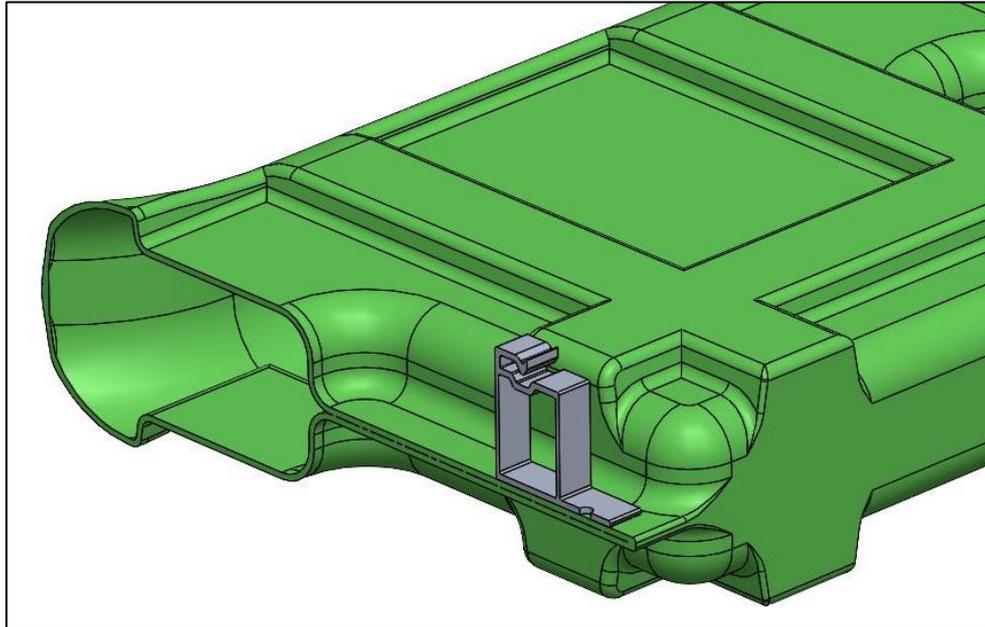
#### 4.2.4 FIJACIONES

Las fijaciones del módulo fotovoltaico, las cuales lo sustentan desde el flotador principal del sistema, son perfiles de aluminio extruido (aleación 6063) los cuales se mecanizan y cortan para formar las denominadas grapas. Cumplen diversas funciones además de la propia sustentación del panel FV, como puede ser rigidizar la unidad flotante o la resistencia a las acciones de viento.

Además, se ha diseñado una grapa para sostener el módulo fotovoltaico sin inclinación, es decir a  $0^\circ$ . Sin embargo, se ha presupuesto la posibilidad de realizar una segunda grapa para, con el mismo sistema de flotación tener una alternativa con inclinación. Para poder llevarlo a cabo, la altura de las grapas de uno de los lados del flotador principal deberá ser mayor a las grapas del lado contrario. De esta forma, la parte con las grapas más altas elevará uno de los costados largos del módulo y la parte con las grapas estándar dejará el costado opuesto del panel al mismo nivel que el flotador.

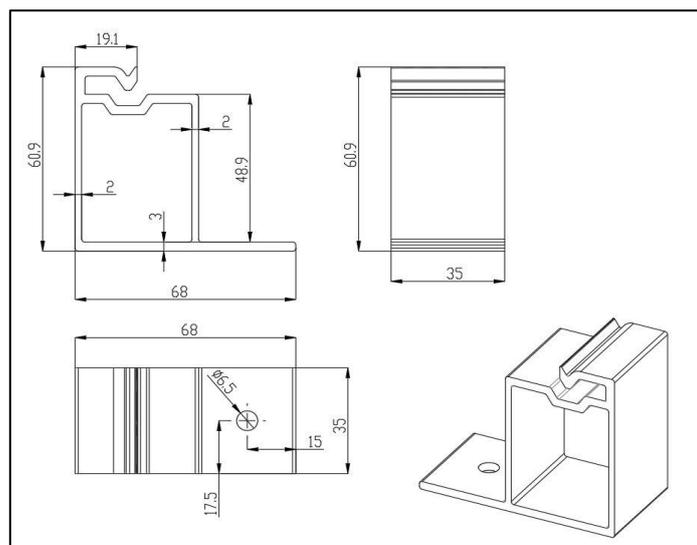
## Geometría y Dimensiones

Estas grapas se colocan sobre las hendiduras del flotador principal según muestra la Figura 38. Además, las ocho grapas que sustentan cada módulo se fijan al flotador principal mediante un remache de acero inoxidable.



*Figura 38. Ubicación de las Fijaciones*

Las dimensiones de la grapa han sido diseñadas para que el sistema pueda admitir diferentes dimensiones de panel fotovoltaico, y a su vez tengan una buena respuesta frente a las fuerzas resultantes. En la Figura 39 se puede observar las dimensiones de la grapa de fijación.



*Figura 39. Grapa de Fijación*

## 4.2.5 AMARRES

Los amarres perimetrales del sistema flotante realizan la función de unir el conjunto de la planta solar flotante al sistema de anclaje, situado en el lecho del cuerpo de agua. Los amarres deben resistir las fuerzas máximas ejercidas por el viento y oleaje en las diferentes variaciones del nivel del agua.

Los cabos utilizados para la unión de la planta con los anclajes de fondeo son cuerdas fabricadas con fibras sintéticas poliméricas, las cuales tienen mayor resistencia y elasticidad que las fabricadas con fibras naturales. Además, tienen mayor resistencia a la corrosión y tienen mejor respuesta en ambientes húmedos. En la Figura 40 se muestra un ejemplo de los cabos seleccionados para amarrar nuestro sistema.

Por otra parte, en adición a los cabos sintéticos, en escenarios con condiciones desfavorables, como embalses de gran capacidad y cuerpos de agua muy extensos, se pueden añadir los amarres elásticos (ver Figura 41).

Los amarres elásticos, fabricados con caucho y otros elementos elastómeros, conceden al amarre elasticidad y un efecto amortiguador frente a las cargas pico. Durante los eventos meteorológicos extremos, los amarres elásticos soportan las cargas de pico de una manera uniforme y suave distribuyendo las fuerzas entre todas las líneas de amarre. La elasticidad proporciona a la plataforma la flexibilidad necesaria que la mantiene en su lugar de forma segura durante estos eventos.



*Figura 40. Cabo de Amarre*



*Figura 41. Amarre Elástico*

#### 4.2.6 ANCLAJE DE FONDEO

Si bien existen diversas formas de realizar un fondeo, el sistema de anclaje por contrapesos de hormigón armado brinda robustez y seguridad a la planta solar flotante. Estos, realizan la función de restringir el movimiento de la planta FV para que no se desplace junto con el movimiento del agua.

Dada la elevada profundidad en algunos cuerpos de agua los contrapesos de hormigón armado deben ser dimensionados dependiendo del tipo de lecho, la exposición a oleaje y las cargas de viento. Por lo general, los contrapesos de hormigón utilizados para el fondeo de instalaciones fotovoltaicas suelen tener pesos del orden de una o varias toneladas.

Del anclaje de hormigón, debe sobresalir una argolla para permitir la unión del sistema de amarre. Además, las asas o argollas de los anclajes deben resistir la abrasión y la corrosión producidas por el desgaste mecánico y el contacto constante con el agua.



*Figura 42. Contrapeso de Hormigón Armado*

## 5 ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

En esta sección se procederá a estudiar la viabilidad técnico-económica del sistema solar flotante desarrollado. Para poder efectuarlo, se realizará el diseño detallado de una planta solar flotante con el desarrollo conceptual objeto de este trabajo. Igualmente, para confeccionar un análisis comparativo económico-financiero con un sistema solar convencional en suelo, se elabora un diseño detallado de una planta solar en suelo equivalente a la planta flotante en términos de potencia.

La estructura de esta sección vendrá determinada por cada uno de los puntos de la metodología empleada para el diseño y estudio detallado de las plantas. En la siguiente lista se enumeran los subapartados correspondientes con cada uno de los procesos a seguir de la metodología:

1. Selección de Equipos Electrónicos
2. Selección de Sistemas de Soporte
3. Diseño de la Configuración Eléctrica
4. Cálculos Mecánicos
5. Simulación de la Generación de Energía
6. Estimación de los Costes de Instalación y Puesta en Marcha
7. Estimación de los Costes de Operación y Mantenimiento
8. Estudio Económico-Financiero
9. Análisis Comparativo Flotante y Suelo

## 5.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS ELECTRÓNICOS

Primeramente, se seleccionan los equipos y componentes electrónicos que formarán las dos plantas solares a estudiar. Se escogerán los mismos para poder realizar el análisis comparativo en igualdad de condiciones y de forma equitativa.

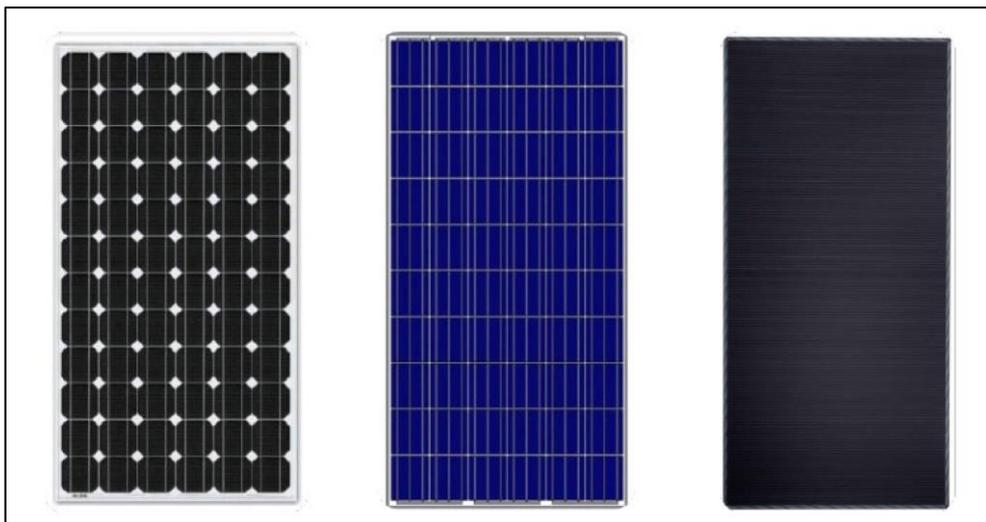
### 5.1.1 PANEL FOTOVOLTAICO

En la actualidad, existe gran diversidad de paneles fotovoltaicos en el mercado. Se van a nombrar los tres grupos más comunes de paneles fotovoltaicos según la tecnología o materiales utilizados. Generalmente, alrededor del 90% de las tecnologías fotovoltaicas se basa en el Silicio como material principal. Según la pureza del Silicio utilizado en el panel la eficiencia entre energía solar incidente y energía eléctrica utilizable variará. A mayor pureza de este elemento en el módulo fotovoltaico la eficiencia aumentará.

En un primer lugar, estarían los paneles fotovoltaicos monocristalinos, que están fabricados con cristales de Silicio de alta pureza. Éstos, se caracterizan por tener las células de color azul oscuro homogéneo, debido al recubrimiento antirreflejante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de la radiación solar. Pueden llegar a eficiencias del 15 al 21%, aunque el proceso de producción es elevado y por eso el precio final del panel suele ser más caro.

En segundo lugar, se pueden agrupar los paneles fotovoltaicos policristalinos, que se fabrican con Silicio cristalino de menor pureza. Al disminuir la pureza, las moléculas de Silicio que forman las células del panel se colocan desordenadamente adoptando formas y direcciones diferentes. Los paneles policristalinos tienen una superficie con aspecto azul eléctrico jaspeado, donde son claramente visibles los granos cristalinos. Su ventaja parte de un proceso de producción más asequible, pero no llega a eficiencias mayores del 12 al 15%.

En tercer lugar, se citan los paneles fotovoltaicos de capa fina. El fundamento de estos paneles radica en la estructuración de materiales semiconductores (normalmente como mezclas gaseosas) en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio. El material utilizado en este tipo de paneles varía según 4 subgrupos: paneles de Silicio amorfo (a-Si); paneles de Teluro de Cadmio (CdTe) o Sulfuro de Cadmio (CdS); paneles de CIGS (compuestos de Cobre, Indio, Galio y Selenio) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC). Tienen un gran potencial, ya que, la mayoría de estos paneles són flexibles y, por lo tanto, pueden adaptarse a la superficie en la que se quieren instalar. Tienen un aspecto más uniforme y de color oscuro. Una de las mayores desventajas de estos paneles reside en el costoso sistema de fabricación, y su repercusión en el precio del panel es muy significativa. Pueden llegar a doblar en precio a los paneles de Silicio cristalino. La eficiencia de los paneles de capa fina varía desde los 7 al 13% dependiendo del subgrupo al que pertenezcan.



*Figura 43. Tipo de Módulos FV: Monocristalino (izquierda), Policristalino (centro), de Capa Fina (derecha)*

Además del material, los paneles también se diferencian por la potencia nominal que pueden producir y por sus dimensiones. Aunque estas dos variables suelen ser proporcionales, es decir, a menudo que la potencia del panel aumenta, sus dimensiones también crecen.

La tensión de salida de cada módulo oscila entre los 20 V y los 50 V para potencias nominales comprendidas entre los 25 Wp y los 800 Wp, aunque las más comunes actualmente son de entre 400 y 550 Wp.

Para poder escoger el panel fotovoltaico que más se adecue al sistema se debe tener en cuenta la limitación de las dimensiones de este. Asimismo, si la unidad flotante del sistema diseñado tiene unas medidas de 2950 x 1400 mm, el panel a escoger no puede superar estas medidas. Además, para poder sujetar el panel al flotador correctamente, tiene que haber capacidad para la grapa. Por lo tanto, las dimensiones máximas de nuestro panel serán de 2400 x 1300 mm.

Evidentemente, el peso del panel es otro de los inconvenientes, ya que, a mayor peso, más dificultad en el montaje. Esta razón, lleva a abandonar la idea de utilizar los recientes y novedosos paneles del mercado con potencias de hasta 800 Wp, ya que el peso de estos paneles suele rondar los 50 kg.

Teniendo en cuenta las limitaciones en cuanto a dimensiones, tipologías, peso y potencia, se ha realizado una selección de los paneles que más se adecuan a nuestra instalación:

MARCA	MODELO	POTENCIA MAX (Wp)	POTENCIA MIN (Wp)	LARGO (mm)	ANCHO (mm)	ALTURA (mm)	RELACION L:A
CANADIAN	HIKU6 MONO	545	525	2.261	1.134	35	2,0
JA_SOLAR	JAM72D30 BI	550	525	2.285	1.134	35	2,0
JINKO	TIGER PRO 72HC-TV	545	525	2.274	1.134	35	2,0
LONGI	LR5-72HPH	550	525	2.256	1.133	35	2,0
TRINA	TSM-DE19	555	530	2.384	1.096	35	2,2
TRINA	TSM-DE18M(II)	510	485	2.187	1.102	35	2,0

*Tabla 3. Selección de Módulos FV*

Finalmente, la elección del panel a instalar es el **Longi Solar LR5-72HPH de 550 Wp** (ver ficha técnica en el Anejo II), panel monocristalino de cristal simple. Se ha escogido el panel por la alta calidad de los módulos de esta marca, ya que las dimensiones y peso son semejantes a los demás.

Cabe destacar que el mercado de la energía solar flotante parece seguir el camino de los paneles de este rango de potencia.

## 5.1.2 INVERSOR

Los inversores son uno de los componentes esenciales a la hora de generar energía fotovoltaica. Ya que, la corriente continua generada a partir de la radiación solar en los paneles se convierte en corriente alterna gracias al inversor. Al igual que en el caso de los paneles, también existe gran variedad de inversores solares. En primer lugar, se nombran los diferentes tipos de inversores según la tipología de la instalación para los que requieren.

Primeramente, se describen los inversores en cadena, habitualmente nombrados inversores *string*. Se utilizan para instalaciones de pequeña potencia (hasta unos 10 MW) y tienen la característica de agrupar las cadenas o *strings*. Las cadenas son agrupaciones de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Todas las cadenas de un mismo inversor se conectan en paralelo. Las ventajas de este tipo de inversores radican en el coste, ya que son bastante económicos y no requieren de un mantenimiento muy complejo, además de la alta eficiencia de transformación. Sin embargo, también existen algunas desventajas en este tipo de inversores. Estos inversores producirán tanta energía útil como el panel solar que menos produzca, es decir, si uno de los paneles solares se ve afectado por sombra, la potencia que producirá el inversor será mínima.



Figura 44. Inversor string de Huawei Solar

Posteriormente, se citan los inversores centralizados, el principio del cual es el mismo al inversor en cadena, con la diferencia que los inversores centralizados son de gran potencia (más de 10 MW) y recogen la corriente de todos los *strings* de una misma planta. Este tipo de inversores son más convenientes para plantas fotovoltaicas de gran potencia, ya que con un solo equipo se transforma la corriente continua de toda la instalación.



Figura 45. Inversor centralizado de Power Electronics

Por último, los microinversores, también nombrados optimizadores de potencia, son inversores que se conectan a cada uno de los paneles por separado. La ventaja que tienen es que si un microinversor falla o un panel está afectado por sombras solo repercutirá en la producción eléctrica de ese único panel. Estos equipos electrónicos son más costosos proporcionalmente y se utilizan en plantas muy pequeñas, ya que los costes en plantas grandes se dispararían.



Figura 46. Microinversor de Apsystems

Teniendo en cuenta las diferentes tipologías y potencias de los inversores que se pueden encontrar en el mercado se elegirán los inversores a instalar. El inversor escogido es el **Huawei Solar SUN2000-185KTL-H1** de 185 kW (ver ficha técnica en el Anejo II), inversor *string* con 18 entradas y 9 seguidores de máxima potencia (MPPT). Los principales motivos para su elección son la alta calidad y eficiencia de los inversores de esta marca.

### 5.1.3 CONDUCTORES

El cableado es la parte de la instalación eléctrica por la cual se transporta la energía eléctrica. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, los módulos generan la electricidad y mediante los conductores eléctricos conectados, la corriente continua se transfiere hasta los inversores. Después de su transformación a corriente alterna, el cableado transferirá la energía eléctrica desde los inversores hasta el centro de transformación (CT).

#### Conductores en el lado de Corriente Continua

Teniendo en cuenta que la instalación flotante va a estar situada en un ambiente húmedo y que la instalación en suelo va a estar al aire libre, se va a considerar un conductor apto para ello y así evitar posibles fallos de aislamiento.

Se ha escogido un conductor para instalaciones interiores o exteriores fabricado en Cobre electrolítico, con doble aislamiento de XLPE tipo E16 según la norma UNE-EN 50363-1 y libre de halógenos. Se trata del **P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F** de la marca Prysmian (ver ficha técnica en el Anejo II), un cable especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas.



Figura 47. Conductor Prysmian P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F

El cableado a utilizar en la parte de Corriente Continua será el mismo a excepción del cambio de secciones, dependiendo del tramo estudiado.

## Conductores en el lado de Corriente Alterna

Una vez la electricidad se ha transformado en Corriente Alterna por el inversor, para transportarla hasta el centro de transformación, se debe instalar un tipo de conductores que cumplan los requisitos de esta parte de la instalación.

Se ha escogido un conductor para instalaciones interiores o receptoras fabricado en Cobre electrolítico recocido, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX3 según la norma UNE HD 603-1 y libre de halógenos. Se trata del **AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS)** de la marca Prysmian (ver ficha técnica en el Anejo II), un cable indicado para el lado de corriente alterna en instalaciones solares fotovoltaicas.

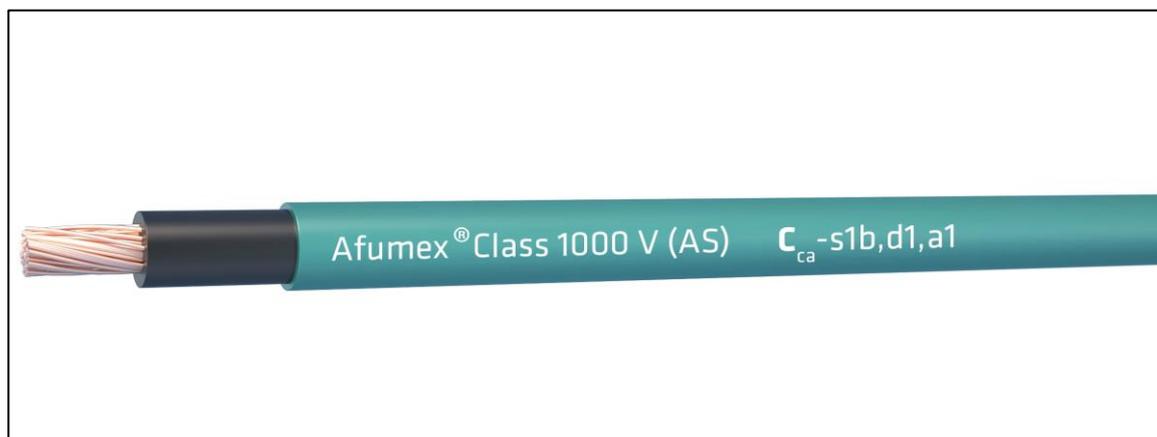


Figura 48. Conductor Prysmian AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS)

El cableado a utilizar en la parte de Corriente Alterna será el mismo a excepción del cambio de secciones, dependiendo del tramo estudiado.

### 5.1.4 CANALIZACIONES

Dependiendo de la instalación se van a utilizar diferentes tipologías en cuanto a canalizaciones de la instalación eléctrica se refiere. En el caso de la instalación flotante, serán en su totalidad canalizaciones vistas y deberán ser flexibles para aguantar el movimiento cíclico producido por el oleaje y a su vez, estancas para la salida de cables a lo largo de la lámina de agua. Por otra parte, en la instalación en suelo, las canalizaciones serán vistas y subterráneas dependiendo del tramo de instalación a estudiar.

## Canalizaciones en la Planta Solar Flotante

En la instalación flotante, las canalizaciones serán completamente vistas, ya que no es posible realizarlas subterráneas por el hecho de ubicarse sobre un cuerpo de agua.

Por una parte, en la zona que transcurre dentro de la isla flotante, para el conexionado de *strings* se agruparán los cables mediante bridas y seguidamente se introducirán dentro de bandejas aislantes de PVC **UNEX 66 U23X** (ver ficha técnica en el Anejo II). Para los conductores de corriente alterna, desde el inversor hasta la salida de la plataforma flotante, se harán servir las mismas bandejas de PVC (ver Figura 49).

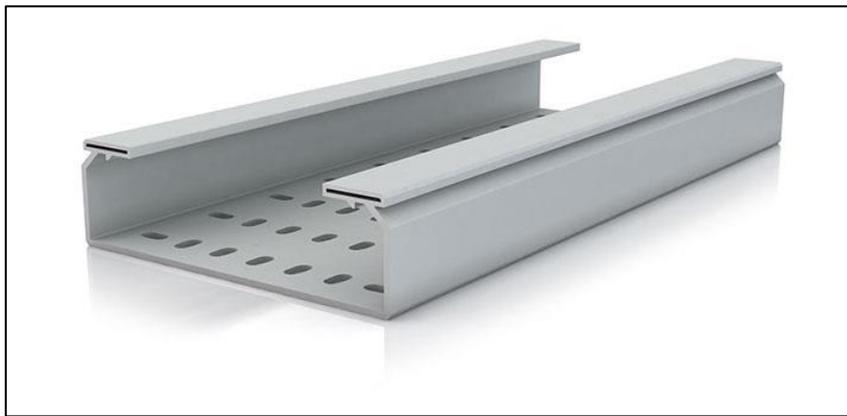


Figura 49. Bandeja Aislante UNEX 66 U23X

Por otra parte, para la evacuación del cableado desde la isla flotante hasta la orilla, se harán servir tubos corrugados de Polietileno con protección a los rayos UV **ASICAN-UV** (ver ficha técnica en el Anejo II). A estos tubos se les incorporará flotadores para mejorar la flotabilidad y aumentar la seguridad frente a una posible entrada de agua. Los tubos estarán anclados a la estructura flotante y seguirán una trayectoria por encima de la lámina de agua hasta la orilla más cercana al centro de transformación dónde se anclarán igualmente.

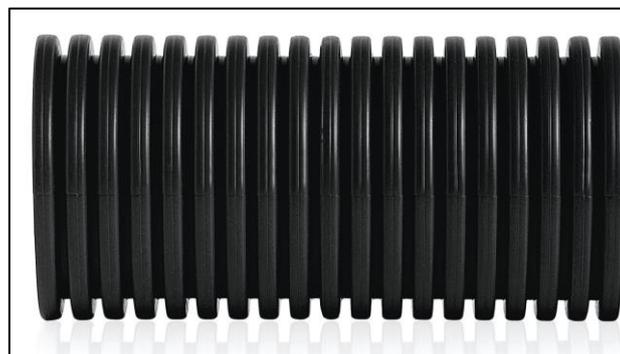


Figura 50. Tubo Corrugado de PE AISCAN-UV

## Canalizaciones en la Planta Solar en Suelo

En suelo, las canalizaciones serán vistas y subterráneas dependiendo del tramo de instalación en la que se instalen.

Por una parte, para el conexionado de *strings*, se utilizarán rejillas de acero **REJIBAND 60** de la marca Pensa (ver ficha técnica en el Anejo II), por dónde transcurrirán los conductores dispuestos al aire.

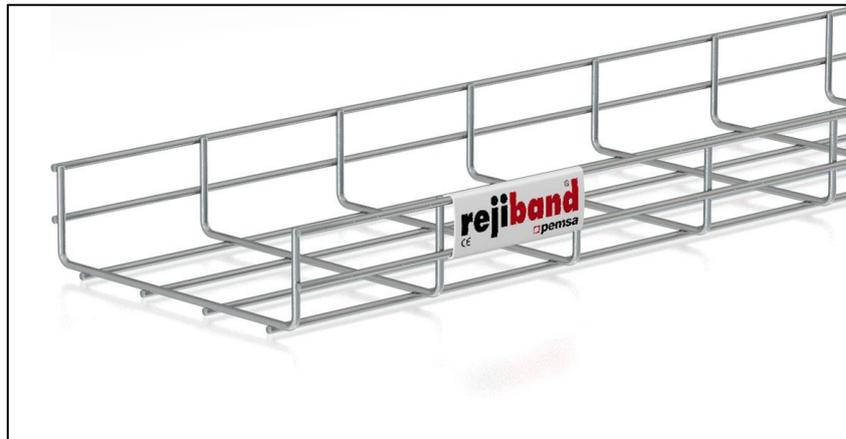


Figura 51. Rejilla metálica REJIBAND 60

Por otro lado, para el resto de los tramos, desde los *strings* hasta los inversores y desde los inversores hasta el centro de transformación, se realizarán zanjas para canalizar los conductores soterrados dentro de tubos corrugados de PVC. Además, se instalarán arquetas eléctricas de hormigón prefabricado para facilitar las labores de instalación y mantenimiento y en caso de avería poder detectarla con facilidad. Los tubos corrugados de PVC serán **AISCAN-DP**, indicados para el soterramiento de instalaciones eléctricas (ver ficha técnica en el Anejo II).

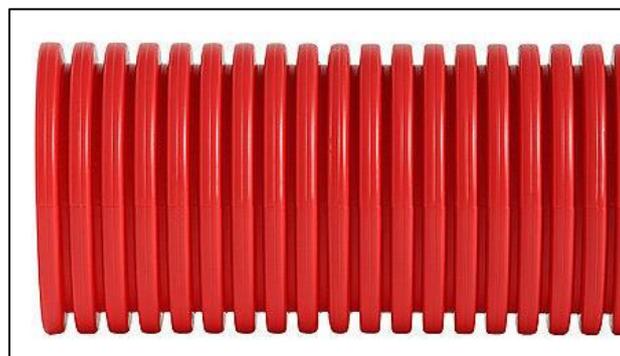
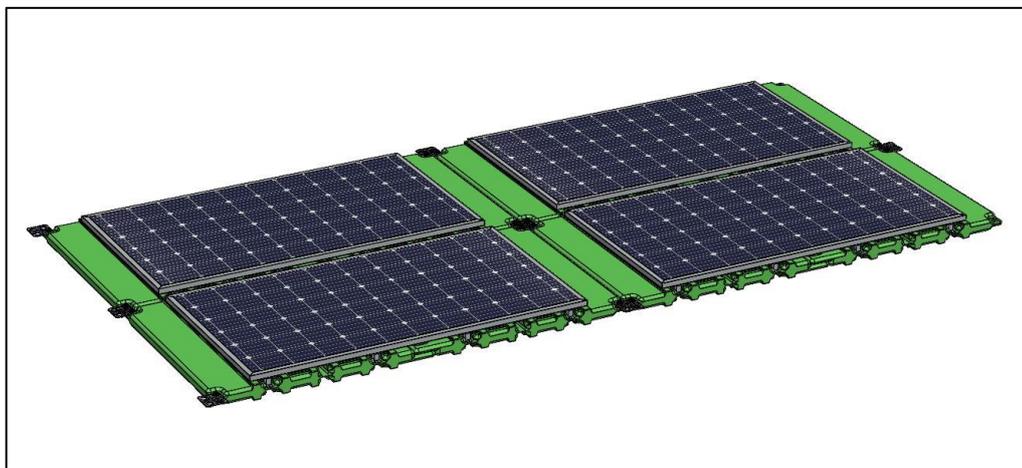


Figura 52. Tubo Corrugado de PVC AISCAN-DP

## 5.2 SELECCIÓN DE SISTEMAS DE MONTAJE O ESTRUCTURA SOPORTE

### 5.2.1 PLANTA SOLAR FLOTANTE

A pesar de existir una muy variada oferta de sistemas flotantes en el mercado, en el caso de la planta solar flotante, lógicamente se escogerá el sistema flotante estudiado. Además, el sistema estará orientado totalmente al sur, ya que la localización escogida (Cuenca, España) se sitúa en el hemisferio norte y la mayor incidencia recae sobre esta orientación. Por tanto, se aprovechará la máxima radiación.



*Figura 53. Sistema Solar Flotante*

### 5.2.2 PLANTA SOLAR EN SUELO

La estructura soporte es uno de los elementos clave para un aprovechamiento adecuado de toda la inversión, ya que es la que asegura la orientación e inclinación de diseño, así como la separación entre filas de módulos. Por eso, a la hora de realizar la comparativa con una planta solar en suelo, es necesario realizar un análisis para elegir la estructura soporte de ésta.

En la actualidad, existen multitud de sistemas de soporte para planta fotovoltaicas. La orientación es un factor determinante en estas instalaciones, ya que de ella depende la producción de energía. Es por esta razón, que existen cantidad de instalaciones FV que cuentan con seguimiento solar, ya sea en un eje o en dos ejes. Ya que el sistema flotante escogido no es con seguimiento solar, se utilizará una estructura soporte en suelo, para así poder comparar en igualdad de condiciones.

Las estructuras sustentarán bloques de agrupaciones de paneles a 30° de inclinación, colocados en posición vertical y a dos alturas. La orientación también será completamente hacia el sur, para así poder comparar la producción con la instalación flotante.

Las estructuras escogidas se componen de perfiles biposte, de acero galvanizado y tornillería en acero inoxidable. En la siguiente imagen se puede observar un ejemplo del tipo de estructura a instalar en la planta solar en suelo.



*Figura 54. Estructura Soporte Paneles FV Biposte*

## 5.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Seguidamente se van a recalcar los cálculos eléctricos relacionados con las instalaciones solares en estudio (consultar Anexo III). Para que la posterior comparativa entre las dos plantas solares sea equitativa, la configuración eléctrica será la misma en los dos casos.

### 5.3.1 MÓDULOS FV

Primeramente, se ha dimensionado la cantidad de paneles fotovoltaicos a instalar, partiendo de la Potencia Total que se requiere instalar y la potencia pico del panel. Finalmente, el número de módulos a instalar en cada planta fotovoltaica es de 1820 unidades.

Seguidamente, se ha calculado el número máximo de módulos conectados en serie, es decir, los módulos por *string*. Considerando las características técnicas del módulo y la temperatura en la ubicación se obtiene como resultado un total de 26 módulos por cada *string*.

A continuación, se ha determinado el número de paneles conectados en paralelo, es decir el número total de *strings* a conectar. Considerando los dos cálculos realizados anteriormente, se obtiene un total de 70 *strings* para cada instalación.

Finalmente, la potencia total instalada en la parte de corriente continua es de 1.000,1 kWp, dato obtenido mediante el número de módulos por cada *string*, el número total de *strings* de cada instalación y la potencia pico de cada panel fotovoltaico.

### 5.3.2 INVERSORES

Por otra parte, para poder dimensionar la cantidad de inversores a instalar en cada una de las plantas, se ha comprobado que la tensión de entrada asumible por cada uno de los inversores sea compatible con la tensión máxima en la salida de los módulos.

En adición, se ha obtenido un valor de 5 inversores para cada instalación y por consiguiente, el ratio entre corriente alterna y continua se establece en 0,875.

### 5.3.3 CONDUCTORES

Por otra parte, atendiendo a las instrucciones estipuladas por la norma correspondiente, para poder dimensionar la sección del cableado utilizado en cada una de las plantas se han utilizado los dos criterios correspondientes: Criterio de Capacidad Térmica y Criterio por Caída de Tensión.

A modo de sintetizar los cálculos realizados en el Anexo III, el cableado de la instalación tendrá una sección de 6 mm<sup>2</sup> para el lado de corriente continua y 240 mm<sup>2</sup> para el lado de corriente alterna.

Adicionalmente, para la protección y seguridad de las instalaciones, se ha estimado un cable adicional, además de los cables activos (positivo y negativo), que será el cable de protección y que servirá para conectar todas las masas metálicas de la instalación con el sistema de tierra, con el objetivo de evitar que aparezcan diferencias de potencial peligrosas, y al mismo tiempo permita descargar a tierra las corrientes de defectos o las debidas por las descargas de origen atmosférico.

El cable de protección será del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso de cobre, e irán alojados en el mismo conducto que los conductores activos. Además, la sección designada para el cableado de protección es de 6 mm<sup>2</sup>.

### 5.3.4 PUESTA A TIERRA

Finalmente, la instalación de puesta tierra se realizará mediante picas de cobre, redondeas y de alta resistencia. Asegurando así, la máxima rigidez para su introducción en la superficie.

Las dimensiones de las picas de puesta a tierra son de un largo de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro mínimo. Estas picas se dispondrán de forma que abarquen los generadores FV y éstas se conectarán a las partes metálicas de todos los componentes.

### 5.3.5 RESUMEN CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA

A modo de recopilación de toda la información expuesta anteriormente, se ha constituido una tabla resumen de la configuración eléctrica más relevante de cada una de las plantas solares. En la siguiente tabla se puede observar dicha síntesis.

TALBA RESUMEN CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA	
Potencia Panel (Wp)	550
Número de Paneles/String (Uds)	26
Número Total de Strings (Uds)	70
Número de Inversores (Uds)	5
Potencia de Inversores (kW)	185
Número Total de Paneles FV (Uds)	1.820
Potencia Total AC (kW)	925
Potencia Total DC (kW)	1.001

*Tabla 4. Configuración Eléctrica*

## 5.4 CÁLCULOS MECÁNICOS

En este apartado se destacarán los cálculos mecánicos efectuados (ver Anexo IV) para evaluar las cargas y fuerzas de viento y oleaje y de este modo definir el sistema de anclaje y amarre de la instalación solar flotante.

### 5.4.1 CARGAS DE VIENTO

Realizando el planteamiento establecido por la normativa correspondiente, el cálculo de las cargas de viento sobre la plataforma flotante se ha realizado mediante los métodos de fricción y de cubierta plana, ya que nuestro sistema tiene una inclinación de 0°. Finalmente, se escogerá la mayor fuerza del viento calculada para ponernos del lado de la seguridad.

Recurriendo al método de fricción se han hecho servir coeficientes de fricción dependiendo de la rugosidad de la planta, el área total de la instalación y la presión del viento. Se obtiene como resultado una fuerza del viento resultante horizontal de 58,48 kN.

Seguidamente se realizan los cálculos mediante los parámetros verticales a barlovento y sotavento, además se obtendrán los esfuerzos del viento sobre cubierta plana y finalmente se analizan los esfuerzos resultantes contrarrestados con el peso propio de la plataforma flotante. Las cargas más elevadas son las referentes al primer método, por tanto, se adoptan estas como cargas de viento actuantes.

### 5.4.2 CARGAS DE OLAJE

Las cargas de oleaje se han calculado a partir de la velocidad del viento y del *fetch*, por medio de las cuales se obtienen la altura significativa de ola, el periodo y la longitud de onda con expresiones adoptadas del *Recommendation of the Bureau of Reclamation 1992*.

Las cargas de oleaje en la dirección Norte-Sur (34,1 kN) son mayores a las cargas en dirección Este-Oeste (25,27 kN) debido a la distancia de la planta hasta la orilla (*fetch*).

### **5.4.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE AMARRE Y ANCLAJE**

A efectos de dimensionar el sistema de anclaje y amarre se considerará que las cargas tanto por viento como por oleaje actúan de forma simultánea sobre la plataforma flotante.

Para ello se han dispuesto 7 amarres en orientación Norte-Sur y 5 amarres en la orientación Este-Oeste, considerando una carga máxima de 28 kN por cada amarre. Esta carga se transmite a través de un elemento de reparto en varios puntos por anclaje, 4 para la dirección Norte-Sur y 6 puntos para la Este-Oeste. La carga calculada para cada punto de reparto ha resultado un valor de 3,3 kN en el caso más desfavorable.

#### **Dimensionado del Sistema de Anclaje**

Los cálculos realizados para dimensionar el contrapeso de hormigón utilizado como anclaje, ha sido resultado de las verificaciones pertinentes de estabilidad y deslizamiento del mismo. El resultado obtenido define el bloque de hormigón con un peso de 4,35 T y un volumen de 3 m<sup>3</sup>, por lo que sus dimensiones son de 2 x 2x 0,75 m.

#### **Dimensionado del Sistema de Amarre**

Se ha decidido instalar un sistema de amarre compuesto por amarres elásticos y cabos de amarre sintéticos. Mediante algunos parámetros como la longitud de la línea de amarre y la cota de anclaje obtenemos una longitud del sistema de amarre de 2,5 metros.

Por último, para seleccionar la sección de los cabos de amarre, se presupone un coeficiente de seguridad de 2 respecto de los puntos de reparto de cada amarre (3,3 kN). El diámetro de los cabos de amarre obtenido es de 12mm.

## 5.5 SIMULACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

A continuación, se certifica el dimensionado definitivo de la configuración eléctrica de las plantas solares en estudio. Además, se simula la producción de energía mediante un software de cálculo fotovoltaico llamado PVSYST (consultar Anexo V).

### 5.5.1 EFECTO DE REFRIGERACIÓN

Para realizar la simulación de la generación de energía lo más cercana a la realidad, se van a ajustar diversos parámetros del efecto de refrigeración de los paneles FV. Estos parámetros varían según la ubicación y la tipología de estructura utilizada en el sistema instalado en la planta en cuestión.

Los coeficientes a definir determinan la temperatura de las células fotovoltaicas según el modelo térmico y el factor de pérdidas térmicas.

Para la simulación de la planta solar flotante se han determinado los coeficientes a partir de los datos proporcionados por el *Solar Energy Research Institute of Singapore*. Según la tipología del sistema flotante estudiado los parámetros a introducir son  $U_c = 50 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  y  $U_v = 3 \text{ W} \cdot \text{s}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ .

Asimismo, para la simulación de la planta en suelo se han determinado los coeficientes a partir de los datos proporcionados por el mismo software *PVSYST*. Según la tipología de la estructura utilizada para el huerto solar a instalar los parámetros a introducir son  $U_c = 20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  y  $U_v = 0 \text{ W} \cdot \text{s}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ .

## 5.5.2 RESULTADOS

Se ha obtenido una diferencia entre la generación de energía obtenida entre cada una de las instalaciones estudiadas, así como del coeficiente de rendimiento.

El coeficiente de rendimiento es una magnitud relativa a la efectividad de una instalación fotovoltaica. Precisamente, el PR refleja la relación entre el rendimiento energético real y el rendimiento energético teóricamente posible. Es, por tanto, una forma de analizar una instalación independientemente de la ubicación, orientación e irradiación solar que incide sobre la misma.

Los resultados obtenidos de la simulación para la planta solar flotante son del orden de 1600 MWh/año en cuanto a producción se refiere y con un PR del 92%. Por otra parte, de la simulación de la planta solar convencional obtenemos una mayor producción, cerca del 6% por encima de la solar flotante, es decir de 1700 MWh/año. Sin embargo, el rendimiento de la planta solar convencional es un 7% menor, obteniendo un coeficiente de rendimiento del 85%.

## 5.6 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE INSTALACIÓN Y OPERACIÓN

Como se puede observar en el Anexo VI se ha realizado una estimación de los costes totales de cada una de las instalaciones estudiadas.

### 5.6.1 PLANTA SOLAR FLOTANTE

Se han determinado los costes totales de la planta solar flotante divididos por los distintos capítulos que forman el conjunto de la instalación.

En la siguiente tabla se muestra el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) y el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC), ascendiendo este último a la cantidad de 714.386,08 €, equivalente a 0,714 €/Wp.

Capítulo	PLANTA SOLAR FLOTANTE	
	Ratio (€/Wp)	Importe(€)
Movimiento tierras	0,000	0,000
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,000	0,000
Vallados	0,000	0,000
Modulos Solares	0,230	230.230,000
Inversores	0,032	32.032,000
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,020	20.020,000
Estructura Flotante/Suelo	0,091	91.382,415
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000
Sistema alarma/seguridad	0,020	20.020,000
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)		
Línea de evacuación	0,018	18.500,000
Centro de transformación	0,035	35.035,000
Mano de Obra		
Estructura e instalación de módulos	0,030	30.030,000
Instalación eléctrica	0,015	15.015,000
Instalación Inversores	0,001	1.035,517
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000
<b>PEM</b>	<b>0,605</b>	<b>605.411,933</b>
Gasto Generales (13%)	<b>0,079</b>	<b>78.703,551</b>
Beneficio industrial (5%)	0,030	30.270,597
<b>PEC</b>	<b>0,714</b>	<b>714.386,080</b>

Tabla 5. Presupuestos la Planta Solar Flotante

## 5.6.2 PLANTA SOLAR EN SUELO

Se han determinado los costes totales de la planta solar en suelo divididos por los distintos capítulos que forman el conjunto de la instalación.

En la siguiente tabla se muestra el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) y el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC), ascendiendo este último a la cantidad de 691.715,43 €, equivalente a 0,691 €/Wp.

Capítulo	PLANTA SOLAR EN SUELO	
	Ratio (€/Wp)	Importe (€)
Movimiento tierras	0,010	10.010,000
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,005	5.005,000
Vallados	0,005	5.005,000
Modulos Solares	0,230	230.230,000
Inversores	0,032	32.032,000
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,010	10.010,000
Estructura Flotante/Suelo	0,080	80.080,000
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000
Sistema alarma/seguridad	0,004	4.290,000
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)		
Línea de evacuación	0,001	1.295,000
Centro de transformación	0,035	35.035,000
Mano de Obra		
Estructura e instalación de módulos	0,040	40.040,000
Instalación eléctrica	0,020	20.020,000
Instalación Inversores	0,001	1.035,517
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000
<b>PEM</b>	<b>0,586</b>	<b>586.199,517</b>
Gasto Generales (13%)	<b>0,076</b>	<b>76.205,937</b>
Beneficio industrial (5%)	0,029	29.309,976
<b>PEC</b>	<b>0,691</b>	<b>691.715,430</b>

Tabla 6. Presupuestos la Planta Solar en Suelo

## 5.7 ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

Como se puede observar en el Anexo VII se ha realizado un análisis económico-financiero comparativo entre la planta solar flotante y la planta solar en suelo.

Para ello se analiza la rentabilidad de la inversión atendiendo a criterios de plazo de recuperación (Payback), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

### 5.7.1 PLANTA SOLAR FLOTANTE

Se han calculado los flujos anuales, la Tasa Interna de Rentabilidad a 30 años, el Valor Anual Neto a 30 años y el Payback o periodo de retorno de la inversión. En la siguiente tabla se muestra dicho cálculo, obteniéndose un TIR a 30 años del 9%, un VAN de 808.089,28 € y un plazo de recuperación de la inversión de 10 años.

Año	Producción	Ingresos	Gastos Extraordinarios	Gastos Mantenimiento	Alquiler	Impuesto sobre la Electricidad	Total Gastos	Flujo Aual	Flujo Acumulado
Año 0		-	- 714.386,08					- 714.386,08	- 714.386,08
Año 1	1.599.598,00	83.179,10	-	6.006,00	1.653,65	5.822,54	13.482,19	69.696,91	- 644.689,17
Año 2	1.599.478,03	84.836,31	-	6.126,12	1.686,73	5.938,54	13.751,39	71.084,93	- 573.604,25
Año 3	1.599.358,07	84.829,95	-	6.248,64	1.720,46	5.938,10	13.907,20	70.922,75	- 502.681,49
Año 4	1.599.238,12	84.823,59	-	6.373,62	1.754,87	5.937,65	14.066,14	70.757,45	- 431.924,04
Año 5	1.599.118,17	84.817,23	-	6.501,09	1.789,97	5.937,21	14.228,26	70.588,97	- 361.335,07
Año 6	1.598.998,24	84.810,87	-	6.631,11	1.825,77	5.936,76	14.393,64	70.417,23	- 290.917,84
Año 7	1.598.878,32	84.804,51	-	6.763,73	1.862,28	5.936,32	14.562,33	70.242,18	- 220.675,66
Año 8	1.598.758,40	84.798,15	-	6.899,01	1.899,53	5.935,87	14.734,40	70.063,74	- 150.611,92
Año 9	1.598.638,49	84.791,79	-	7.036,99	1.937,52	5.935,42	14.909,93	69.881,86	- 80.730,06
Año 10	1.598.518,60	84.785,43	-	7.177,73	1.976,27	5.934,98	15.088,97	69.696,45	- 11.033,61
Año 11	1.598.398,71	84.779,07	-	7.321,28	2.015,79	5.934,53	15.271,61	69.507,46	58.473,85
Año 12	1.598.278,83	84.772,71	-	7.467,71	2.056,11	5.934,09	15.457,90	69.314,80	127.788,66
Año 13	1.598.158,96	84.766,35	-	7.617,06	2.097,23	5.933,64	15.647,94	69.118,42	196.907,07
Año 14	1.598.039,09	84.759,99	-	7.769,40	2.139,18	5.933,20	15.841,78	68.918,22	265.825,29
Año 15	1.597.919,24	84.753,64	-	7.924,79	2.181,96	5.932,75	16.039,50	68.714,13	334.539,43
Año 16	1.597.799,40	84.747,28	-	8.083,29	2.225,60	5.932,31	16.241,19	68.506,09	403.045,51
Año 17	1.597.679,56	84.740,92	-	8.244,95	2.270,11	5.931,86	16.446,93	68.294,00	471.339,51
Año 18	1.597.559,74	84.734,57	-	8.409,85	2.315,51	5.931,42	16.656,78	68.077,79	539.417,30
Año 19	1.597.439,92	84.728,21	-	8.578,05	2.361,82	5.930,97	16.870,84	67.857,37	607.274,67
Año 20	1.597.320,11	84.721,86	-	8.749,61	2.409,06	5.930,53	17.089,20	67.632,66	674.907,33
Año 21	1.597.200,31	84.715,50	-	8.924,60	2.457,24	5.930,09	17.311,93	67.403,58	742.310,91
Año 22	1.597.080,52	84.709,15	-	9.103,09	2.506,38	5.929,64	17.539,12	67.170,03	809.480,94
Año 23	1.596.960,74	84.702,80	-	9.285,15	2.556,51	5.929,20	17.770,86	66.931,94	876.412,88
Año 24	1.596.840,97	84.696,44	-	9.470,86	2.607,64	5.928,75	18.007,25	66.689,19	943.102,07
Año 25	1.596.721,21	84.690,09	-	9.660,27	2.659,80	5.928,31	18.248,38	66.441,72	1.009.543,79
Año 26	1.596.601,45	84.683,74	-	9.853,48	2.712,99	5.927,86	18.494,33	66.189,41	1.075.733,20
Año 27	1.596.481,71	84.677,39	-	10.050,55	2.767,25	5.927,42	18.745,22	65.932,17	1.141.665,37
Año 28	1.596.361,97	84.671,04	-	10.251,56	2.822,60	5.926,97	19.001,13	65.669,91	1.207.335,28
Año 29	1.596.242,24	84.664,69	-	10.456,59	2.879,05	5.926,53	19.262,17	65.402,52	1.272.737,80
Año 30	1.596.122,52	84.658,34	-	10.665,72	2.936,63	5.926,08	19.528,44	65.129,90	1.337.867,70

Tabla 7. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar Flotante

## 5.7.2 PLANTA SOLAR FLOTANTE

Se han calculado los flujos anuales, la Tasa Interna de Rentabilidad a 30 años, el Valor Anual Neto a 30 años y el Payback o periodo de retorno de la inversión. En la siguiente tabla se muestra dicho cálculo, obteniéndose un TIR a 30 años del 8,63%, un VAN de 715.285,85 € y un plazo de recuperación de la inversión también de 10 años.

Año	Producción	Ingresos	Gastos Extraordinarios	Gastos Mantenimiento	Alquiler	Impuesto sobre la Electricidad	Total Gastos	Flujo Aual	Flujo Acumulado
Año 0		-	691.715,43	-	-	-	-	691.715,43	691.715,43
Año 1	1.711.710,00	89.008,92	-	11.011,00	4.840,22	6.230,62	22.081,84	66.927,08	624.788,35
Año 2	1.711.581,62	90.782,29	-	11.231,22	4.937,02	6.354,76	22.523,00	68.259,28	556.529,07
Año 3	1.711.453,25	90.775,48	-	11.455,84	5.035,76	6.354,28	22.845,89	67.929,59	488.599,48
Año 4	1.711.324,89	90.768,67	-	11.684,96	5.136,48	6.353,81	23.175,25	67.593,42	421.006,06
Año 5	1.711.196,54	90.761,86	-	11.918,66	5.239,21	6.353,33	23.511,20	67.250,66	353.755,39
Año 6	1.711.068,21	90.755,06	-	12.157,03	5.343,99	6.352,85	23.853,88	66.901,18	286.854,22
Año 7	1.710.939,87	90.748,25	-	12.400,17	5.450,87	6.352,38	24.203,43	66.544,83	220.309,39
Año 8	1.710.811,55	90.741,44	-	12.648,18	5.559,89	6.351,90	24.559,97	66.181,47	154.127,92
Año 9	1.710.683,24	90.734,64	-	12.901,14	5.671,09	6.351,42	24.923,66	65.810,98	88.316,94
Año 10	1.710.554,94	90.727,83	-	13.159,16	5.784,51	6.350,95	25.294,62	65.433,21	22.883,72
Año 11	1.710.426,65	90.721,03	-	13.422,35	5.900,20	6.350,47	25.673,02	65.048,01	42.164,28
Año 12	1.710.298,37	90.714,23	-	13.690,79	6.018,21	6.350,00	26.059,00	64.655,23	106.819,51
Año 13	1.710.170,10	90.707,42	-	13.964,61	6.138,57	6.349,52	26.452,70	64.254,72	171.074,24
Año 14	1.710.041,83	90.700,62	-	14.243,90	6.261,34	6.349,04	26.854,29	63.846,33	234.920,57
Año 15	1.709.913,58	90.693,82	-	14.528,78	6.386,57	6.348,57	27.263,92	63.429,90	298.350,47
Año 16	1.709.785,34	90.687,01	-	14.819,36	6.514,30	6.348,09	27.681,75	63.005,27	361.355,74
Año 17	1.709.657,10	90.680,21	-	15.115,74	6.644,58	6.347,61	28.107,94	62.572,27	423.928,01
Año 18	1.709.528,88	90.673,41	-	15.418,06	6.777,48	6.347,14	28.542,67	62.130,74	486.058,75
Año 19	1.709.400,66	90.666,61	-	15.726,42	6.913,03	6.346,66	28.986,11	61.680,50	547.739,25
Año 20	1.709.272,46	90.659,81	-	16.040,95	7.051,29	6.346,19	29.438,42	61.221,39	608.960,64
Año 21	1.709.144,26	90.653,01	-	16.361,77	7.192,31	6.345,71	29.899,79	60.753,22	669.713,86
Año 22	1.709.016,08	90.646,21	-	16.689,00	7.336,16	6.345,23	30.370,40	60.275,82	729.989,68
Año 23	1.708.887,90	90.639,41	-	17.022,78	7.482,88	6.344,76	30.850,42	59.788,99	789.778,67
Año 24	1.708.759,73	90.632,62	-	17.363,24	7.632,54	6.344,28	31.340,06	59.292,56	849.071,23
Año 25	1.708.631,58	90.625,82	-	17.710,50	7.785,19	6.343,81	31.839,50	58.786,32	907.857,54
Año 26	1.708.503,43	90.619,02	-	18.064,71	7.940,89	6.343,33	32.348,94	58.270,08	966.127,63
Año 27	1.708.375,29	90.612,23	-	18.426,01	8.099,71	6.342,86	32.868,57	57.743,65	1.023.871,28
Año 28	1.708.247,16	90.605,43	-	18.794,53	8.261,71	6.342,38	33.398,61	57.206,82	1.081.078,10
Año 29	1.708.119,05	90.598,63	-	19.170,42	8.426,94	6.341,90	33.939,26	56.659,37	1.137.737,47
Año 30	1.707.990,94	90.591,84	-	19.553,83	8.595,48	6.341,43	34.490,73	56.101,11	1.193.838,57

Tabla 8. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar en Suelo

## 5.8 ANÁLISIS COMPARATIVO FLOTANTE Y SUELO

### 5.8.1 COMPARACIÓN DE LOS COSTES DE AMBAS PLANTAS

En la siguiente tabla se muestran conjuntamente los costes de las instalaciones solares flotante y en suelo. Como se puede observar la planta solar flotante optimiza las partidas de movimiento de tierras al no existir en este tipo de plantas y el coste de montaje de la estructura, y la instalación eléctrica (mano de obra), ya que los rendimientos de montaje son más elevados en los sistemas flotantes que en las instalaciones convencionales en suelo.

Capítulo	PLANTA SOLAR FLOTANTE		PLANTA SOLAR EN SUELO		DIFERENCIAS
	Ratio (€/Wp)	Importe(€)	Ratio (€/Wp)	Importe (€)	
Movimiento tierras	0,000	0,000	0,010	10.010,000	-100%
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,000	0,000	0,005	5.005,000	-100%
Vallados	0,000	0,000	0,005	5.005,000	-100%
Modulos Solares	0,230	230.230,000	0,230	230.230,000	0%
Inversores	0,032	32.032,000	0,032	32.032,000	0%
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,020	20.020,000	0,010	10.010,000	100%
Estructura Flotante/Suelo	0,091	91.382,415	0,080	80.080,000	14%
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000	0,100	100.100,000	0%
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000	0,002	2.002,000	0%
Sistema alarma/seguridad	0,020	20.020,000	0,004	4.290,000	367%
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)					
Linea de evacuación	0,018	18.500,000	0,001	1.295,000	1329%
Centro de transformación	0,035	35.035,000	0,035	35.035,000	0%
Mano de Obra					
Estructura e instalación de módulos	0,030	30.030,000	0,040	40.040,000	-25%
Instalación eléctrica	0,015	15.015,000	0,020	20.020,000	-25%
Instalación Inversores	0,001	1.035,517	0,001	1.035,517	0%
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000	0,010	10.010,000	0%
PEM	0,605	605.411,933	0,586	586.199,517	3%
Gasto Generales (13%)	0,079	78.703,551	0,076	76.205,937	3%
Beneficio industrial (5%)	0,030	30.270,597	0,029	29.309,976	3%
PEC	0,714	714.386,080	0,691	691.715,430	3%

Tabla 9. Comparación de los Costes de Ambas Instalaciones

A la vista de estas estimaciones a precios de mercado se puede concluir que el precio de ambos sistemas es muy similar para este rango de potencias, siendo ligeramente superior la solar flotante, del orden del 3%.

## 5.8.2 COMPARACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE AMBAS PLANTAS

En la siguiente tabla se muestran comparativamente los distintos parámetros analizados en el estudio de rentabilidad. Como se puede observar, la TIR y el VAN son ligeramente superiores en flotante, concretamente un 4% más de TIR y un 13% mayor del VAN, aun produciendo un 7% menos que en suelo y con una inversión 3% superior.

PARAMETRO	PLANTA SOLAR FLOTANTE	PLANTA SOLAR EN SUELO	DIFERENCIA	UNIDAD
Potencia planta	1	1		MW
Inclinación	0	30		º
PR (Performance Ratio)	91,90	84,84	7,06	%
Producción solar	1.598,00	1.710,00	-112,00	Kwh/kwp año
Producción anual	1.599.598,00	1.711.710,00	-112.112,00	Kwh/año
Mantenimiento total	6.006,00	11.011,00	-5.005,00	€
Aquíler terreno	1.653,65	4.840,22	-3.186,57	€
Espacio requerido por la planta	0,75	2,20	-1,45	Ha
Inversión inicial	714.386,08	691.715,43	22.670,65	€
Ingresos Anuales (Año 1)	83.179	89.009	-5.830	€/año
TIR	9,00%	8,63%	0,37%	%
VAN	808.089,28	715.315,94	92.773,35	€
PayBack / Plazo recuperación inversión	10,00	10,00		años

Tabla 10. Comparación de la Rentabilidad de Ambas Instalaciones

## 6 CONCLUSIONES

Sintetizando todos los puntos anteriormente estudiados, se ha llegado a la conclusión de que tanto el desarrollo del sistema flotante diseñado como la instalación de una planta solar flotante compuesta por dicho sistema son completamente viables, tanto técnica como económicamente.

Desde el punto de vista técnico, se ha comprobado la predominancia de las ventajas de los sistemas solares flotantes, como la conservación del suelo o la mejora de la calidad del agua. Particularmente, el sistema desarrollado en el presente trabajo se distingue además por la reducción de la evaporación, la disminución de la aparición algas y la mejora de la productividad por la refrigeración de los módulos fotovoltaicos.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, se ha podido apreciar la diferencia de rendimientos, superando el sistema flotante al sistema convencional por un 7% en el coeficiente de rendimiento (PR). Se ha comprobado que el efecto de refrigeración, distintivo de los sistemas flotantes, realiza un papel importantísimo en la generación de la energía.

Desde un punto de vista económico, el sistema diseñado mejora la rentabilidad de las plantas solares flotantes respecto a las convencionales en suelo, consiguiendo tasas de Retorno de la Inversión un 4% superiores y un Valor Actual Neto de un 13% superior, con una inversión inicial ligeramente superior.

En definitiva, los innovadores SISTEMAS SOLARES FLOTANTES son técnica y económicamente viables, con una proyección más que prometedora en el mercado de las energías renovables.

## 7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC (2005). EN 1991-1-4 (2005): Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions
- Ministerio de Fomento (2009). Código Técnico de la Edificación. Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la edificación (CTE-DB-SE-AE)
- The United States Bureau of Reclamation (1992). Recommendation of the Bureau of Reclamation 1992
- Web oficial de Seaflex (2020) [Página web]: Features, Areas of use, Applications: <https://www.seaflex.com/>
- Web oficial de la Agencia Estatal - Boletín Oficial del Estado (2021) [Página web]: <https://www.boe.es/>
- Web oficial del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo – Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (2002) [Página web]: <https://industria.gob.es/>
- Miguel Redón Santafé (2011). Desarrollo técnico y experimental de un sistema de cubrición fotovoltaico para balsas de riego. Tesis doctoral.
- Web oficial de Longi (2021) [Página web]: <https://es.longi-solar.com/>
- International Bank for Reconstruction and Development (2019). Where Sun Meets Water
- Web oficial de Huawei (2021) [Página web]: <https://solar.huawei.com/es/>
- Web oficial de Prysmian (2021) [Página web]: <https://es.prysmiangroup.com/>

## **8 ANEXOS**

## **ANEXO I: ESTUDIO DE MERCADO**

## 1.1 OBJETO

Se va a realizar un estudio comparando los diferentes sistemas flotantes de la actualidad, clasificados según las variables o tipologías que los definan.

## 1.1 PROCEDIMIENTO

Para realizar la clasificación se ha investigado sobre cada uno de los proveedores de sistemas flotantes existentes a nivel mundial, averiguando nombre de la marca o empresa de cada uno, nombre del sistema que suministra y país de origen del mismo.

Seguidamente, se indaga sobre los servicios que realizan cada uno de los abastecedores de los sistemas, pudiendo realizar la labor de contratista, es decir, el EPC al completo o únicamente alguna de las partes de Ingeniería, Contratación y Construcción. Adicionalmente, algunos de ellos, brindan la posibilidad de realizar la puesta en marcha y el mantenimiento de la instalación en concreto, es decir el servicio de O&M.

Por otra parte, los proveedores van a ser clasificados con respecto a sus sistemas, según sean modulables, la tipología de la estructura de flotación, si existe posibilidad de seguimiento solar, la inclinación de los módulos fotovoltaicos y la distancia entre filas de módulos, es decir, el *pitch*.

Por último, se realizará una búsqueda de información sobre los proyectos construidos de cada uno de los proveedores estudiados. Como resultado se reflejarán las ubicaciones de las instalaciones realizadas y la potencia total instalada con cada uno de los sistemas solares flotantes.

## 1.2 RESULTADO

En la siguiente página, se anexa el resultado de la tabla resumen con la clasificación de cada uno de los proveedores de los diferentes sistemas flotantes actuales.

Empresa	Nombre del Sistema	País	Servicio de EPC	Servicio de O&M	Modular	Tipología	Seguimiento Solar	Inclinación (°)	PITCH (mm)	Ubicación de Proyectos Completados	Potencia Instalada en Proyectos Completados (MWp)
4C Solar	4C Solar	EEUU	No	No	No	Estructura + Flotador	1 eje	variable	500	Singapore, Chile, Maldives	-
Accusolar	Accusolar	EEUU	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	10, 12	1300	-	-
Anhui ZNZC	Tutlar	China	Si	No	Si	Monoflotador	No	11, 15	1150	China	260
Bosch Solar	BC Floating System	China	Si	Si	Si	Monoflotador	No	18	1450	China, Tailandia	35
Ciel & Terre	Hydrelio	Francia	Si	Si	Si	Monoflotador	No	5, 11, 12	1470	Todo el mundo	320
Derillion Energy	AquaFloat	Reino Unido	No	No	Si	Monoflotador	No	10	940	-	-
FloatPac	FloatPac Solar	Australia	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	10, 12	1330	-	-
Isigenere	Isifloating	España	Servicio Limitado	Servicio Limitado	Si	Biflotador	No	5	1160	Todo el mundo	22
Jntech New Energy	Floating Pontoon	China	Si	No	Si	Monoflotador	No	10	-	China	150
Koiné Multimedia	FTCC TechNology	Italia	Si	No	No	Estructura + Flotador	No	10, 15	1170	Singapur, Italia, Corea	0,4
Kyoraku Co.	Minamo Solar System	Japón	Servicio Limitado	No	Si	Monoflotador	No	11	-	Japon, Taiguan, China, Tailandia	-
LG CNS	-	Corea del Sur	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	12	-	Corea	6
Nemo ENG	Nemo ENG	República de Corea	No	No	No	Estructura + Tubos	No	11, 12	1450	China	5,5
NRG Energia	NRG Island	Italia	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	5	910	Italia, Iran, Francia, India	1
Ocean Sun	Ocean Sun	Noruega	Si	No	No	Estructura + Flotador + Membrana	1 eje	0	1030	Noruega, Singapur	0,1
Profloating	Flotar	Holanda	Servicio Limitado	No	Si	Monoflotador	No	11	720	-	-
SCG CHEMICALS	SCG	Tailandia	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	15	1280	Tailandia, Singapur	5
Scotra Co.	Scotra	República de Corea	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	12	-	Corea, Japon, Taiguan, China	40,3
Solaris Synergy	Solaris Synergy FPV	Israel	Si	No	No	Estructura + Flotador	No	10, 12	1350	Israel, Singapur, USA	1
SolarisFloat	Protevs	Portugal	No	No	No	Estructura + Flotador	1 eje, 2 ejes	10, variable	1230	-	-
Stansol	Stanfloat	España	Si	No	No	Estructura + Flotador	No	10, 12	1350	España	0,3
Sumitomo SMCC	Pukatto	Japón	Si	Si	Si	Monoflotador	No	10	1480	Japon, Singapur, Tailandia, China	9,7
Sunengy	Liquid Solar Array	Australia	No	No	Si	Colectores Solares	No	15	-	India	-
Sunfloat	-	Holanda	No	No	No	Estructura + Tubos	No	10	-	Holanda	-
Sungrow	Classic	China	Si	Si	Si	Monoflotador	No	5, 12	1520	Todo el mundo	500
Swimsol	SolarSea	Austria	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	11	-	Islas Maldivas	0,2
Xiamen Mibet New Energy Co.	MRAC	China	Servicio Limitado	Si	Si	Monoflotador	No	5	1050	Todo el mundo	30
Zimmerman	ZIM Float	Alemania	Si	Si	No	Estructura + Flotador	No	12	1070	Holanda, Bélgica, Alemania	150

## **ANEXO II: HOJAS TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES**

# Hi-MO **5m**

## LR5-72HPH 525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001:2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

# LONGI



**21.5%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

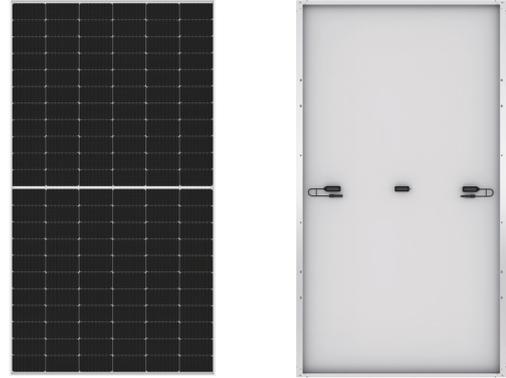
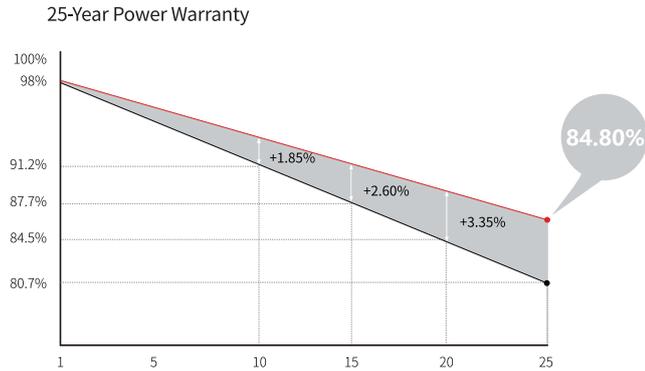
**0~+5W**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.55%**  
YEAR 2-25  
POWER DEGRADATION

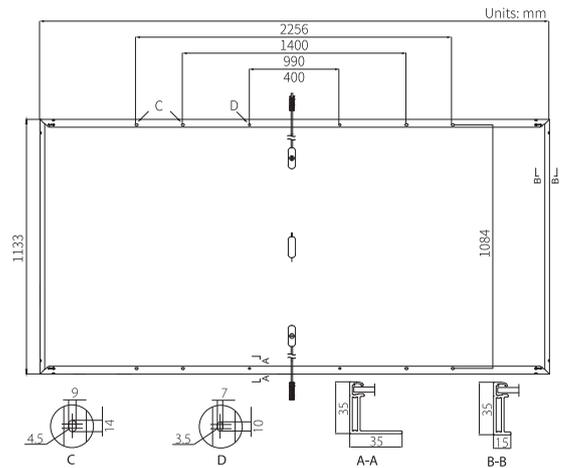
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

# SUN2000-185KTL-H1

## Inversor de String Inteligente



9 Seguidores MPP



99.0% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



MBUS Soportado



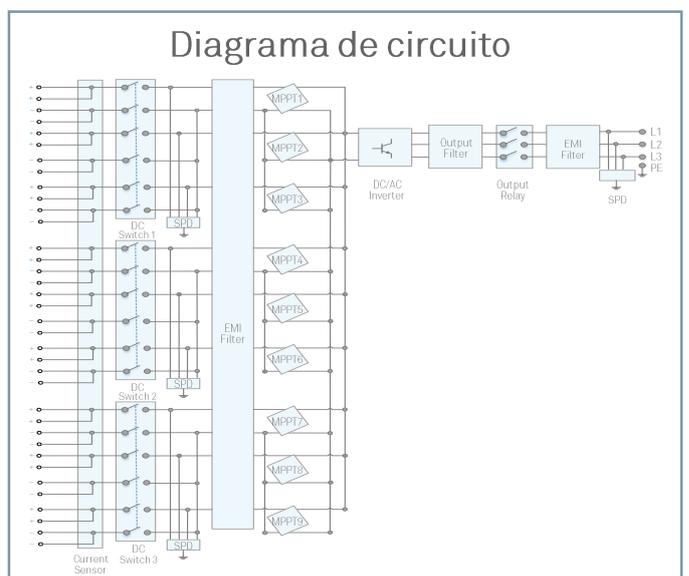
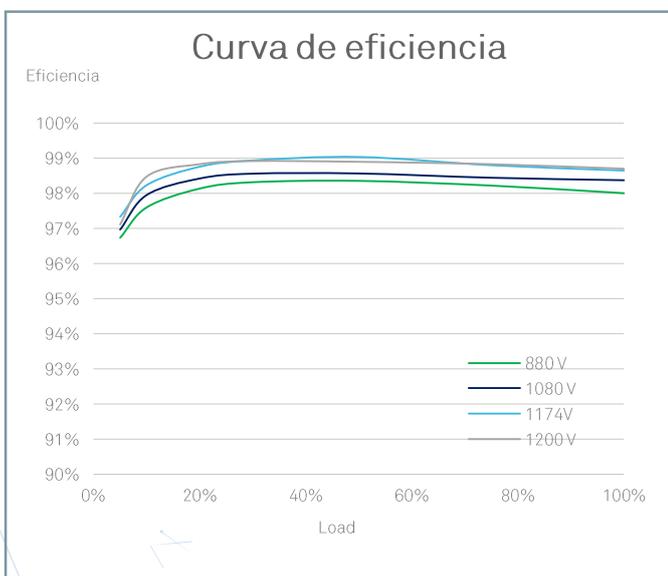
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



## Especificaciones técnicas

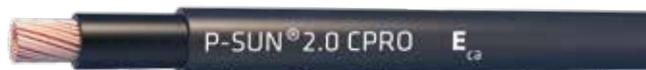
Eficiencia	
Máx. Eficiencia	99.03%
Eficiencia europea	98.69%
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,500 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	550 V
Rango de tensión de operación de MPPT	500 V ~ 1,500 V
Tensión nominal de entrada	1,080 V
Número de entradas	18
Número de MPPTs	9
Salida	
Potencia nominal activa de CA	185,000 W @25°C, 175,000 W @40°C
Máx. potencia aparente de CA	185,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	185,000 W
Tensión nominal de salida	800 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	134.9A @25°C, 126.3 A @40°C
Máx. intensidad de salida	134.9 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
MBUS	Sí
RS485	Sí
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1.035 x 700 x 365 mm (40,7 x 27,6 x 14,4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	84 kg (185.2 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4 EVO2
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

# P-SUN 2.0 CPR

## ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3  
 Designación genérica: ZZ-F



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
 EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2  
 NFC 32070-C2



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
 EN 60754-1  
 IEC 60754-1  
 BS 6425-1



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
 EN 61034-2  
 IEC 61034-2



**NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS**  
 EN 60754-2  
 IEC 60754-2  
 pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**CABLE FLEXIBLE**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS**



**RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES**



**RESISTENCIA A LOS GOLPES**



**RESISTENCIA A LA ABRASIÓN**



**DESCÁRGATE** la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)

**N° DoP 1006545**



### ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPR

Vida útil 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxáldo, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
  - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
  - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
  - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
  - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
  - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
  - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm.

### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

#### ASLAMIENTO

**Material:** Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.

#### CUBIERTA

**Material:** mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.

**Colores:** negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

# P-Sun 2.0 CPRO

## ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)  
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3  
 Designación genérica: ZZ-F



### APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

### DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

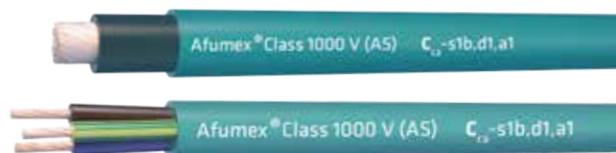
(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).  
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.  
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NFC 32070 C2



**NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO**  
EN 50399  
EN 60332-3-24  
IEC 60332-3-24



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
EN 60754-2  
EN 60754-1  
IEC 60754-2  
IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

**DESCÁRGATE**  
la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



**Nº DoP 1003875**



**REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS**  
EN 60754-2  
NFC 20454  
DEF-STAN 02-713



**BAJA EMISIÓN DE HUMOS**  
EN 50399



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**CABLE FLEXIBLE**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**ALTA SEGURIDAD**



**NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS**  
EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



**BAJA EMISIÓN DE CALOR**  
EN 50399



**REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS**  
EN 50399



### MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



### LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Cca-s1b,d1,a1**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

## CONSTRUCCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico recocido.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

### ELEMENTO SEPARADOR

**Capa especial antiadherente.**

### RELLENO

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos.

### CUBIERTA

**Material:** mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

**Color:** verde.

## APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) γ (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



# Ficha técnica

## Bandejas aislantes 66 en **U23X**



### Descripción

#### Uso

- Para el soporte, protección y conducción de cables.
- Material aislante.
- Longitud: 3m.
- Color: Gris RAL 7035.

#### Instalación

- Facilidad y rapidez de montaje. No presenta rebabas al corte.

#### Instrucciones de montaje

- Para el cumplimiento de las características definidas en el presente documento, la instalación se ha de realizar de acuerdo con las instrucciones de montaje que se suministran en el embalaje del producto principal y están disponibles también en la página [www.unex.net](http://www.unex.net).

### Composición del producto

- Sistema de bandejas para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X <sup>(1)</sup>
- Soportes aislantes para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X <sup>(1)</sup>
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: Acero inoxidable AISI 304. <sup>(1)</sup>
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos: Acero con recubrimiento de resina epoxi <sup>(1)</sup>
- Soportes metálicos para instalaciones interiores secas: Acero sendzimir.
- Contenido de silicona: Sin silicona (<0,01%)
- Cumplimiento Directiva RoHS: Conforme

### Marcas de calidad <sup>(2)</sup>



EN 61537: 2007  
Licencia n°: 030/001911



EN 50085-1:2006 EN  
50085-1:2006/A1:2013 EN  
50085-2-1:2008 EN 50085-  
2-1:2008/A1:2012  
Licencia n°: 030/002491



EN 61537: 2007  
Licencia n°: 670639/M2



EN 61537: 2007  
Licencia n°: 40011889



ANSI / UL 568: 2009 -  
CAN/CSA C22.2 No. 126.2-  
02  
Licencia n°: E335136



GOST R 52868:2007  
POCC.RU.C-ES-  
AK01.H.02882/19



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA  
900 166 166



# Ficha técnica

## Bandejas aislantes 66 en **U23X**



### Homologaciones <sup>(2)</sup>



Type approval Certificate n°  
05116/H0 BV

FZ-123-FZ  
POCC RU C-  
ES.AK01.H.02882/19

### Características

#### EN 61537:2007 Norma Europea de Bandejas y Bandejas de Escalera

Temperatura mín./máx. de transporte, almacenaje, instalación y uso	-20°C a +60°C
Resistencia al impacto	20 J a -20°C (excepto 60x100: 10 J y 60x75: 5 J).
Propiedades eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de bandejas y soportes aislantes (excepto soportación metálica).</li> <li>• Con aislamiento eléctrico.</li> </ul>
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 <sup>(3)</sup>	No propagador de la llama.
Recubrimiento	Sin recubrimiento (excepto soportes metálicos con recubrimiento metálico y soportes metálicos con recubrimiento orgánico).
Carga de trabajo de seguridad (SWL) s/ensayo Tipo I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 60x75 mm : 7,9 Kg/m</li> <li>• 60x100 mm. : 10,8 Kg/m</li> <li>• 60x150 mm. : 16,6 Kg/m</li> <li>• 60x200 mm. : 22,5 Kg/m</li> <li>• 60x300 mm. : 33,7 Kg/m</li> <li>• 60x400 mm. : 45,6 Kg/m</li> <li>• 100x200 mm. : 37,6 Kg/m</li> <li>• 100x300 mm. : 57,3 Kg/m</li> <li>• 100x400 mm. : 77,2 Kg/m</li> <li>• 100x500 mm. : 96,6 Kg/m</li> <li>• 100x600 mm. : 116,5 Kg/m</li> </ul>
Condiciones del ensayo de Carga de trabajo de seguridad (SWL)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• T = 40 °C Distancia entre soportes 1,5 m.</li> <li>• T = 60 °C Distancia entre soportes 1 m.</li> <li>• Flecha longitudinal inferior al 1% y transversal inferior al 5%.</li> <li>• Ensayo tipo I : La unión entre 2 tramos de bandeja de escalera se situa en el punto medio del primer vano durante el ensayo (la situación más dura de ensayo) de esta forma, en una situación real la unión podrá ser colocada en cualquier punto entre 2 soportes.</li> <li>• El sistema de bandejas (bandejas y soportes) deberá soportar sin rotura una carga de 1,7 veces la carga de trabajo de seguridad (SWL)</li> </ul>
Ensayo del hilo incandescente s/ EN 60695-2-11:2001 <sup>(3)</sup>	Grado de severidad 960°C.



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA

900 166 166



# Ficha técnica



## Bandejas aislantes 66 en **U23X**

### EN 61537:2007 Norma Europea de Bandejas y Bandejas de Escalera

Resistencia a la corrosión húmeda o salina	Inherentemente resistente. No precisa ensayo.
--	---

### EN 61537:2007 Norma Europea de Bandejas y Bandejas de escalera

% perforación de la base	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clase B (entre 2% y 15%) para bandejas perforadas.</li> <li>• Clase A (entre 0% y 2%) para bandejas lisas.</li> </ul>
--------------------------	--

### DIN 8061 e ISO/TR 10358

Resistencia a la corrosión en ambientes químicos	Resistencia definida en norma frente a diferentes agentes químicos según temperatura y concentración.
--	---

### EN 50085-1:1997 Bandeja + tapa. Características requeridas por REBT

Temperatura mínima de instalación y aplicación	-25°C
Temperatura máxima de instalación y aplicación	+60°C
Resistencia al impacto	Muy fuerte (20 J).
Propiedades eléctricas	Canal aislante.
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 <sup>(4)</sup>	No propagador de la llama.
Retención de la tapa	Abrible sólo con herramienta.
Protección contra la penetración de objetos sólidos s/ EN 60529:1991 <sup>(4)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforada: Grado IP2X.</li> <li>• Lisa : Grado IP3X.</li> </ul>
Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 <sup>(5, 4)</sup>	Bandejas con tapa. Grado IK10.

### EN 50085-2-1:2006 + A1:2011 Norma europea de Canales

Material	No metálico.
Temperatura mínima de almacenamiento y transporte	-45°C
Temperatura mínima de instalación y aplicación	-25°C
Temperatura máxima de instalación y aplicación	+60°C
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 <sup>(4)</sup>	No propagador de la llama.
Continuidad eléctrica	Sin continuidad eléctrica.
Características de aislamiento eléctrico	Con aislamiento eléctrico.
Grado de protección proporcionado por la envolvente s/ EN 60529:1991 <sup>(4)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IP3X. Bandeja lisa con tapa.</li> <li>• IP2X. Bandeja perforada con tapa.</li> </ul>
Retención de la cubierta de acceso al sistema	Cubierta de acceso que solo puede abrirse con herramientas.





# Ficha técnica



## Bandejas aislantes 66 en **U23X**

EN 50085-2-1:2006 + A1:2011 Norma europea de Canales

Separación de protección eléctrica	Con y sin tabique de separación de protección interna.
Tipos de montaje previstos <sup>(6)</sup>	De montaje superficial en la pared.
Prevención contacto con líquidos	No aplica.
Funciones aseguradas	Tipo 1. (Bandeja con tapa, tabique, anclaje IK10 y tapa final)
Tensión asignada <sup>(7)</sup>	750 V
Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 <sup>(5, 4)</sup>	Bandeja con tapa: Grado IK10

### Características constructivas y funcionales

- Unión entre tramos: Unión entre tramos de espesor igual o superior al de las bandejas a unir. Con taladros longitudinales para absorber dilataciones.
- Soportes: Los soportes horizontales deberán cumplir la norma EN 61537:2007 con las cargas máximas de las bandejas que soportan.
- Embalado del producto: Producto perfectamente embalado y claramente identificado.
- Tipo de perfil: Bandejas y tapas, ambas con paredes macizas y fabricadas por extrusión.
- Aislamiento: Bandeja aislante, no precisa de puesta a tierra.
- Comportamiento a intemperie: Buen comportamiento frente a UV e intemperie. Certificado UL LISTED como 'Suitable for outdoor' ANSI/UL 568:2009 y CAN/CSA C22.2 No. 126.2-02.

### Normativa de obligado cumplimiento

Producto bajo Directiva Europea de Baja Tensión 2014/35/UE

Marcado CE	Conformidad con la norma EN 61537:2007.
------------	---



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA  
900 166 166



# Ficha técnica

## Bandejas aislantes 66 en **U23X**



### Características de materia prima U23X

- Materia Prima base: PVC
- Contenido en siliconas: <0,01% <sup>(8)</sup>
- Contenido en ftalatos s/ASTM D2124-99:2004: <0,01% <sup>(8)</sup>
- Rigidez dieléctrica s/EN 60243-1:2013: 18±5 kV/mm  
Probeta espesor 2,5 mm.
- Reacción al fuego s/UNE 201010:2015: Clasificación: M1
- Ensayos de inflamabilidad UL de materiales plásticos s/ANSI/UL 94: 1990: Grado UL94: V0
- L.O.I. Índice de oxígeno s/EN ISO 4589:1999 + A1:2006: (Concentración %) = 52±5
- Coeficiente de dilatación lineal: 0,07 mm/°C m. <sup>(9)</sup>
- Comportamiento frente a agentes químicos: Las normas ISO/TR 10358 y DIN 8061 indican el comportamiento del PVC rígido frente a una serie de productos químicos en función de la temperatura y la concentración.  
Resiste el ataque de la mayoría de:
  - Aceites (minerales, vegetales y parafinas)
  - Acidos orgánicos e inorgánicos (diluidos o concentrados)
  - Acidos grasos
  - Alcoholes
  - Carbonatos, Fosfatos, Nitratos, Sulfatos y otras soluciones salinas
  - Hidrocarburos alifáticos
  - Hidróxidos (diluidos o concentrados)Sin embargo, es atacado por la mayoría de:
  - Aminas
  - Cetonas
  - Fenoles
  - Hidrocarburos aromáticos <sup>(9)</sup>
- Ensayo de resistencia al Ozono s/ASTM D-1149: Sin grietas a 2 aumentos
- Homologación UL: UL File E317944 (sólo formulación extrusión color gris y azul)

### Características de materia prima Acero recubierto con resina epoxi

- Materia Prima base: Acero
- Recubrimiento: Recubrimiento ARC+resina epoxi/Poliéster
- Clasificación: Aceros DD11 s/EN 10111:2008 y DC01 s/EN 10130:1999





# Ficha técnica



## Bandejas aislantes 66 en **U23X**

### Características de materia prima Acero inoxidable recubierto con resina epoxi

- Materia Prima base: Acero inoxidable
- Recubrimiento: Resina epoxi/Poliéster
- Comportamiento frente a agentes químicos: Resiste el ataque de la mayoría de:
  - Aceites (minerales y vegetales)
  - Acetonas
  - Ácidos grasos
  - Alcoholes
  - Amoníaco
  - Hidrocarburos alifáticos
  - Hidróxidos
  - Carbonatos
  - Fosfatos
  - Nitratos
  - Sulfatos <sup>(9)</sup>
- Clasificación: EN 10088: 1.4301  
AISI:AISI 304  
NF A35-586:Z6CN 18-09  
DIN 17440:1.4301(V2A)  
BS:304,S31

### Características de materia prima Acero sendzimir

- Materia Prima base: Acero
- Recubrimiento s/EN 10130:1998: Pregalvanizado Z275-MBO
- Clasificación s/EN 10142: 2000: DX53D+Z275-MBO

### Características de materia prima PVC Plastificado

- Materia Prima base: PVC plastificado
- Ensayos de inflamabilidad UL de materiales plásticos s/ANSI/UL 94: 1990: grado UL94 V0



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA  
900 166 166



# Ficha técnica

Bandejas aislantes 66 en **U23X**



## Características de materia prima Acero inoxidable A2

- Materia Prima base: Acero inoxidable A2
- Comportamiento frente a agentes químicos: Resiste el ataque de la mayoría de:
  - Aceites (minerales y vegetales)
  - Acetonas
  - Ácidos grasos
  - Alcoholes
  - Amoníaco
  - Hidrocarburos alifáticos
  - Hidróxidos
  - Carbonatos
  - Fosfatos
  - Nitratos
  - Sulfatos <sup>(9)</sup>
- Clasificación: EN 10088: 1.4301  
AISI:AISI 304  
NF A 35-573:Z7 CN 18.09  
DIN 17440:1.4301(V2A)  
BS:304,S31  
EN ISO 3506 A2

## Características de materia prima Acero inoxidable A4

- Materia Prima base: Acero inoxidable A4
- Comportamiento frente a agentes químicos: Resiste el ataque de la mayoría de:
  - Aceites (minerales y vegetales)
  - Acetonas
  - Ácidos
  - Alcoholes
  - Amoníaco
  - Hidrocarburos alifáticos
  - Hidróxidos
  - Carbonatos
  - Fosfatos
  - Nitratos
  - Sulfatos <sup>(9)</sup>
- Clasificación: EN 10088-1: 1.4401  
AISI: AISI 316  
NF A35-573: Z7 CND 17.11.02  
DIN 17440: 1.4401(V4A)  
BS: 316 S 31  
EN ISO 3506-4 A4



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA  
900 166 166



# Ficha técnica



## Bandejas aislantes 66 en **U23X**

### Notas

1. En instalaciones al exterior puede producirse un cambio de color del material que no afecta a las características mecánicas del mismo. En caso de pintado, las pinturas de color oscuro provocan un mayor calentamiento del producto una vez expuesto al sol, por ello se recomienda utilizar Bandejas en U48X.
2. Excepto referencias nuevas, en proceso de obtención de marcas de calidad y homologaciones. Ver información actualizada por referencia en [www.unex.net](http://www.unex.net).
3. Ensayo realizado según prescripciones de norma EN 61537:2007 / IEC 61537:2006
4. Ensayo realizado según prescripciones de norma EN 50085-1
5. Instalada con la pieza Anclaje de Tapa ref. 66845 ó 66855. Sin pieza Anclaje de Tapa: resistencia al impacto Medio (2J) y protección contra daños mecánicos grado IK07.
6. Empleando bridas plásticas como dispositivo de retención de cables cada 0,25 m en posición vertical recorridos horizontales y cada 0,6 m en posición vertical recorridos verticales.
7. Ensayo realizado considerando el uso de la bandeja con tapa para proporcionar aislamiento suplementario a un conductor aislado según prescripciones de norma EN 50085-1 (Directiva de Baja Tensión)
8. Limite de detección para la técnica analítica aplicada
9. Las características marcadas se basan en ensayos puntuales sobre la materia prima utilizada para la fabricación de nuestros productos o bien reflejan los valores generalmente aceptados en la práctica por los fabricantes de materia prima y que facilitamos únicamente a título informativo y de orientación.

\* La información de este documento es un resumen de los datos más utilizados por nuestros clientes. Para más detalle contacte con nuestra asistencia técnica.

\*\* Unex aparellaje eléctrico, S.L. se reserva el derecho de modificar cualquiera de las características de los productos que fabrica. Este documento es una copia no controlada, que no se actualizará al producirse cambios en su contenido.

09/06/2021



Según norma UNE-EN ISO 9001:2015 para el diseño, la producción y la comercialización de Sistemas de la Marca Unex.

[www.unex.net](http://www.unex.net)  
[unex@unex.net](mailto:unex@unex.net)

ASISTENCIA TÉCNICA  
PERSONALIZADA  
900 166 166



# ESPECIFICACIÓN DE PRODUCTO

## AISCAN UV

TIPO	COMPOSICIÓN	Ø EXT mm	TOL. mm	Ø INT. MIN. mm	LONG m	TOLER. mm	Nº ESP	SECUENCIA DE ESPIRAS	CAPAS	RADIO MIN. CURV. mm	Nº ATA.	RESISTENCIA IMPACTO A -5°C (J)*
AISCAN-UV-40	POLIOLEFINA	40	+0 -0,4	30,5	100	+2 -1	55	11-11-11-11-11	5	160	4	15
AISCAN-UV-50	"	50	+0 -0,5	40	100	+2 -1	48	8-8-8-8-8	6	200	4	15
AISCAN-UV-63	"	63	+0 -0,6	50	100	+2 -1	40	8-8-8-8-8	5	252	6	20
AISCAN-UV-90	"	90	+1,7 -0	73	75	+2 -1	28	6-5-6-5-6	5	252	6	20
AISCAN-UV-110	"	110	+2 -0	88	50	+1,5 -1	17,6	5-4-5-3+4/6	4	252	6	28
AISCAN-UV-160	"	160	+2,9 -0	130	50	+1,5 -1	14,2	4-3-4-3-4+1/6	4	400	6	40



FECHA DE EDICIÓN	Nº DE EDICIÓN	Nº DE FICHA
2015/10	1	EP-UV

### CARACTERÍSTICAS SEGUN NORMA IEC 61386-24.

TUBO DE PARED MÚLTIPLE (Interior lisa y exterior corrugada)	
TIPO: N (Uso Normal)	
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN	>450 N
RESISTENCIA AL IMPACTO	Uso Normal*
CURVABLE	SI
INFLUENCIAS EXTERNAS:	IP54
COLOR:	NEGRO
RESISTENTE A LA RADIACIÓN UV	SI

### CARACTERÍSTICAS DE ETIQUETADO

*Cada rollo lleva etiqueta indicativa de:*

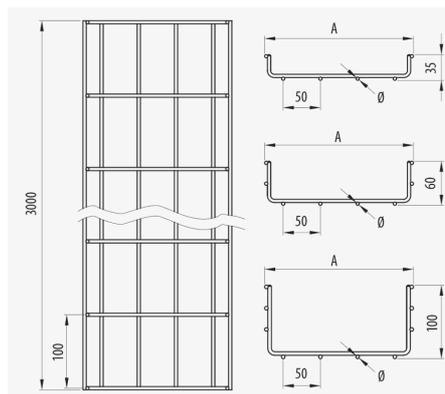
Tipo, nominal, cantidad de metros, norma aplicable, Marcado "CE", Instrucciones de manipulación y almacenamiento, Código de barras EAN-13, fecha, nº de control y línea de fabricación.

### CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN

**LA INSTALACIÓN DE ESTE PRODUCTO SE REALIZARÁ SEGÚN INSTRUCCIONES DEL R.E.B.T**

CUMPLE CON LA NORMA UNE-EN 60754-2 sobre "Determinación del grado de acidez de gases de los materiales por medida del pH y conductividad".  
CON GUÍA DE NYLON INCORPORADA

**- COPIA NO CONTROLADA. ESTA INFORMACIÓN PUEDE SER MODIFICADA POR AISCAN SIN PREVIO AVISO -**



**Descripción**

Bandeja de rejilla de acero de 60 mm de altura, con protección superficial, o inoxidable AISI 304 o 316L con borde de seguridad para soporte y conducción de cables. Ala de alto 60 mm, Ancho 200 mm. La bandeja portacables Rejiband® esta compuesta de varillas electrosoldadas en malla que proporcionan una gran resistencia y elasticidad. La facilidad en el montaje, gracias a su flexibilidad y a su sistema Click de conexión rápida sin tornillos para soportes y accesorios, permite ahorrar material y coste de mano de obra. Fabricada según normativa internacional IEC 61537. Su amplia variedad de tamaños y Sistemas de protección facilita la elección mas adecuada según las necesidades de cada instalación. Con sistema de protección EZ

**Ventajas**

Altura del ala de 60 mm y ancho disponible en 60, 100, 150, 200, 300, 400, 450, 500 y 600 mm con una amplia gama de accesorios.

Borde de seguridad redondeado que evita el daño sobre los cables y el instalador.

Gran resistencia y elasticidad, adaptable a cada instalación proporcionando un ahorro superior al 30% en el montaje.

Marcado N de Aenor, Certificado UL, Certificado IECC CB de acuerdo con la norma IEC 61537.

Resistencia al fuego E90 (90 minutos, 1000 °C) según DIN 4102-12.

**Aplicaciones**

Canalización, transporte y distribución de cables en Instalaciones eléctricas y/o de telecomunicaciones en: Obras civiles, Túneles, Parkings, Edificios Públicos, Centros Comerciales, Centro de Proceso de Datos, Infraestructuras, Aeropuertos, Líneas de Metro, Tren. Sector Terciario y aplicaciones industriales: Navales, Petroquímica, Textil, Químicas, Alimentaria. Aplicaciones interiores en atmósfera seca o exteriores con ambientes húmedos según acabados.

**Soluciones**



CENTROS DE DATOS EDIFICACIÓN. TERCIARIO RESISTENCIA AL FUEGO



[www.pemsa-rejiband.com](http://www.pemsa-rejiband.com)

Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.



**Datos de producto**

<b>Sistema de Protección</b>	EZ	<b>u</b>	18
<b>Acabado</b>	EZ3, Electrocinchado	<b>Material</b>	Acero con prot. superficial
<b>Clase Resistencia</b>	Clase 3	<b>Impacto (J)</b>	20 J
<b>Ala (mm)</b>	60	<b>Sección (mm2)</b>	9586
<b>Ancho (mm)</b>	200	<b>Temperatura de trabajo (°C)</b>	-50 / 150 °C
<b>Longitud (m)</b>	3	<b>Comportamiento fuego</b>	E90 (90 min. 1000°C)
<b>kg/u</b>	1.080		

**☺ Sistema de protección**

- CU - Cobreado
- PG - Pregalvanizado
- EZ - Electrocinchado
- BC - Electrocinchado Bicromatado
- BK8 - Acabado Alta Resistencia
- GC - Galvanizado en Caliente
- INOX - Acero Inoxidable
- PT - Pintura Poliester
- AL - Aluminio
- LN - Latón or Latón Niquelado

**Ⓜ Materiales Aislantes**

- PC+ABS - Policarbonato + ABS Libre de halógenos
- PVC - Policloruro de Vinilo
- PP - Polipropileno Libre de Halógenos
- PA6 - Poliamida 6 Libre de Halógenos
- PA12 - Poliamida 12 Libre de Halógenos
- PU - Poliuretano
- PE - Polietileno
- NBR - Caucho NBR
- PET - Poliestirester Termoplástico
- TPV - Termoplástico



[www.pemsa-rejiband.com](http://www.pemsa-rejiband.com)

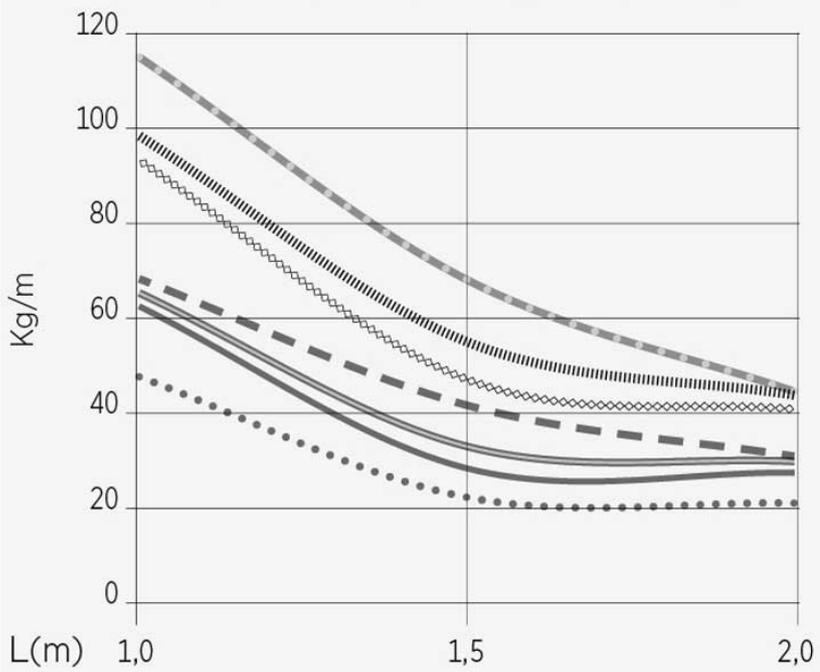


Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Diagramas de carga

**EZ BC GC BK8**  60

	60/150	60_2v	100	200	300/400	450	500/600
---	--------	-------	-----	-----	---------	-----	---------



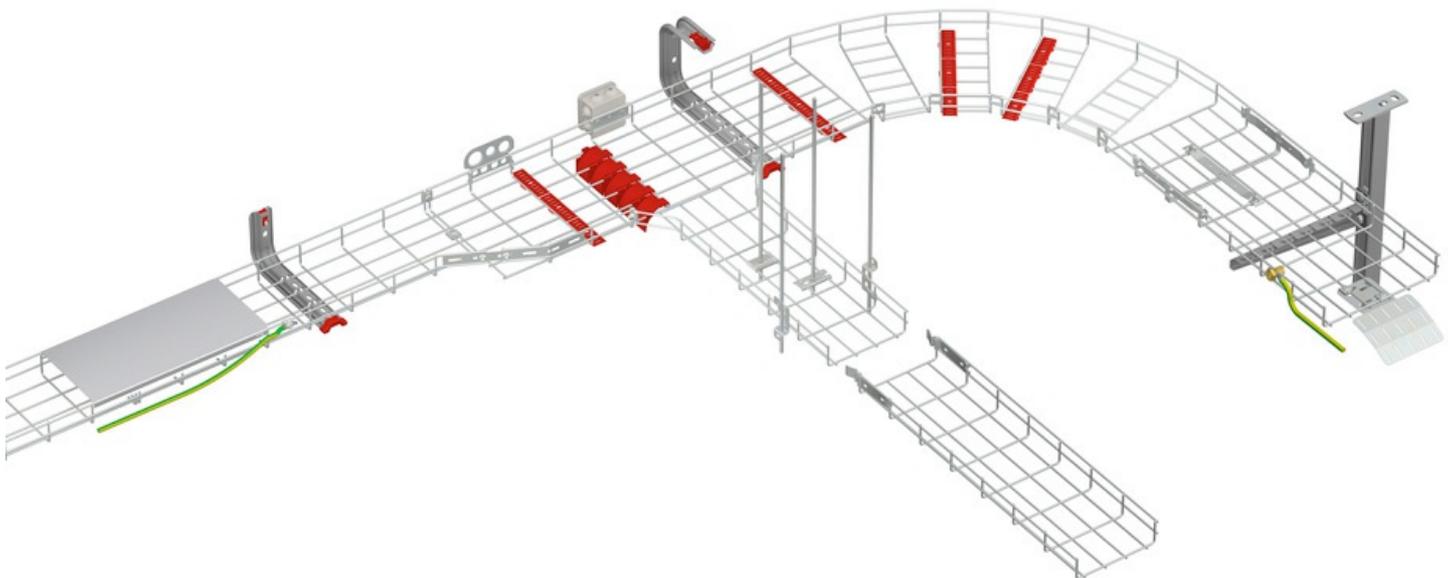
**EZ3 BC HDG BK8**  1,5m

		mm <sup>2</sup>
60	60	2.520
	100	4.420
	150	6.783
	200	9.333
	300	14.050
	400	19.050
	450	21.500
	500	24.050

Valores certificados por:  
 Values certified by:  
 Valeurs certifiées par:  
 Valores certificados por:



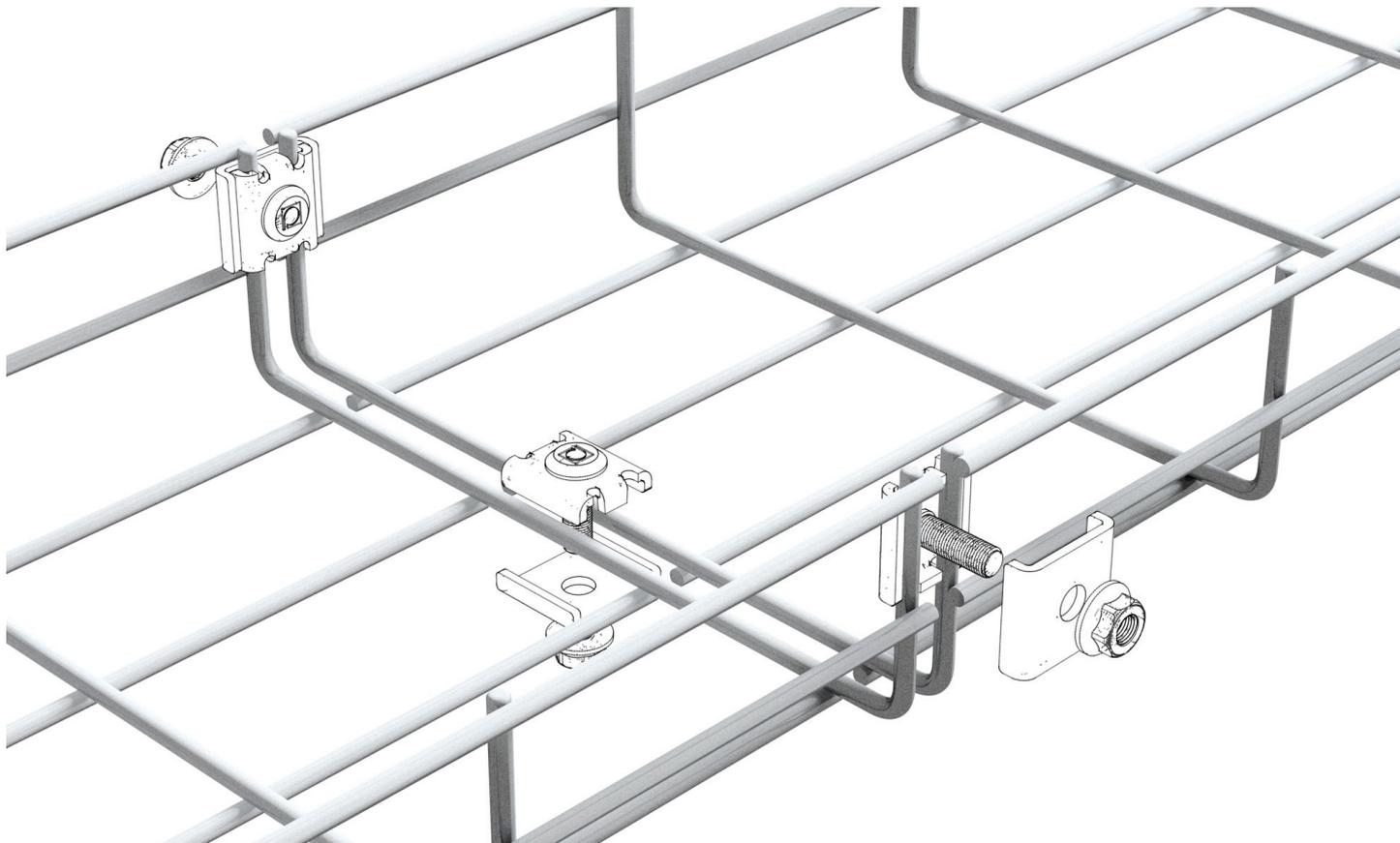
Aplicaciones de producto



[www.pemsa-rejiband.com](http://www.pemsa-rejiband.com)

Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.







# ESPECIFICACIÓN DE PRODUCTO

## AISCAN DP Ligero (Rollos)

TIPO	COMPOSICIÓN	Ø EXT mm	TOL. mm	Ø INT. MIN. mm	LONG. m	TOLER. mm	Nº ESP	SECUENCIA DE ESPIRAS	CAPAS	RADIO MIN. CURV. mm	Nº ATA.	RESIST. IMPACTO A -5°C. (J) *
DP-40	POLIOLEFINA	40	+0,8-0	30,5	100 50	+2-1	55 32,25	11-11-11-11-11 7-6-7-6-6+1/4	5	200	4	3
DP-50	“	50	+1-0	40	100 50	+2-1	48 27	8-8-8-8-8-8 5-4-5-4-5-4	6	200	4	3
DP-63	“	63	+1,2-0	48,5	100 50	+2-1	40 25	8-8-8-8-8 5-5-5-5-5	5	252	6	6
DP-75	“	75	+1,4-0	56	100	+2-1	35	6-6-6-6-6-5	6	252	6	6
DP-90	“	90	+1,7-0	73	75	+2-1	28	6-5-6-5-6	5	252	6	6
DP-110	“	110	+2-0	88	50	+1,5-1	17,6	5-4-5-3+4/6	4	252	6	12
DP-125	“	125	+2,3-0	101	50	+1,5-1	16	4-4-4-4	4	400	6	12
DP-160	“	160	+2,9-0	130	50	+1,5-1	14,2	4-3-4-3+1/6	4	400	6	15
DP-200	“	200	+3,6-0	164	50	+1,5-1	12,1	3-3-3-3+1/6	4	400	6	15
FECHA DE EDICIÓN	Nº DE EDICIÓN	Nº DE FICHA										
2015/09	9	EP-DRL										



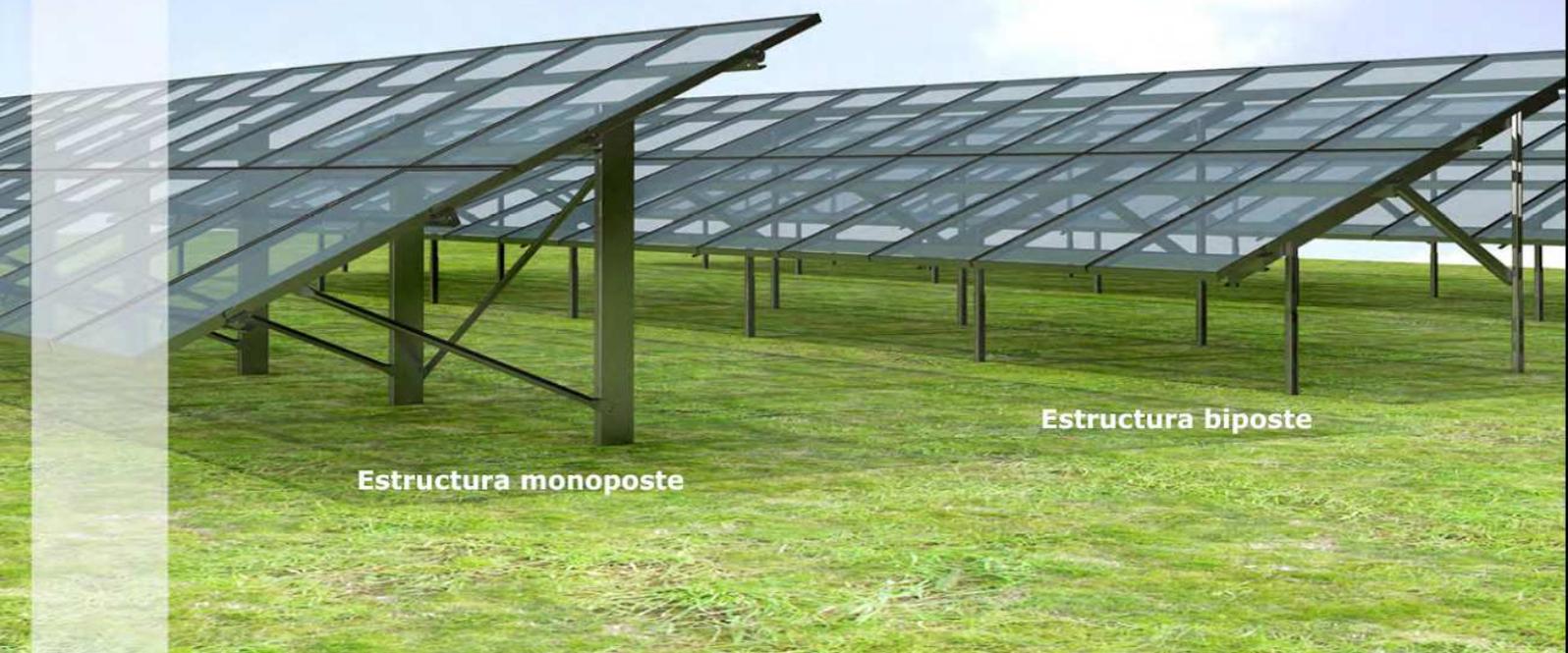
CARACTERÍSTICAS SEGUN NORMA IEC 61386-24	CARACTERÍSTICAS DE ETIQUETADO	ACCESORIOS A UTILIZAR	CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN
TUBO DE PARED MÚLTIPLE (Interior lisa y exterior corrugada) TIPO: L (Ligero)	<i>Cada rollo lleva etiqueta indicativa de:</i> Tipo, nominal, cantidad de metros, norma aplicable, Uso (L=Ligero), Marcado "CE", Instrucciones de manipulación y almacenamiento, Código de barras EAN-13, fecha, nº de control y línea de fabricación.	<b>TIPO "AISCAN-MP"</b>	<b>LA INSTALACIÓN DE ESTE PRODUCTO SE REALIZARÁ SEGÚN INSTRUCCIONES DEL R.E.B.T.</b>
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN: >250 N RESISTENCIA AL IMPACTO: Ligero * CURVABLE: SI INFLUENCIAS EXTERNAS: IP54 PROPAGADOR DE LA LLAMA: SI COLOR: NARANJA	EL TUBO VA MARCADO CADA 2 METROS CON UN CÓDIGO QUE INDICA: marca, tipo, nominal y uso		

CON GUÍA DE NYLON INCORPORADA

- COPIA NO CONTROLADA. ESTA INFORMACIÓN PUEDE SER MODIFICADA POR AISCAN SIN PREVIO AVISO -

## U8 Sistema Hincado

Estructura hincada para parques solares



Estructura monoposte

Estructura biposte

- Sistema desarrollado para la **construcción rápida y efectiva** de grandes parques.
- Ejecución productiva por su **alto nivel de premontaje**.
- Perfecta **accesibilidad** para su posterior mantenimiento y desbrozado del suelo.
- Alta resistencia a la corrosión por el tratamiento galvanizado según UNE-EN ISO 1461.
- No necesita cimentación ni ningún tipo de obra civil.
- Estructura con garantía de 10 años.

## ESPECIFICACIONES Y CARACTERISTICAS:

- \_Lugar de montaje:  
Terreno tras análisis geotécnico
- \_Inclinación del sistema:  
de 5 a 35°
- \_Módulos:  
Cualquiera del mercado
- \_Posición módulos:  
Horizontal / Vertical
- \_Resistencia carga nieve:  
Según cálculo de zona de montaje
- \_Resistencia vientos:  
Según cálculo de zona de montaje
- \_Normativa aplicada en diseño:  
Eurocódigo



## MATERIALES DEL SISTEMA:

- \_Soporte base:  
ACERO S235/275/355JR  
o aluminio
- \_Correas fijación panel:  
ACERO S235/275/355JR
- \_Tornillos fijación panel:  
Inoxidable
- \_Tratamiento:  
Galvánico por inmersión  
según UNE-EN ISO 1461

- Sistema diseñado cumpliendo la norma vigente DIN 1055 E, hipótesis de cargas según DIN 1055, parte 4 (03/2005), parte 5 (06/2005), parte 100 (03/2001), Eurocódigo 1 (06/2002), DIN 4113, DIN 18800, Eurocódigo 9 y otras, o bien normas correspondientes a los países específicos.



## **ANEXO III: CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

### 3.1 OBJETO

Se va a realizar el cálculo y dimensionado eléctrico de cada uno de los componentes de las dos instalaciones fotovoltaicas con los datos y parámetros de trabajo de los módulos fotovoltaicos, de los inversores solares y los conductores eléctricos.

### 3.2 MÓDULOS FV

Se ha decidido realizar un campo solar con una potencia instalada de al menos 1 MWp DC. Sabiendo que el módulo escogido entrega una potencia de 550 Wp, se calcula el número mínimo de paneles que formarán la instalación con la siguiente ecuación:

$$N_{min} = \frac{P_{min}}{P_n}$$

Dónde:

- $N_{min}$ : Número mínimo de módulos
- $P_{min}$ : Potencia mínima instalada (Wp)
- $P_n$ : Potencia nominal del módulo (Wp)

Obteniendo como resultado:

$$N_{min} = \frac{1.000.000}{550} = 1.818,18 \text{ módulos}$$

El resultado obtenido es el número mínimo de módulos, pero ya que se trata de un número decimal, se va a redondear al próximo número entero par. Por lo tanto, el número de módulos total (N) finalmente será:

$$N = 1.820 \text{ módulos}$$

### 3.3 MÓDULOS EN SERIE

Seguidamente, para calcular el número máximo de módulos en serie que se deben conectar por cadena, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del módulo FV para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor.

Primero, es necesario verificar que la tensión sin carga (en vacío) en la salida de las cadenas a la temperatura mínima prevista es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar. Para ello primero se calcula la tensión en vacío en la salida de las cadenas para la temperatura mínima prevista en la localización escogida:

$$V_{oc(T_{min})} = V_{oc(25^{\circ}\text{C})} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{min} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \beta)$$

Dónde:

- $V_{oc(T_{min})}$ : Tensión en vacío en la salida de las cadenas a temperatura mínima (V)
- $V_{oc(25^{\circ}\text{C})}$ : Tensión en vacío en la salida de las cadenas en condiciones estándar (V)
- $N_s$ : Número de módulos conectados en serie por cadena
- $T_{min}$ : Temperatura mínima prevista en la localización escogida (°C)
- $\beta$ : Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura (mV/°C/módulo)

Obteniendo como resultado:

$$V_{oc(T_{min})} = 49,80 \cdot 26 \cdot (1 + (-5 - 25) \cdot -0,0035) = 1.430,754 \text{ V}$$

En segundo lugar, dado que la tensión en la salida de los módulos FV varía en función de la temperatura, es necesario verificar que bajo las condiciones el inversor funciona dentro del rango de tensión declarado por el fabricante. Primeramente, se calcula la tensión en el punto de máxima potencia en la salida de las cadenas para las condiciones previstas en la localización escogida:

$$V_{mp(T_{max})} = V_{mp(25^{\circ}\text{C})} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{max} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \beta)$$

$$V_{mp(T_{min})} = V_{mp(25^{\circ}\text{C})} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{min} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \beta)$$

Dónde:

- $V_{mp(T_{max})}$ : Tensión en el punto de máxima potencia en la salida de las cadenas a temperatura máxima (V)
- $V_{mp(T_{min})}$ : Tensión en el punto de máxima potencia en la salida de las cadenas a temperatura mínima (V)
- $V_{mp(25^{\circ}\text{C})}$ : Tensión en el punto de máxima potencia en la salida de las cadenas en condiciones estándar (V)
- $T_{max}$ : Temperatura máxima prevista en la localización escogida ( $^{\circ}\text{C}$ )

Obteniendo como resultado:

$$V_{mp(T_{max})} = 41,95 \cdot 26 \cdot (1 + (36 - 25) \cdot -0,0035) = 1.048,708 \text{ V}$$

$$V_{mp(T_{min})} = 41,95 \cdot 26 \cdot (1 + (-5 - 25) \cdot -0,0035) = 1.205,224 \text{ V}$$

Para verificar que el número de módulos conectados en serie por cada cadena ( $N_s$ ) seleccionado es correcto:

$$V_{oc(T_{min})} \leq V_{max}$$

$$V_{mp(T_{max})} \geq V_{MPPTmin}$$

$$V_{mp(T_{min})} \leq V_{MPPTmax}$$

Dónde:

- $V_{max}$ : Tensión máxima que el inversor puede soportar (V)
- $V_{MPPTmin}$ : Tensión mínima del seguidor de máxima potencia en el inversor (V)
- $V_{MPPTmax}$ : Tensión máxima del seguidor de máxima potencia en el inversor (V)

Obteniendo como resultado:

$$1.430,754 \leq 1.500$$

$$1.048,708 \geq 500$$

$$1.205,224 \leq 1.500$$

Ya que las inecuaciones si se cumplen, se corrobora que el número de módulos conectados en serie es adecuado:

$$N_s = 26 \text{ módulos/cadena}$$

### 3.4 MÓDULOS EN PARALELO

A continuación, para determinar el número de paneles que se conectarán en paralelo, es decir, el número de cadenas, es suficiente con distribuir el número de módulos totales entre el número de módulos por cada cadena:

$$N_p = \frac{N}{N_s}$$

Obteniendo como resultado:

$$N_p = \frac{1820}{26} = 70 \text{ cadenas}$$

Por lo tanto, la potencia total instalada en corriente continua será de:

$$P_{DC} = P_n \cdot N_s \cdot N_p$$

Dónde:

- $P_{DC}$ : Potencia total instalada en corriente continua (kWp)
- $P_n$ : Potencia nominal del módulo (Wp)
- $N_s$ : Número de módulos por cadena
- $N_p$ : Número de cadenas

Obteniendo como resultado:

$$P_{DC} = 550 \cdot 26 \cdot 70 = 1000,1 \text{ kWp}$$

### 3.5 INVERSORES

Se decide instalar inversores trifásicos solares con potencia nominal de 185 kW AC, comprobando que la tensión máxima de entrada que el inversor puede soportar es equivalente a la tensión máxima de salida de los módulos FV (1500 V).

Para escoger el número de inversores a instalar, hay que tener en cuenta el número de entradas disponibles en cada inversor. En nuestro caso, se trata de un inversor con 18 entradas y con 9 seguidores de máxima potencia, por tanto, el número mínimo de inversores a instalar será:

$$N_{Imin} = \frac{N_p}{N_e}$$

Dónde:

- $N_{Imin}$ : Número mínimo de inversores
- $N_p$ : Número de cadenas
- $N_e$ : Número de entradas del inversor

Obteniendo como resultado:

$$N_{Imin} = \frac{70}{18} = 3,889 \approx 4 \text{ inversores}$$

Ya que el resultado es un número decimal y se tienen que instalar unidades completas de inversores, se redondea al número entero superior.

La potencia nominal en corriente alterna de los inversores debe considerarse a partir de una relación de 0,8 a 0,9 entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia generada por los módulos. Por tanto, si se escogen 4 inversores:

$$Ratio_{AC/DC} = \frac{P_I \cdot N_{Imin}}{P_{DC}} = \frac{175 \text{ kW} \cdot 4 \text{ inversores}}{1000,1 \text{ kWp}} = 0,699$$

La relación entre la potencia de los inversores y la potencia generada en corriente continua es de 0,7, por lo tanto, aumentará el número de inversores de la instalación:

$$Ratio_{AC/DC} = \frac{P_I \cdot N_I}{P_{DC}} = \frac{175 \text{ kW} \cdot 5 \text{ inversores}}{1000,1 \text{ kWp}} = 0,875$$

Finalmente, la instalación contará con 5 inversores solares. Sabiendo que el número total de cadenas de la instalación es de 70, se calcula el número de cadenas que se conectarán a cada inversor:

$$N_{p/inversor} = \frac{N_p}{N_I} = \frac{70}{5} = 14 \text{ cadenas/inversor}$$

### 3.6 CONDUCTORES

En esta sección se va a realizar el cálculo de la sección del cableado de ambas instalaciones, tanto de l lado de corriente continua como del lado de corriente alterna.

Además, vamos a realizar el cálculo de la sección de los cables mediante los dos criterios regulados por la normativa:

- Capacidad térmica: Se debe asegurar que la intensidad máxima admisible en el conductor no es superada por la corriente real.
- Caída de tensión: Se debe asegurar que la tensión en bornes está dentro de los límites normalizados.

### 3.6.1 CRITERIO DE CAPACIDAD TÉRMICA

Atendiendo las instrucciones del criterio de selección de sección de un conductor estipulada por la ITC-BT-19, la intensidad máxima admisible debe ser igual o superior a la intensidad máxima a la que puede llegar a circular el conductor en cuestión. Además, se van a tener en cuenta los factores de corrección regulados por la norma respecto a la temperatura y agrupación de los conductores.

Estas serán las expresiones para determinar la intensidad máxima admisible de un conductor según el criterio de capacidad térmica:

$$I_N = \frac{I_B}{kT \cdot kA}$$

$$I_N \leq I_Z$$

Dónde:

- $I_N$ : Intensidad nominal corregida (A)
- $I_B$ : Intensidad nominal de generación (A)
- $kT$ : Factor de corrección por temperatura ambiente
- $kA$ : Factor de corrección por agrupación de cables
- $I_Z$ : Intensidad máxima admisible (A)

Las intensidades máximas admisibles por el conductor y los factores correctores se obtendrán de la ITC-BT-19. Los factores de corrección se aplicarán para corregir la temperatura normalizada que tendrá el cable en función de las condiciones térmicas como las canalizaciones utilizadas para su instalación:

Para la instalación flotante, se considera en ambos casos la conducción con cable no subterráneo, por ello, el factor de corrección utilizado  $k_T$  se considerará para la situación más desfavorable, a 40°C de temperatura ambiente y aislamiento XLPE<sub>x2</sub> para la parte de corriente continua y XLPE<sub>x3</sub> para la parte de corriente alterna.

Para la instalación en suelo, se considera para la parte de corriente continua la conducción de cable sobre rejilla y aislamiento XLPE<sub>x2</sub> y para la parte de corriente alterna conducción de cable enterrado y aislamiento XLPE<sub>x3</sub>.

Finalmente, en la siguiente tabla se han realizado los cálculos por el criterio de capacidad térmica para ambos tramos de cada instalación.

	ID	I <sub>b</sub> (A)	I <sub>z</sub> (Tabla UNE) (A)	Factores de Corrección	I <sub>z</sub> (A)	VALIDACIÓN	Sección (mm <sup>2</sup> )
FLOTANTE	CC	14	57	0,85	48	SE CUMPLE	6
	CA	196	244	0,85	207	SE CUMPLE	70
SUELO	CC	14	57	0,85	48	SE CUMPLE	6
	CA	196	244	1,00	244	SE CUMPLE	70

*Tabla 11. Cálculos por Capacidad Térmica*

### 3.6.1 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Siguiendo las prescripciones del criterio de selección de sección de un conductor estipulada por la ITC-BT-19, la caída de tensión debe ser menor o igual a 1,5% en la parte de corriente alterna. Además, también se va a suponer una caída de tensión máxima de 1.5% para la parte de corriente continua, para así poder asegurar la instalación.

Las expresiones para determinar la sección mínima según el criterio de caída de tensión son:

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot U_n^2} \cdot 200 \quad \text{Para líneas monofásicas (CC)}$$

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot U_n^2} \cdot 100 \quad \text{Para líneas trifásicas (CA)}$$

$$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot [\theta - 20])$$

Dónde:

- $S$ : Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- $L$ : Longitud de la línea (m)
- $\rho$ : Resistividad del conductor ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )
- $P$ : Potencia de cálculo (W)
- $\varepsilon$ : Caída de tensión en la línea (%)
- $U_n$ : Tensión nominal de la línea (V)
- $\alpha$ : Coeficiente de temperatura
- $\theta$ : Temperatura del conductor ( $^\circ\text{C}$ )

La resistividad del conductor y el coeficiente de temperatura van a ser los siguientes, ya que el cableado escogido es de Cobre para ambos casos:

$$\rho_{20} = 56 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\alpha = 0,00392$$

Finalmente, en la siguiente tabla se han realizado los cálculos para encontrar la sección del conducto por el criterio de caída de tensión para ambos tramos de cada instalación:

	ID	Sección (mm <sup>2</sup> )	Potencia (W)	Longitud (m)	%V	%V máxima
FLOTANTE	CC	6	7.700	50	1,3	1,5
	CA	240	200.200	660	1,2	1,5
SUELO	CC	6	7.700	70	1,5	1,5
	CA	240	200.200	190	1,1	1,5

Tabla 12. Cálculos por Caída de Tensión

Finalmente, después de realizar los cálculos pertinentes, las secciones del cableado tanto del lado de corriente continua como del lado de corriente alterna para cada una de las instalaciones será:

	ID	Sección cap. térmica (mm <sup>2</sup> )	Sección caída tensión (mm <sup>2</sup> )	Sección a instalar (mm <sup>2</sup> )
FLOTANTE	CC	6	6	6
	CA	70	240	240
SUELO	CC	6	6	6
	CA	70	240	240

Tabla 13. Secciones del Cableado a Instalar

### 3.6.3 CABLEADO DE PROTECCIÓN

La sección que debe tener en cada tramo el conductor de protección viene dada por la tabla siguiente:

Relación entre los Conductores de Protección y Activos	
Sección de los conductores activos de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$Sp = S$
$16 < S \leq 35$	$Sp = 16$
$S > 35$	$Sp = S/2$

Tabla 14. Relación entre Conductores Activos y de Protección

Por lo tanto, se escogerá cableado de 6 mm<sup>2</sup> de sección, al igual que los conductores que hemos seleccionado.

### **3.6.4 PUESTA A TIERRA**

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre (art.15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y en la norma UNE EN 61173 sobre protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado y picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro mínimo. A esta línea principal de tierra que formará un anillo general alrededor del generador se conectarán las partes metálicas de los soportes de los generadores y caja de conexión. La parte metálica del inversor también se dotará de línea de tierra.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

## **ANEXO IV: CÁLCULOS MECÁNICOS**

## **4.1 OBJETO**

En este apartado se definirá la metodología y los cálculos utilizados para la determinación del sistema de amarre de la instalación solar flotante.

## **4.2 CÁLCULO DE CARGAS**

El amarre se determinará según el cálculo de determinados factores: cargas y fuerzas de viento, cargas de oleaje.

### **4.2.1 CARGAS DE VIENTO**

Se explicará el procedimiento y las hipótesis utilizadas para el cálculo de las cargas de viento que se utilizan en el diseño de una plataforma solar flotante. Se pretende obtener la velocidad y las fuerzas máximas del viento teniendo en cuenta los datos ambientales del emplazamiento y las velocidades básicas y de pico, utilizando como método de cálculo el EUROCÓDIGO 1991-4: Viento.

La acción del viento es variable dependiendo de la forma y de las dimensiones de la construcción, así como de las características de la superficie y de la racha de viento.

#### **Periodo de Retorno**

Se ha adoptado un periodo de retorno de 35 años, a pesar de que la vida útil esperada de la plataforma es de 25 años.

#### **Direcciones del Viento**

Los cálculos se han realizado para las direcciones de viento más desfavorables. Estas se han analizado y se han utilizado sus valores máximos.

## Cálculo del Viento de Diseño

### → Consideraciones y Regulación

Para calcular la velocidad máxima del viento se ha utilizado el EUROCÓDIGO 1 (EN 1991-1-4:2005/A1:2010). No obstante, el cálculo de las fuerzas de viento no es tan sencillo. Debido a la falta de normas dedicadas al sector de la energía solar flotante, se ha llevado a la necesidad de hacer estimaciones y deducciones a partir de normas ya existentes.

### → Velocidad Básica del Viento

De acuerdo con el EUROCÓDIGO 1, se determina la velocidad básica fundamental del viento en la localización de la planta solar flotante. Esta es la velocidad media a lo largo de un periodo de 10 minutos en una zona plana y desprotegida frente al viento a una altura de 10 metros sobre el suelo.

A partir de esta, se ha calculado la velocidad básica del viento teniendo en cuenta el factor direccional y el factor estacional, tomando un valor recomendado de 1 para cada uno de ellos.

También se tiene en cuenta el factor de probabilidad, que toma un valor de 0,97. Expone que el valor de la velocidad básica del viento ( $v_b$ ) es un dato que indica que la probabilidad anual de ser sobrepasado es de un 2,8%.

Se puede calcular la velocidad básica del viento a partir de la siguiente ecuación:

$$v_b = c_{dir} \cdot c_{est} \cdot v_{b,0}$$

Dónde:

- $v_b$ : Velocidad básica del viento (m/s)
- $c_{dir}$ : Factor direccional
- $c_{est}$ : Factor estacional
- $v_{b,0}$ : Velocidad básica fundamental (m/s)

Obteniendo como resultado:

$$v_b = 1 \cdot 1 \cdot 30 = 30 \text{ m/s}$$

→ Presión del Viento

Según el EUROCÓDIGO 1, la expresión a aplicar para calcular la presión del viento sobre la planta solar flotante es:

$$q_p(z) = C_e(z) \cdot q_b$$

Dónde:

- $q_p(z)$ : Presión del viento sobre la planta (kN/m<sup>2</sup>)
- $C_e(z)$ : Factor de exposición en la altura  $z$
- $q_b$ : Presión básica del viento (kN/m<sup>2</sup>)

La presión básica del viento o presión dinámica se calcula teniendo en cuenta la velocidad básica del viento y la densidad del aire. La expresión que se debe aplicar según el EUROCÓDIGO 1 es:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2$$

Dónde:

- $\delta$ : Densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>)

Obteniendo como resultado:

$$q_b = 0,5 \cdot 1,25 \cdot 30^2 = 562,5 \frac{N}{m^2} = 0,562 \frac{kN}{m^2}$$

En cuanto al factor de exposición, se calcula a partir del grado de aspereza, que depende a su vez de la zona de ubicación de la planta y de la altura de coronación. Se puede calcular a partir de una serie de fórmulas.

De la siguiente tabla obtenemos los parámetros necesarios para calcular el coeficiente de rugosidad (F):

Grado de Aspereza del Entorno		Parámetro		
		k	L (m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana general, industria o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocio de grandes ciudades con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Tabla 15. Grados de Aspereza según el Entorno

Sabiendo que nuestra ubicación es la *Zona II: Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia*, aplicamos las fórmulas correspondientes para obtener  $C_e$ :

$$F = k \cdot \ln\left(\frac{\max(z, Z)}{L}\right) = 0,17 \cdot \ln\left(\frac{1}{0,01}\right) = 0,783$$

$$c_e = F \cdot (F + 7 \cdot k) = 0,783 \cdot (0,783 + 7 \cdot 0,17) = 1,545$$

Por tanto, aplicando la fórmula de la presión del viento sobre la planta:

$$q_p = 0,562 \cdot 1,545 = 0,868 \text{ kN/m}^2$$

→ Velocidad máxima del viento

Obtenemos la velocidad máxima del viento a partir de la presión del viento, calculada en el apartado anterior. Esta velocidad es la que realmente está siendo aplicada sobre la planta solar flotante y la calculamos a partir de la fórmula:

$$v_p(z) = \sqrt{C_e(z)} \cdot v_m = \sqrt{1,545} \cdot 30 = 37,289 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

## 4.2.2 ANÁLISIS DE LAS FUERZAS DEL VIENTO SOBRE LA PLATAFORMA

### Planteamiento del Eurocódigo

El cálculo de las fuerzas del viento se realiza de dos formas diferentes y finalmente se elige el más restrictivo; es decir, el más grande para ponernos del lado de la seguridad.

→ Método 1: Fuerzas de Fricción

El gran tamaño de la planta solar flotante, así como la planitud del ángulo de las placas permiten calcular la acción del viento mediante fuerzas de fricción resultantes del rozamiento del viento en las superficies paralelas a las superficies exteriores.

En el apartado 7.5 *Coefficientes de fricción* del Eurocódigo 1-4, encontramos los coeficientes de fricción utilizados en los cálculos:

Superficie	Coefficiente de fricción
Liso	0,01
Rugoso	0,02
Muy rugoso	0,04

Tabla 16. *Coefficientes de Fricción según Superficie*

Se considera que al tener una superficie grande (6.752,8 m<sup>2</sup>) y una inclinación de 0°, la geometría será plana y suave con superficies redondeadas que justifican la adopción de un coeficiente de fricción en el rango entre 0,01 – 0,015.

Una vez obtenido el coeficiente de fricción, se calculan las fuerzas de fricción a partir de la ecuación:

$$F_{fr} = C_{fr} \cdot q_p \cdot A_{fr} = 0,01 \cdot 0,868 \cdot 6752,8 = 58,614 \text{ kN}$$

→ Método 2: Cubierta Plana

En este caso, la fuerza del viento se considera una fuerza externa y la fórmula a emplear es la siguiente:

$$F_e = q_p \cdot \sum_i C_{pi} \cdot A_i$$

Dónde:

- $C_{pi}$ : Coeficiente de presión para la presión externa en función del área
- $A$  = Área de exposición

Para poder obtener los esfuerzos resultantes se analizarán los esfuerzos del viento sobre los parámetros verticales y sobre la cubierta plana.

○ **Esfuerzos del viento sobre parámetros verticales**

En este caso, estudiamos los esfuerzos del viento sobre los parámetros verticales a barlovento y a sotavento. Considerando como zonas de estudio las D y E, se obtienen los siguientes coeficientes de presión (obteniéndolos a partir de la Figura 55):

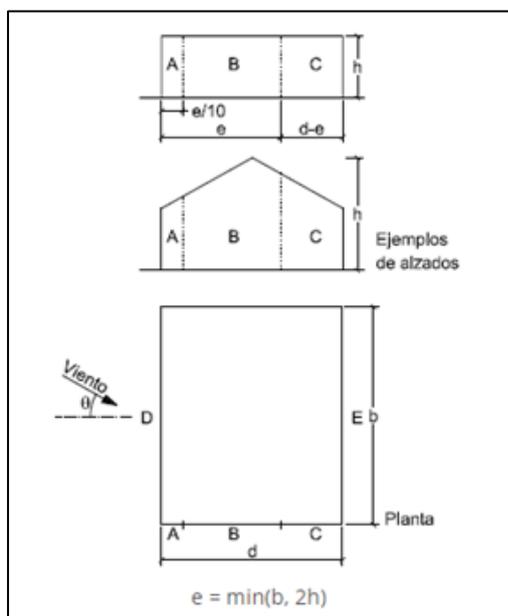


Figura 55. Zonas de Estudio Parámetros Verticales

A		Zona (según Figura 55), $-45^\circ \leq \theta \leq 45^\circ$				
(m <sup>2</sup> )	h/d	A	B	C	D	E
≥ 10	5	-1,2	-0,8	-0,5	0,8	-0,7
	1	"	"	"	"	-0,5
	≤ 0,25	"	"	"	0,7	-0,3
5	5	-1,3	-0,9	-0,5	0,9	-0,7
	1	"	"	"	"	-0,5
	≤ 0,25	"	"	"	0,8	-0,3
2	5	-1,3	-1,0	-0,5	0,9	-0,7
	1	"	"	"	"	-0,5
	≤ 0,25	"	"	"	0,7	-0,3
≤ 1	5	-1,4	-1,1	-0,5	1,0	-0,7
	1	"	"	"	"	-0,5
	≤ 0,25	"	"	"	"	-0,3

Tabla 17. Coeficientes de Presión según Zona

**DIRECCIÓN DEL VIENTO NORTE-SUR**

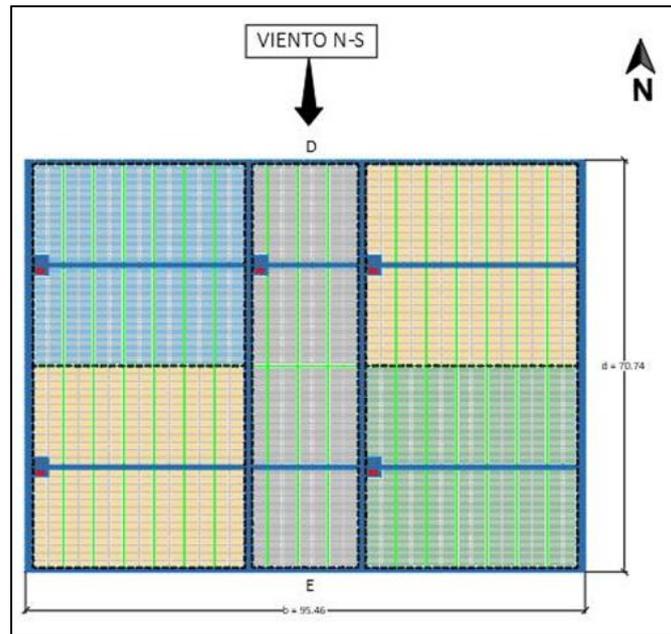


Figura 56. Dirección del Viento N-S

$$A = 95,5 \cdot 0,125 = 11,94 \text{ m}^2$$

$$\frac{h}{d} = \frac{0,125}{70,74} = 0,001767 \leq 0,25$$

Zonas	D	E
C <sub>pe</sub>	0,7	-0,3

Tabla 18. Coeficientes de Presión (N-S)

**DIRECCIÓN DEL VIENTO ESTE-OESTE**

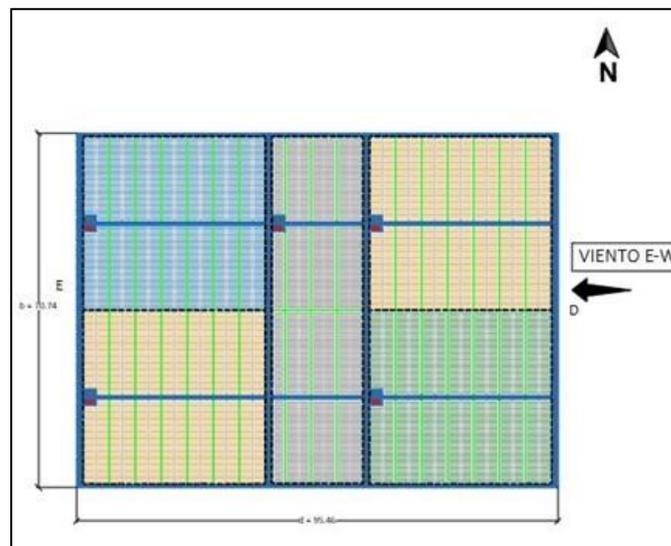


Figura 57. Dirección del Viento E-O

$$A = 70,74 \cdot 0,125 = 8,843 \text{ m}^2$$

$$\frac{h}{d} = \frac{0,125}{95,5} = 0,001309 \leq 0,25$$

Zonas	D	E
C <sub>pe</sub>	0,7	-0,3

Tabla 19 Coeficientes de Presión (E-O)

Una vez calculados los coeficientes de presión, se calculan las cargas del viento lateral sobre los parámetros verticales utilizando la expresión definida al principio de este apartado.

Zonas	D	E
Q <sub>vl</sub> (kN/m <sup>2</sup> )	0,61	-0,26
F <sub>v</sub> (kN)	7,282	-3,58

Tabla 20. Cargas de Viento Lateral para  
Dirección del Viento N-S

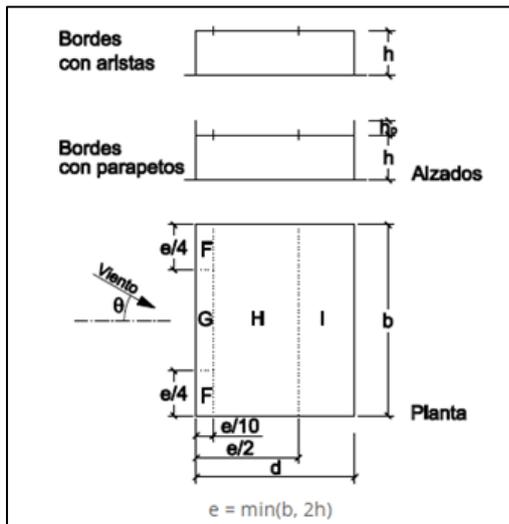
Zonas	D	E
Q <sub>vl</sub> (kN/m <sup>2</sup> )	0,63	-0,26
F <sub>v</sub> (kN)	5,535	-2,30

Tabla 21. Cargas de Viento Lateral para  
Dirección del Viento E-O

#### ○ Esfuerzos del viento sobre cubierta plana

Una vez obtenidos los parámetros verticales, se estudian los esfuerzos del viento sobre la cubierta plana de la planta solar flotante, procediendo de la misma forma que en el apartado anterior. En primer lugar, se calculan las dimensiones de cada una de las zonas de la cubierta que marca el EUROCÓDIGO 1-4 y las cuales vemos indicadas en la Figura 58.

Los coeficientes quedan definidos de la siguiente forma, afirmando que el borde es con aristas. Como se puede observar en el plano, las dimensiones de las zonas F, G y H son muy pequeñas por lo que se estiman despreciables, considerando que toda la planta pertenece a la zona I. Además, se estudia solo el caso de succión, ya que es el que forma parte de nuestro interés en este análisis.



(m <sup>2</sup> )	hp/h	Zona (según Figura 58), -45° ≤ θ ≤ 45°				
		A (m <sup>2</sup> )	F	G	H	I
Bordes con aristas		≥ 10	-1,8	-1,2	-0,7	±0,2
		≤ 1	-2,5	-2,0	-1,2	±0,2
Con parapetos	0,025	≥ 10	-1,6	-1,1	-0,7	±0,2
		≤ 1	-2,2	-1,8	-1,2	±0,2
	0,05	≥ 10	-1,4	-0,9	-0,7	±0,2
		≤ 1	-2,0	-1,6	-1,2	±0,2
	0,1	≥ 10	-1,2	-0,8	-0,7	±0,2
		≤ 1	-1,8	-1,4	-1,2	±0,2

Tabla 22. Coeficientes de Presión según Zona

Figura 58. Zonas de Estudio Cubierta Plana

DIRECCIÓN DEL VIENTO NORTE-SUR

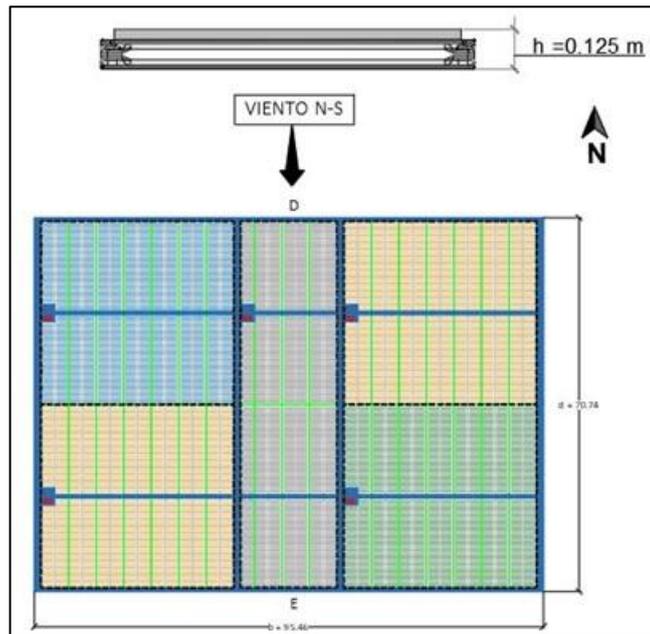


Figura 59. Dirección del Viento N-S

Zonas	F	G	H	I
Cpe	-1,8	-1,2	-0,7	-0,2

Tabla 23. Coeficientes de Presión N-S

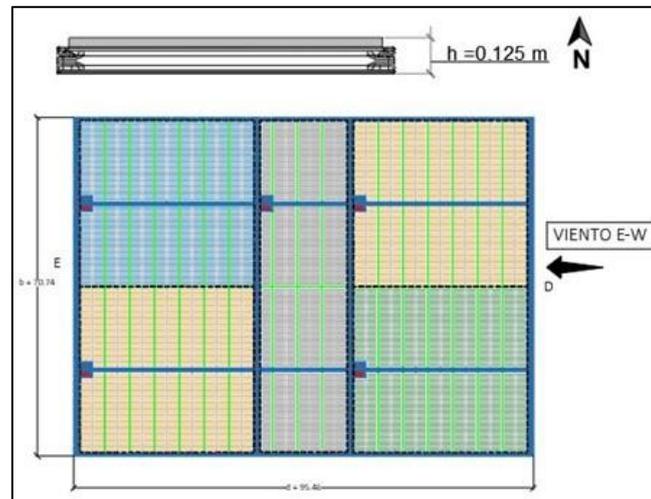
**DIRECCIÓN DEL VIENTO ESTE-OESTE**

Figura 60. Dirección del Viento E-O

Zonas	F	G	H	I
C <sub>pe</sub>	-1,8	-1,2	-0,7	-0,2

Tabla 24. Coeficientes de Presión E-O

$$Q_c = q_p \cdot C_{pe} = 0,866 \cdot -0,2 = -0,1732 \text{ kN/m}^2$$

$$F_c = -0,1732 \cdot 6752,8 = -1169,58 \text{ kN}$$

→ Esfuerzos Resultantes

Se procede a realizar el análisis de los esfuerzos resultantes obtenidos por las dos metodologías anteriores.

En el caso de la metodología 2, la resultante por cubierta plana es una fuerza a succión que se ve contrarrestada por el peso propio. Para obtener el peso propio de la planta solar flotante, se considera el peso unitario de cada elemento y la cantidad. Para un total de 1.820 paneles FV, el peso total de la estructura es de 110.337,5 kg que equivale a 1082,04 kN teniendo en consideración el peso unitario repercutido por panel. En la siguiente figura se puede observar un resumen con los cálculos realizados.

Elemento	Peso Unitario (kg)	Cantidad	Peso Total (kg)
Flotador	11,680	2	23,360
Uniones	0,125	1	0,125
Módulo	40	1	40
Grapas de Fijación	0,05	10	0,5
Total Unidad Flotante		1	63,985
Total Unidades Flotantes Planta		1.820	116.452,7

*Tabla 26. Peso Propio del Sistema*

Como se puede observar en la Tabla 26, el peso propio es ligeramente más bajo que la componente vertical de succión debida al viento. No obstante, los amarres y anclajes utilizados en el sistema y estudiados posteriormente también sirven como compensadores de la componente vertical de succión, evitando el levantamiento de la planta como consecuencia del viento a succión sobre la cubierta plana.

Método		NORTE-SUR (kN)	ESTE-OESTE (kN)	
Método 1: Fricción	Resultante horizontal	58,48	58,48	
Método 2: Cubierta plana	Resultante horizontal	10,862	7,835	
	Resultante vertical	Succión sobre cubierta plana	1.169,58	1.169,58
		Peso propio	-1.164,527	-1.164,527
	Total	5,053	5,053	

*Tabla 25. Esfuerzos Resultantes*

A la vista de las resultantes anteriores el método 1 por fricción arroja las cargas más elevadas en la dirección horizontal. Por este motivo se adoptan como cargas de viento actuantes sobre la plataforma solar flotante las obtenidas en el *Método 1: Fricción*.

### 4.2.3 CÁLCULO DE LA FUERZA DE OLEAJE SOBRE LA PLATAFORMA

Las cargas de oleaje se calculan a partir de la velocidad del viento y del *fetch*. De ellos, podemos obtener la altura significativa de ola ( $H_s$ ), el periodo ( $T$ ) y la longitud de onda ( $L$ ) para las diferentes direcciones. Una vez calculados estos factores, obtendremos la carga de oleaje resultante.

La dirección del viento más desfavorable es la Noroeste, con una velocidad de 30 m/s. Esta velocidad del viento se considera desde un punto de vista conservador, ya que no es constante y horaria; es decir, no es capaz de generar olas, sino que es la velocidad del viento en un periodo de 10 minutos, tal y como hemos explicado en apartados anteriores.

Además, el *fetch* en este sentido es de 4.975 m, como podemos ver en la Figura 61.

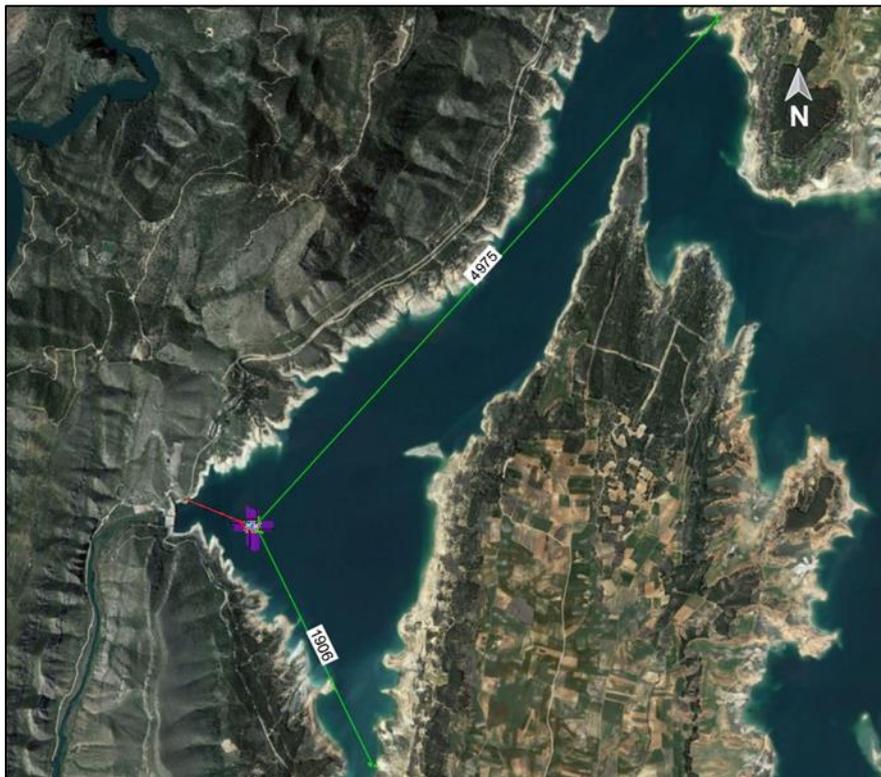


Figura 61. Fetch en el Noroeste de la Planta

A partir de estos datos y mediante el procedimiento de *Recommendation of the Bureau of Reclamation 1992* obtenemos los siguientes valores:

### Cálculo Amplitud de la Ola

$$A_s = \frac{VM^{1,23} \cdot \sqrt{F}}{87,3}$$

Dónde:

- $A_s$ : Amplitud de la ola (m)
- $VM$ : Velocidad media del viento horaria = 15 m/s
- $F$ : *Fetch* (km)

Obteniendo como resultado:

$$A_s = \frac{15^{1,23} \cdot \sqrt{4,975}}{87,3} = 0,714 \text{ m}$$

### Cálculo del Periodo

$$T = 0,556 \cdot VM^{0,41} \cdot F^{1/3}$$

Dónde:

- $T$ : Periodo de la ola (s)

Obteniendo como resultado:

$$T = 0,556 \cdot 15^{0,41} \cdot 4,975^{1/3} = 2,88 \text{ s}$$

### Cálculo de la Longitud de Onda

$$L = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi}$$

Dónde:

- $L$ : Longitud de onda (m)
- $g$ : Aceleración de la gravedad ( $\text{m/s}^2$ )

Obteniendo como resultado:

$$L = \frac{9,81 \cdot 2,88^2}{2 \cdot \pi} = 12,95 \text{ m}$$

### Cálculo de la Carga de Oleaje Resultante

$$F_o = A_s \cdot A_d \cdot \rho \cdot c$$

$$A_d = d \cdot L_p$$

Dónde:

- $A_d$ : Área de la parte hundida del flotador (m<sup>2</sup>)
- $\rho$ : Densidad del agua (T/m<sup>3</sup>)
- $c$ : Factor de corrección
- $d$ : Calado del flotador (m)
- $L_p$ : Longitud del lado perpendicular a la dirección del viento (m)

Aplicando las fórmulas descritas para nuestro caso de estudio concreto:

#### *DIRECCIÓN DEL VIENTO NORTE-SUR*

$$A_d = 0,06 \cdot 95,46 = 5,728 \text{ m}^2$$

$$F_o = 0,714 \cdot 5,728 \cdot 1 \cdot 0,85 = 3,476 \text{ T} = 34,1 \text{ kN}$$

#### *DIRECCIÓN DEL VIENTO ESTE-OESTE*

$$A_d = 0,06 \cdot 70,74 = 4,244 \text{ m}^2$$

$$F_o = 0,714 \cdot 4,244 \cdot 1 \cdot 0,85 = 2,576 \text{ T} = 25,27 \text{ kN}$$

#### 4.2.4 COMBINACIÓN DE LAS CARGAS

A los efectos del sistema de amarre y fondeo, se considera que las cargas de viento y oleaje actúan simultáneamente sobre la estructura solar flotante. De esta forma se obtienen los siguientes resultados finales:

CARGAS	DIRECCIÓN NORTE-SUR	DIRECCIÓN ESTE-OESTE
Cargas de VIENTO (kN)	58,48	58,48
Cargas de OLAJE (kN)	34,10	25,27
TOTAL CARGAS (kN)	92,58	83,75

*Tabla 27. Sumatorio de Cargas por Viento y Oleaje*

Por lo tanto, la plataforma flotante, bajo la acción simultánea del viento y las olas, está sometida a una carga de 92,58 kN en la dirección Norte-Sur y 83,75 kN en la dirección Este-Oeste.

### 4.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE AMARRE Y ANCLAJE

Para soportar las cargas mencionadas en el apartado anterior se estiman 7 amarres al norte y al sur y 5 al este y al oeste. El número de amarres se determina de forma que la resultante transmitida al sistema flotante a través de los puntos de amarre no supere los límites de carga para los que ha sido diseñado.

Con el número de amarres indicado, la carga máxima por amarre es de 2.800 kg, es decir, 28 kN. En la Figura 62 se puede observar la disposición en planta de los amarres.

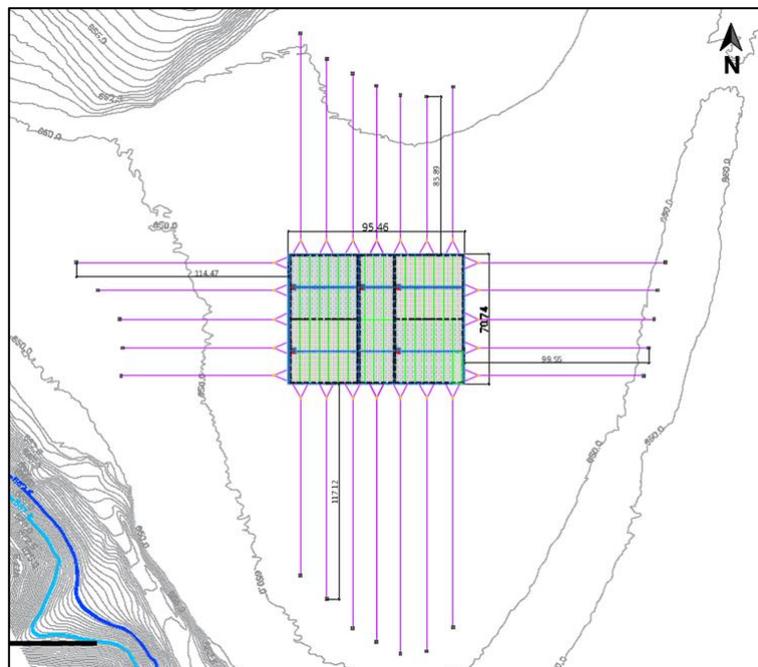


Figura 62. Disposición de Amarres

Una vez definidos el número de amarres, se calculan las cargas que soporta cada amarre. Estas cargas son transmitidas a través de un elemento de reparto que las distribuye al sistema de anclaje.

***DIRECCIÓN NORTE-SUR***

Carga resultante = 92,58 kN

Número de amarres = 7

Carga/amarre = 13,226 kN

Número de puntos de reparto/amarre = 4

Carga/punto de reparto = 3,306 kN

***DIRECCIÓN ESTE-OESTE***

Carga resultante = 83,75 kN

Número de amarres = 5

Carga/amarre = 16,75 kN

Número de puntos de reparto/amarre = 6

Carga/punto de reparto = 2,79 kN

Las cargas que soportan cada anclaje no supera la carga de diseño del flotador estudiada.

**4.3.1 DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ANCLAJE**

En esta sección se van a diseñar los bloques de hormigón utilizados en el anclaje de la planta solar flotante, calculados para la carga resultante de viento y oleaje para las siguientes verificaciones geotécnicas estáticas:

- Estabilidad lateral de la cimentación
- Deslizamiento lateral de la cimentación

El cálculo tiene en cuenta:

- Densidad del hormigón sumergido

A efectos de cálculo es de 1500 kg/m<sup>3</sup>; es decir, la densidad del hormigón armado (2500 kg/m<sup>3</sup>), deduciendo el volumen de agua desplazado (1000 kg/m<sup>3</sup>) según el principio de Arquímedes.

- El peso de los bloques de hormigón

Debe incrementarse por la carga ascendente a la que están sometidos.

- Ángulo de rozamiento interno del suelo

Se considera que es de 30º, suponiendo un suelo arenoso con un SC fino. Se reduce el ángulo en 2/3 para obtener la fricción entre el suelo y el hormigón.

En primer lugar, se calcula que el contrapeso de hormigón cumple a deslizamiento lateral. El peso del hormigón se calcula restándole al peso del hormigón armado el volumen de agua desplazado. De modo que:

$$P = P_m - V$$

$$P = V \cdot 2,5 - V$$

$$P = 1,5 \cdot V$$

De tal modo, realizando un sumatorio de fuerzas entre la fuerza resultante actuante en la dirección horizontal sobre la planta y la fuerza de fricción, obtenemos el peso del muerto de hormigón (consultar Figura 63).

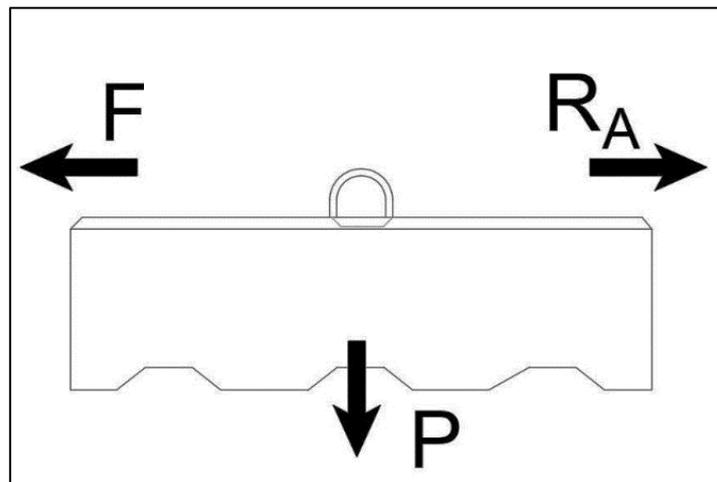


Figura 63. Fuerzas Resultantes en el Anclaje

$$\sum F_x = R_A - F$$

$$F = P \cdot C_F$$

Dónde:

- $R_A$ : Resultante Amarre (kN)
- $P$ : Peso Anclaje (T)
- $C_F$ : Ángulo de rozamiento interno del suelo

Obteniendo como resultado:

$$C_F = \frac{2}{3} \cdot \operatorname{tg}30^\circ = 0,385$$

$$R_A - F = 16,75 - 0,385 \cdot P = 0$$

$$P = 43,5 \text{ kN} = 4350,65 \text{ kg} = 4,35 \text{ T}$$

Una vez obtenido el peso, a partir de la fórmula definida anteriormente, obtenemos el volumen y las dimensiones del muerto de hormigón:

$$P = 1,5 \cdot V$$

$$V = \frac{4,35}{1,5} = 2,9 \text{ m}^3 \approx 3 \text{ m}^3$$

Estas consideraciones determinan que todos los muertos de hormigón tendrán unas dimensiones de 2 x 2 x 0,75 m.

A continuación, se comprueba que cumple a vuelco, es decir, la estabilidad lateral de la cimentación. Obtenemos el coeficiente de seguridad.

$$\sum M_V = R_A \cdot C_M \cdot CS - P \cdot \frac{L}{2} = 0$$

$$\sum M_V = 16,75 \cdot 0,75 \cdot CS - 43,5 \cdot \frac{2}{2} = 0$$

$$CS = 3,46$$

### 4.3.2 DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE AMARRE

En el sistema se utiliza una tecnología elástica que permite variaciones de nivel elevadas con desplazamientos controlados y tolerables en todas las situaciones de explotación y que a su vez, es capaz de soportar los esfuerzos derivados del viento y oleaje en el cuerpo de agua.

Se trata de un amarre elástico que tiene efecto amortiguador. Durante los eventos meteorológicos extremos, la solución soporta las cargas de pico de una manera uniforme y suave distribuyendo las fuerzas entre todas las líneas de amarre. La elasticidad proporciona a la plataforma la flexibilidad necesaria que la mantiene en su lugar de forma segura durante esos eventos. Además, maneja las fuerzas externas exponencialmente, lo que significa que la fuerza de sujeción aumenta junto con la elongación. La longitud se adapta para hacer frente a cualquier fluctuación del nivel del agua.

Los amarres elásticos siempre trabajan bajo tensión, incluso en el nivel más bajo del agua, sin holgura en la línea de amarre y mantiene estable la orientación de los paneles flotantes para una producción de energía máxima.

Finalmente, el efecto amortiguador tendrá un efecto muy positivo con respecto a la protección de la estructura flotante durante eventos meteorológicos extremos y evitará el daño de los flotadores y/o paneles. Se puede observar la tecnología utilizada en el sistema elástico en la Figura 64.



*Figura 64. Amarre Elástico*

### 4.3.3 DIMENSIONADO DE LAS LÍNEAS DE AMARRE

#### Líneas de Amarre Elástico

El amarre elástico utilizado en el sistema puede trabajar desde un pretensado de 0% hasta un máximo de 75%. No obstante, el rango óptimo de trabajo es desde 0% hasta 50%. Por este motivo, se toma como pretensión de diseño 40%.

A partir de ciertos parámetros como la longitud de la línea de amarre y la cota de anclaje obtenemos la longitud del sistema elástico. Para la planta solar flotante en estudio tenemos los siguientes parámetros:

- Longitud línea de amarre = 100 m aprox. por lado
- Profundidad = 17 m
- Variación del nivel del agua = 7 m
- Pretensión de diseño = 40 %

Con estos parámetros y teniendo en cuenta la carga total por anclaje y el número de anclajes en cada lado, finalmente se obtiene que la longitud del sistema de amarre elástico es 2,5 metros.

#### Cabos de Amarre

Se selecciona el diámetro de los cabos de poliamida necesarios para poder soportar las cargas con un coeficiente de seguridad de 2:

- Dirección Norte-Sur: 3,306 kN
- Dirección Este-Oeste: 2,79 kN

A partir de la siguiente tabla, obtenemos la sección del cabo de amarre necesario para nuestra instalación solar flotante. En el caso en cuestión, es suficiente con un cabo sintético de diámetro 12 mm.

Diámetro (mm)	Peso (kg/100 m)	Carga Real (kN)	Carga Lineal (kN)
12	10,90	27,00	30,00
14	14,90	37,00	41,10
16	19,40	47,00	52,20
18	24,60	63,00	70,00
20	30,30	80,00	88,90
22	36,70	97,00	107,80
24	43,70	110,00	122,20

*Tabla 28. Diámetros Cabos de Amarre*

## **ANEXO V: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

## 5.1 OBJETO

Se procede al dimensionamiento definitivo de cada una de las plantas fotovoltaicas, en suelo y flotante, mediante el software PVSYST. Se trata de un software comercial para el análisis completo de instalaciones fotovoltaicas.

Con la ayuda de PVSYST se realizará el cálculo de la producción de cada instalación utilizando simulaciones detalladas por hora. El software dispone de una gran base de datos tanto climatológicos, como de componentes (módulos FV, inversores, etc.), como de las cargas del sistema.

## 5.2 PROCEDIMIENTO

Primero, se introduce la tipología de la instalación en cuestión, en nuestro caso, ambas serán instalaciones conectadas a red.

Seguidamente, se introducirán los datos de clima para nuestro lugar geográfico. Para ello, se importarán de la base de datos climática, los datos de la localización escogida: Buendía (Cuenca).

En tercer lugar, se determinará la orientación del sistema fotovoltaico. La instalación en suelo se representará como un campo de cobertizos ilimitados, con una inclinación de módulos de 30° y con una distancia entre módulos (*pitch*) de 6,3 m. Por otra parte, la instalación flotante se representará también como un campo de cobertizos ilimitados, sin embargo, la inclinación de módulos y el *pitch* serán los marcados por el sistema flotante, es decir, 0° y 1,4 m respectivamente.

A continuación, se escogerán los principales componentes del sistema de la base de datos, es decir, el módulo fotovoltaico: *Longi Solar LR5-72HPH de 550 Wp* y el inversor solar: *Huawei Solar SUN2000-185KTL-H1* (ver fichas técnicas en el Anexo II). Además, se tienen que introducir los datos de dimensionamiento calculados en el Anexo III: número de módulos en serie, número de cadenas y número de inversores, que en este caso son 26 módulos en serie, 70 cadenas y 5 inversores.

## 5.3 EFECTO DE REFRIGERACIÓN

Para poder simular con mayor exactitud cada una de las plantas solares, tanto flotante como la de suelo, debemos realizar una serie de ajustes del efecto de refrigeración de los sistemas. El efecto de refrigeración de las plantas solares depende de varios factores, agrupados en:

### Factores Dependientes de la Ubicación

- Temperatura del ambiente
- Corrientes de viento en la zona
- Extensión y profundidad del cuerpo de agua (para plantas flotantes)

### Factores Dependientes de la Estructura

- Dimensiones de la estructura
- Tipología de la estructura
- Distancia del módulo a la lámina de agua (para plantas flotantes)
- Tipología del sistema flotante (para plantas flotantes)

El modelo térmico para determinar la temperatura de las células FV que utiliza el software tiene en consideración el Factor de Pérdida Térmica:

$$U = U_c + U_v \cdot V$$

Dónde:

- $U$ : Factor de Pérdida Térmica ( $\frac{W}{m^2 \cdot K}$ )
- $U_c$ : Coeficiente de transferencia de calor por disposición ( $\frac{W}{m^2 \cdot K}$ )
- $U_v$ : Coeficiente de transferencia de calor por convección ( $\frac{W \cdot s}{m^3 \cdot K}$ )
- $V$ : Velocidad del viento (m/s)

Normalmente no se dispone de estos factores o coeficientes para el panel y el sistema analizado, y asimismo tampoco se dispone de los datos de viento al nivel de los módulos, ya que los registros habituales de velocidad de viento se toman a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo y por tanto las velocidades difieren sustancialmente de las velocidades al nivel de los módulos.

### Simulaciones de Plantas Solares Flotantes

Para simulaciones con sistemas flotantes únicamente se disponen datos del *Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS)*:

	$U_c \left( \frac{W}{m^2 \cdot K} \right)$	$U_v \left( \frac{W \cdot s}{m^3 \cdot K} \right)$
<b>Sistemas Autoportantes (Apoyada sobre Pilotes)</b>	62	6
<b>Sistemas Con Estructura y Tubos o Flotadores</b>	60	5
<b>Sistemas Monoflotador</b>	57	5
<b>Sistemas Biflotador</b>	50	3
<b>Sistemas Compactos (Este- Oeste)</b>	34	0

Por consiguiente, para avanzar con la simulación de la planta solar flotante y obtener los resultados más verídicos posibles, se introducirán los siguientes coeficientes en el software, relativos a los sistemas biflotador:

$$U_c = 50 \frac{W}{m^2 \cdot K}$$

$$U_v = 3 \frac{W \cdot s}{m^3 \cdot K}$$

## Simulaciones de Plantas Solares en Suelo

Para simulaciones convencionales (sistemas fotovoltaicos en suelo o cubiertas), si no disponemos de datos fiables de velocidad del viento, se deben introducir los siguientes parámetros según el mismo software PVSYST:

	$U_c \left( \frac{W}{m^2 \cdot K} \right)$	$U_v \left( \frac{W \cdot s}{m^3 \cdot K} \right)$
<b>Sistemas Autoportantes</b>	20	0
<b>Sistemas intermedios (con parte trasera aislada)</b>	17	0
<b>Sistemas Integrados, sobre Cubiertas</b>	15	0

Por lo tanto, para avanzar con la simulación de la planta solar en suelo y obtener los resultados más verídicos posibles, se introducirán los siguientes coeficientes en el software, relativos a los sistemas autoportantes:

$$U_c = 20 \frac{W}{m^2 \cdot K}$$

$$U_v = 0 \frac{W \cdot s}{m^3 \cdot K}$$

## 5.4 RESULTADOS

En las siguientes páginas, se anexa el resultado de la simulación realizada mediante el software PVSYST a cada instalación. En la primera hoja de cada informe se presenta un resumen de las características de la ubicación, del sistema y de los resultados de producción obtenidos. Seguidamente, se reflejan los parámetros generales introducidos del sistema y la configuración eléctrica. A continuación, se muestra toda la información acerca de la producción energética y el coeficiente de rendimiento y por último, un diagrama de las pérdidas del conjunto.

## **5.4.1 PLANTA SOLAR FLOTANTE**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: TRABAJO DE FIN DE GRADO

Variant: PLANTA SOLAR FLOTANTE

Unlimited sheds

System power: 1001 kWp

Buendía - España

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*



**PVsyst V7.2.3**

VC1, Simulation date:  
28/07/21 09:14  
with v7.2.3

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Buendía España	<b>Situation</b> Latitude 40.37 °N Longitude -2.76 °W Altitude 742 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Buendía Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Sheds tilt 0 ° azimuth 0 °	<b>Near Shadings</b> Mutual shadings of sheds	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 1820 units Pnom total 1001 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 5 units Pnom total 875 kWac Pnom ratio 1.144	

**Results summary**

Produced Energy 1598 MWh/year	Specific production 1596 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 91.90 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6



**PVsyst V7.2.3**

VC1, Simulation date:  
28/07/21 09:14  
with v7.2.3

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds tilt		5 units		Perez	
tilt		Unlimited sheds		Diffuse	
0 °				Perez, Meteonorm	
azimuth		<b>Sizes</b>		Circumsolar	
0 °		Sheds spacing		separate	
		1.41 m			
		Collector width			
		1.30 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		92.2 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		0.0 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	1820 units	Number of inverters	5 unit
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	875 kWac
Modules	70 Strings x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	185 kWac
Pmpp	915 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
U mpp	978 V		
I mpp	935 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	875 kWac
Total	1820 modules	Nb. of inverters	5 units
Module area	4652 m²	Pnom ratio	1.14
Cell area	4219 m²		

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)		17 mΩ		-0.3 %				
50.0 W/m²K		Loss Fraction						
Uv (wind)		1.5 % at STC						
3.0 W/m²K/m/s								
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction		Loss Fraction						
2.0 % at MPP		0.1 %						
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



**PVsyst V7.2.3**

VC1, Simulation date:  
28/07/21 09:14  
with v7.2.3

**Main results**

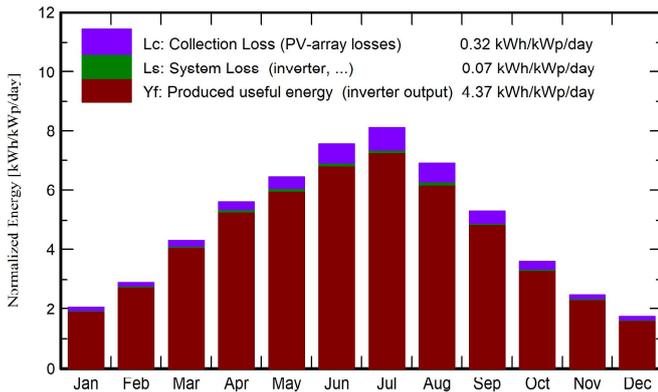
**System Production**

Produced Energy 1598 MWh/year

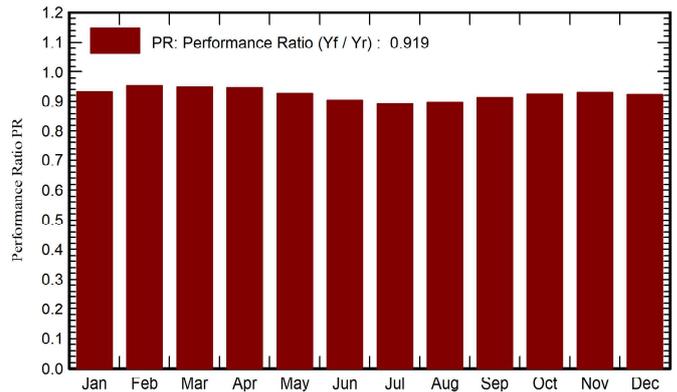
Specific production  
Performance Ratio PR

1596 kWh/kWp/year  
91.90 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	63.9	26.47	5.02	63.8	59.4	60.4	59.6	0.933
<b>February</b>	81.2	35.77	6.62	81.1	77.4	78.4	77.3	0.952
<b>March</b>	133.1	49.44	10.35	133.0	128.5	128.1	126.3	0.948
<b>April</b>	168.1	59.33	12.37	168.0	163.7	161.4	159.1	0.946
<b>May</b>	200.0	66.22	17.37	200.0	195.2	188.6	185.7	0.928
<b>June</b>	226.5	65.34	23.61	226.4	221.6	208.2	204.9	0.904
<b>July</b>	252.0	48.61	26.39	251.8	246.9	228.9	225.2	0.893
<b>August</b>	214.0	52.24	25.71	213.9	209.2	195.2	192.1	0.897
<b>September</b>	159.3	44.04	20.59	159.3	154.4	147.7	145.5	0.912
<b>October</b>	111.3	34.00	15.07	111.2	106.6	104.5	103.0	0.925
<b>November</b>	74.7	27.44	8.56	74.6	70.0	70.6	69.6	0.931
<b>December</b>	54.1	25.51	5.34	54.0	49.9	50.7	49.9	0.924
<b>Year</b>	1738.1	534.41	14.80	1737.2	1682.9	1622.7	1598.0	0.919

**Legends**

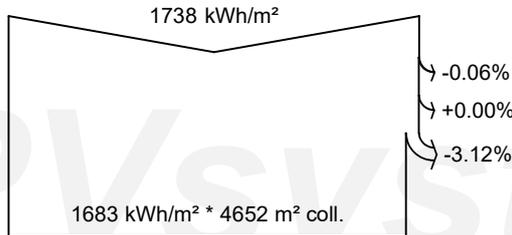
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



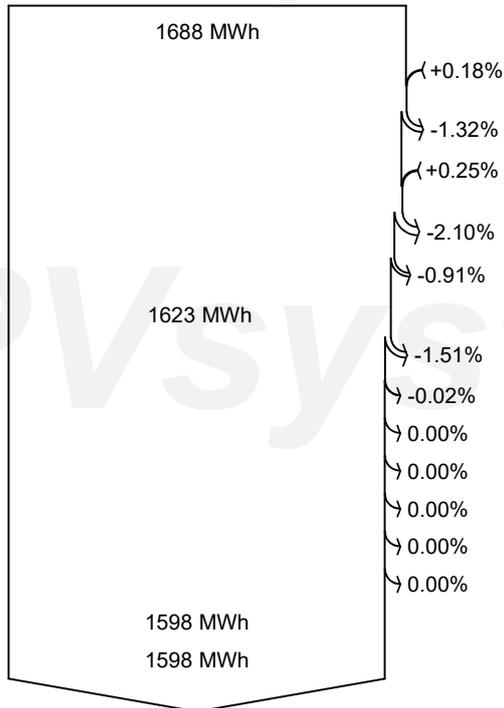
**PVsyst V7.2.3**

VC1, Simulation date:  
28/07/21 09:14  
with v7.2.3

**Loss diagram**



efficiency at STC = 21.56%



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

**Energy injected into grid**

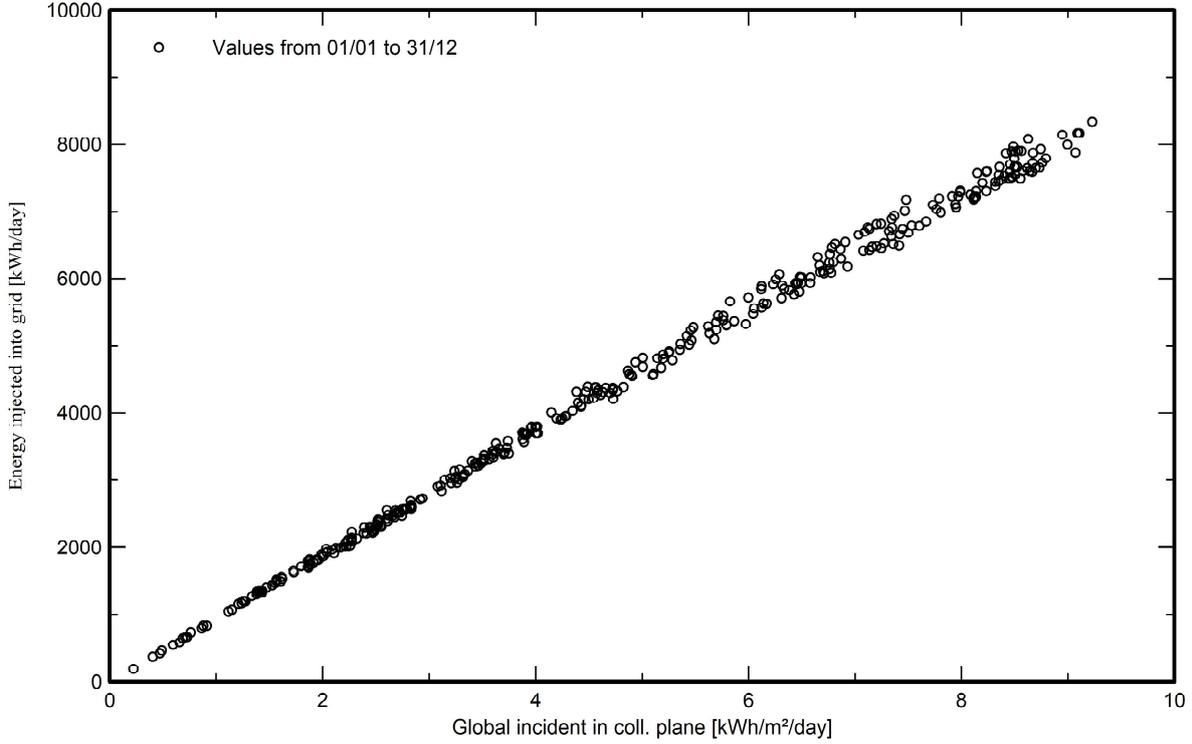


**PVsyst V7.2.3**

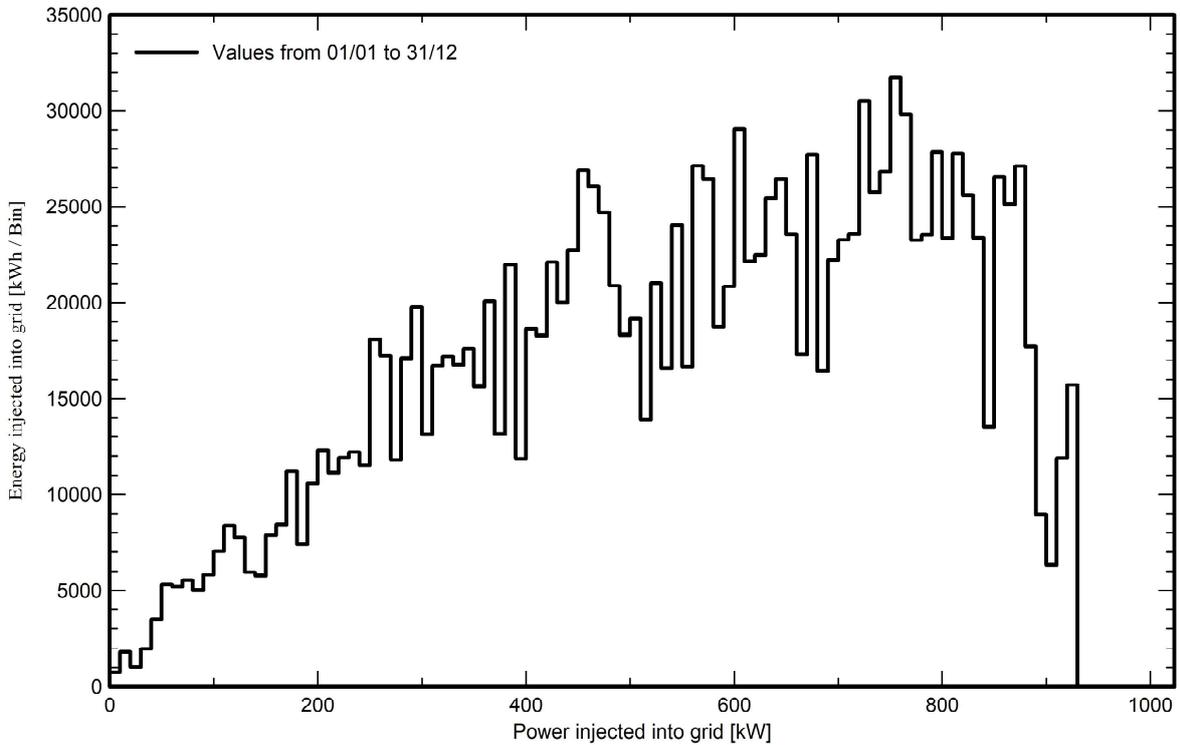
VC1, Simulation date:  
28/07/21 09:14  
with v7.2.3

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



## **5.4.2 PLANTA SOLAR EN SUELO**

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: TRABAJO DE FIN DE GRADO

Variant: PLANTA SOLAR EN SUELO

Unlimited sheds

System power: 1001 kWp

Buendía - España

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
28/07/21 09:09  
with v7.2.3

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Buendía España	<b>Situation</b> Latitude 40.37 °N Longitude -2.76 °W Altitude 742 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Buendía Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Sheds tilt 30 ° azimuth 0 °	<b>Near Shadings</b> Mutual shadings of sheds	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b> Nb. of modules 1820 units Pnom total 1001 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 5 units Pnom total 875 kWac Pnom ratio 1.144	

**Results summary**

Produced Energy 1712 MWh/year	Specific production 1710 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.84 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
P50 - P90 evaluation	7



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
28/07/21 09:09  
with v7.2.3

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds tilt	30 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Sheds azimuth	0 °	<b>Sizes</b>		Circumsolar	
		Sheds spacing		Perez	
		Collector width		Perez, Meteororm	
		Ground Cov. Ratio (GCR)		separate	
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	1820 units	Number of inverters	5 unit
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	875 kWac
Modules	70 Strings x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	185 kWac
Pmpp	915 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
U mpp	978 V		
I mpp	935 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1001 kWp	Total power	875 kWac
Total	1820 modules	Nb. of inverters	5 units
Module area	4652 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.14
Cell area	4219 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.				
		Uc (const)		Loss Fraction				
		Uv (wind)		17 mΩ				
		0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		1.5 % at STC				
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>				
Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction		Loss Fraction				
		2.0 % at MPP		0.1 %				
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
28/07/21 09:09  
with v7.2.3

**Main results**

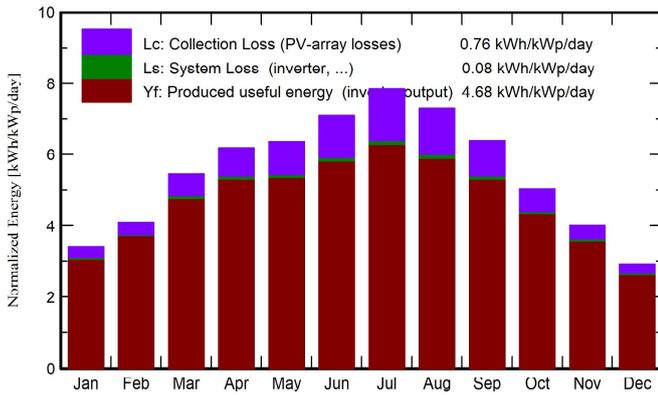
**System Production**

Produced Energy 1712 MWh/year

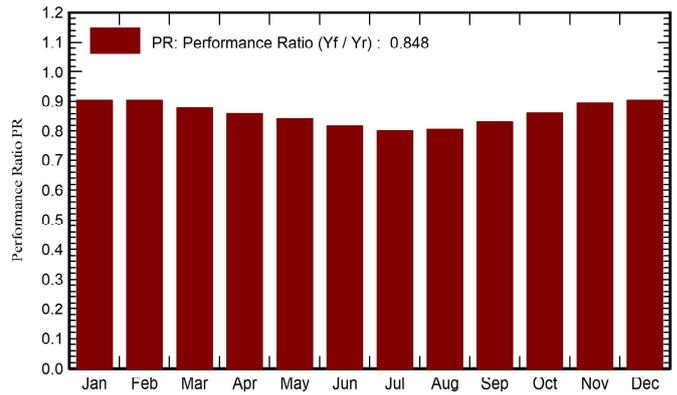
Specific production  
Performance Ratio PR

1710 kWh/kWp/year  
84.84 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>January</b>	63.9	26.47	5.02	105.7	100.5	97.1	95.6	0.904
<b>February</b>	81.2	35.77	6.62	115.2	110.6	105.9	104.3	0.904
<b>March</b>	133.1	49.44	10.35	169.2	162.0	151.0	148.6	0.877
<b>April</b>	168.1	59.33	12.37	185.6	176.7	162.3	159.7	0.860
<b>May</b>	200.0	66.22	17.37	197.3	187.3	169.2	166.3	0.842
<b>June</b>	226.5	65.34	23.61	213.5	203.0	177.9	174.8	0.818
<b>July</b>	252.0	48.61	26.39	243.4	232.2	198.7	195.1	0.801
<b>August</b>	214.0	52.24	25.71	226.5	216.3	186.3	183.0	0.807
<b>September</b>	159.3	44.04	20.59	192.2	183.8	162.5	159.7	0.830
<b>October</b>	111.3	34.00	15.07	156.5	150.5	137.3	135.0	0.862
<b>November</b>	74.7	27.44	8.56	119.8	114.9	109.1	107.4	0.895
<b>December</b>	54.1	25.51	5.34	90.7	85.6	83.3	82.0	0.904
<b>Year</b>	1738.1	534.41	14.80	2015.6	1923.4	1740.6	1711.6	0.848

**Legends**

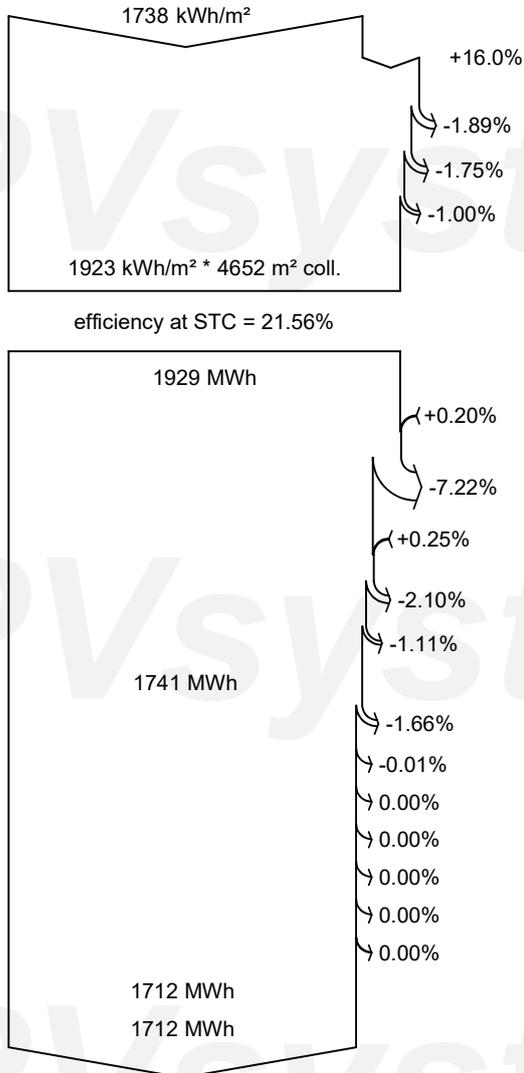
- |         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation                | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation               | E_Grid | Energy injected into grid                   |
| T_Amb   | Ambient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



**PVsyst V7.2.3**

VC0, Simulation date:  
28/07/21 09:09  
with v7.2.3

**Loss diagram**



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

**Energy injected into grid**

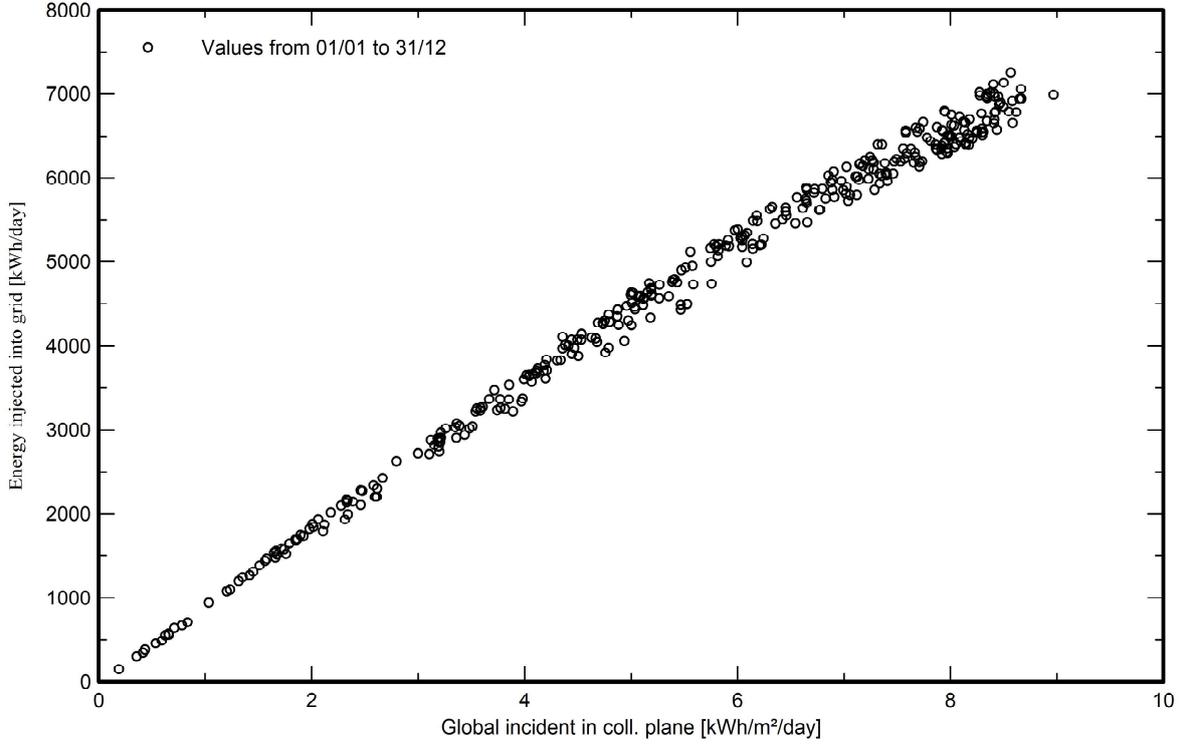


**PVsyst V7.2.3**

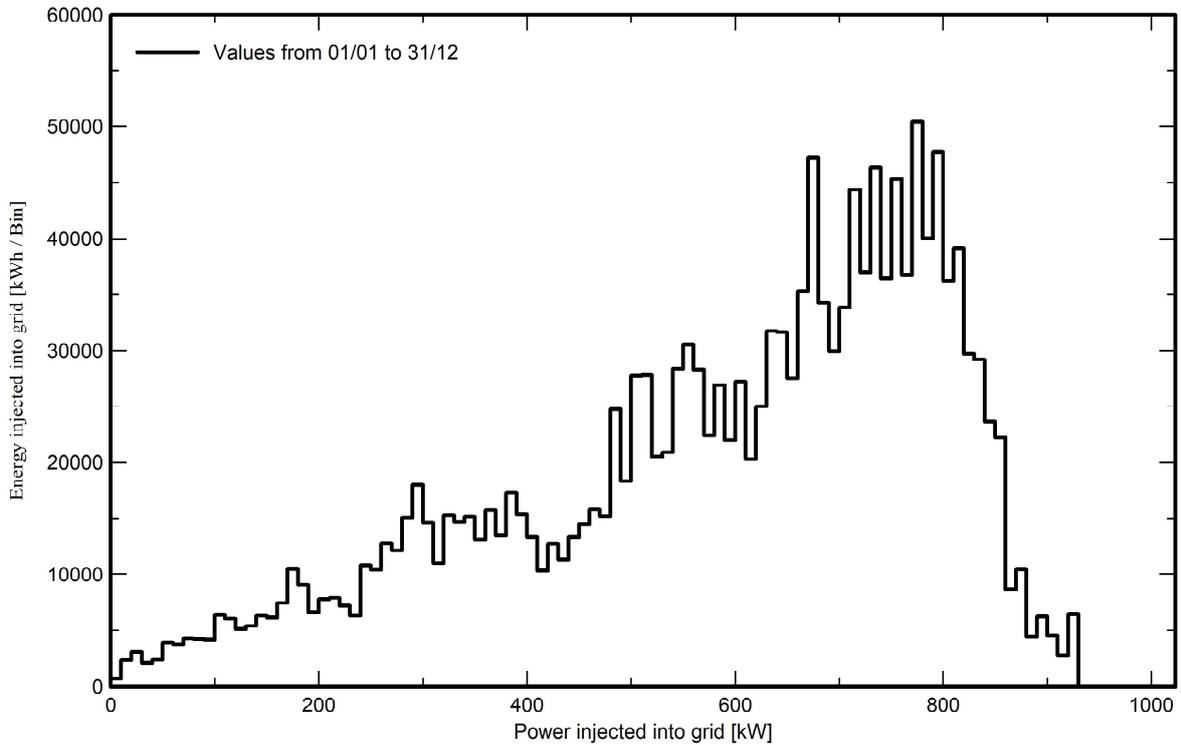
VC0, Simulation date:  
28/07/21 09:09  
with v7.2.3

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



## 5.5 COMENTARIOS

De la simulación obtenida acerca de las dos plantas solares, podemos extraer la diferencia tanto en la Producción de Energía y el Coeficiente de Rendimiento o *Performance Ratio* (PR).

El coeficiente de rendimiento es una magnitud relativa a la efectividad de una instalación fotovoltaica. Precisamente, el PR refleja la relación entre el rendimiento energético real y el rendimiento energético teóricamente posible. Es, por tanto, una forma de analizar una instalación independientemente de la ubicación, orientación e irradiación solar que incide sobre la misma.

En la planta solar en suelo, al disponer de un ángulo de inclinación de los paneles más adecuado a la ubicación de la planta, se obtiene una producción mayor, del orden de 1700 MWh/año. Sin embargo, el PR que alcanza es de un 85%, menor que el de la planta solar flotante.

Por otra parte, la planta solar flotante, instalada con el sistema flotante estudiado y una inclinación de módulos de 0°, se obtiene una producción menor, del orden de 1600 MWh/año. Por otra parte, el PR alcanzado es de un 92%, por lo tanto podemos decir que el rendimiento de la planta solar flotante es un 7% mayor a la planta en suelo.

## **ANEXO VI: ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN Y COSTES DE OPERACIÓN**

## **6.1 OBJETO**

Se procede a realizar una estimación de los costes totales de cada una de las instalaciones estudiadas. Para ello, se realiza un análisis de los costes unitarios de los componentes de cada sistema utilizado.

## **6.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE LA PLANTA SOLAR FLOTANTE**

### **6.2.1 COSTE DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FLOTANTE**

En el presente apartado se determinan los costes de fabricación de los distintos componentes a partir de las propiedades de los mismos derivadas del diseño y los materiales y procesos productivos adoptados para su fabricación.

Los costes descompuestos de los componentes incluyen el coste de la materia prima, los aditivos en su caso, el coste de la manufactura y un % de embalaje el mismo.

Los precios unitarios son precios de mercado consultados a proveedores de materias primas y aditivos y a empresas manufactureras de inyección, soplado y extrusión, actualizados a julio de 2021.

A continuación, en la siguiente tabla se detallan los costes descompuestos y totales de los componentes, a partir de los cuales se procederá a calcular el coste total la planta solar flotante objeto de análisis.

COMPONENTE	ARTÍCULO	UD	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Flotador Panel FV	HDPE	KG	11,68	1,25	14,60
	Soplado	UD	1,00	4,98	4,98
	Aditivo ( UV+antioxidante+color )	KG	0,47	0,04	0,02
	Embalaje (0,5% )	%	0,05		0,98
TOTAL FLOTADOR PANEL FV					20,58
COMPONENTE	ARTÍCULO	UD	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Unión	PA+30% fibra	KG	0,15	2,15	0,32
	Inyección	UD	1,00	0,32	0,32
	Embalaje (0,5% )	%	0,05		0,03
TOTAL UNIÓN					0,67
COMPONENTE	ARTÍCULO	UD	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Tuerca	PA+30% fibra	KG	0,01	2,15	0,03
	Inyección	UD	1,00	0,20	0,20
	Embalaje (0,5% )	%	0,05		0,01
TOTAL TUERCA					0,24
COMPONENTE	ARTÍCULO	UD	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Tornillo	PA+30% fibra	KG	0,14	2,15	0,30
	Inyección	UD	1,00	0,06	0,06
	Embalaje (0,5% )	%	0,05		0,02
TOTAL TORNILLO					0,38
COMPONENTE	ARTÍCULO	UD	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Grapa de fijación	Aluminio	KG	0,05	3,80	0,19
	Extrusión	UD	1,00	0,07	0,07
	Embalaje (0,5% )	%	0,05		0,01
TOTAL TORNILLO					0,27

Tabla 29. Costes Descompuestos de los Componentes del Sistema Flotante

## 6.2.2 COSTE DEL SISTEMA SOLAR FLOTANTE

En este apartado se determina el coste total del sistema solar flotante. Para determinar el coste de la instalación diseñada se ha procedido a realizar la medición de cada uno de los componentes detallados en el apartado anterior aplicando a dicha cantidad el precio unitario de los mismos.

A continuación, se detalla el estado de mediciones y presupuesto, resultando un total de 91.382,42 € para una potencia de 1,0001 MWp, equivalente a 0,09 €/Wp.

COMPONENTE	CANTIDAD	PRECIO ( €/UD )	IMPORTE ( € )
Flotador Panel FV	3.610	20,58	74.289,71
Unión	2.976	0,67	1.987,53
Tuerca	18.100	0,24	4.291,33
Tornillo	18.100	0,38	6.860,81
Grapa de fijación	14.480	0,27	3.953,04
<b>TOTAL</b>			<b>91382,42</b>
<b>RATIO ( €/WP )</b>			<b>0,09</b>

Tabla 30. Coste del Sistema Solar Flotante

### 6.2.3 COSTE DE LA PLANTA SOLAR FLOTANTE

Finalmente se determina el coste total de Planta Solar Flotante, para ello no se ha procedido a realizar presupuesto detallado al uso (estado de mediciones y presupuesto de un proyecto), sino que se ha procedido a calcular a base de ratios (€/Wp) de cada uno de los capítulos/partidas en las que se subdivide una instalación solar, en este caso flotante. En el capítulo de sistema solar flotante se ha adoptado el ratio calculado en el apartado anterior.

Los ratios de coste de los distintos capítulos son ratios de costes medios de mercado para el rango de potencia de la planta objeto de estudio.

En la siguiente tabla se muestra el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) y el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC), que incluye el PEM más los gastos generales (13%) y el Beneficio Industrial (5%), ascendiendo el PEC de la planta solar flotante a la cantidad de 714.386,08 €, equivalente a 0,714 €/Wp.

Capítulo	PLANTA SOLAR FLOTANTE	
	Ratio (€/Wp)	Importe(€)
Movimiento tierras	0,000	0,000
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,000	0,000
Vallados	0,000	0,000
Modulos Solares	0,230	230.230,000
Inversores	0,032	32.032,000
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,020	20.020,000
Estructura Flotante/Suelo	0,091	91.382,415
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000
Sistema alarma/seguridad	0,020	20.020,000
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)		
Linea de evacuación	0,018	18.500,000
Centro de transformación	0,035	35.035,000
Mano de Obra		
Estructura e instalación de módulos	0,030	30.030,000
Instalación eléctrica	0,015	15.015,000
Instalación Inversores	0,001	1.035,517
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000
PEM	<b>0,605</b>	<b>605.411,933</b>
Gasto Generales (13%)	<b>0,079</b>	<b>78.703,551</b>
Beneficio industrial (5%)	0,030	30.270,597
PEC	<b>0,714</b>	<b>714.386,080</b>

Tabla 31. Presupuestos de Ejecución por Contrata de la Planta Solar Flotante

### 6.3 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE LA PLANTA SOLAR EN SUELO

En este apartado, al igual que en el apartado 6.2, se determina el coste total de la planta solar en suelo. Para ello y del mismo modo, no se ha procedido a realizar presupuesto detallado al uso (estado de mediciones y presupuesto de un proyecto), sino que se ha procedido a calcular a base de ratios (€/Wp) de cada uno de los capítulos/partidas en las que se subdivide una instalación solar, en este caso en suelo.

Los ratios de coste de los distintos capítulos son ratios de costes medios de mercado para el rango de potencia de la planta objeto de estudio.

En la siguiente tabla se muestra el Presupuesto de Ejecución Material (PEM) y el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC), que incluye el PEM más los gastos generales (13%) y el Beneficio Industrial (5%), ascendiendo el PEC de la planta solar en suelo a la cantidad de 691.715,43 €, equivalente a 0.691 €/Wp.

Capítulo	PLANTA SOLAR EN SUELO	
	Ratio (€/Wp)	Importe (€)
Movimiento tierras	0,010	10.010,000
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,005	5.005,000
Vallados	0,005	5.005,000
Modulos Solares	0,230	230.230,000
Inversores	0,032	32.032,000
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,010	10.010,000
Estructura Flotante/Suelo	0,080	80.080,000
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000
Sistema alarma/seguridad	0,004	4.290,000
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)		
Línea de evacuación	0,001	1.295,000
Centro de transformación	0,035	35.035,000
Mano de Obra		
Estructura e instalación de módulos	0,040	40.040,000
Instalación eléctrica	0,020	20.020,000
Instalación Inversores	0,001	1.035,517
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000
PEM	<b>0,586</b>	<b>586.199,517</b>
Gasto Generales (13%)	<b>0,076</b>	<b>76.205,937</b>
Beneficio industrial (5%)	0,029	29.309,976
PEC	<b>0,691</b>	<b>691.715,430</b>

Tabla 32. Presupuestos de Ejecución por Contrata de la Planta Solar en Suelo

## 6.4 COMPARACIÓN DE LOS COSTES DE AMBAS PLANTAS

En la siguiente tabla se muestran conjuntamente los costes de las instalaciones solares flotante y en suelo. Como se puede observar la planta solar flotante optimiza las partidas de movimiento de tierras al no existir en este tipo de plantas y el coste de montaje de la estructura, y la instalación eléctrica (mano de obra), ya que los rendimientos de montaje son más elevados en los sistemas flotantes que en las instalaciones convencionales en suelo.

Capítulo	PLANTA SOLAR FLOTANTE		PLANTA SOLAR EN SUELO		DIFERENCIAS
	Ratio (€/Wp)	Importe(€)	Ratio (€/Wp)	Importe (€)	
Movimiento tierras	0,000	0,000	0,010	10.010,000	-100%
Canalizaciones ( CT, Seguridad, monitorización )	0,000	0,000	0,005	5.005,000	-100%
Vallados	0,000	0,000	0,005	5.005,000	-100%
Modulos Solares	0,230	230.230,000	0,230	230.230,000	0%
Inversores	0,032	32.032,000	0,032	32.032,000	0%
Sistema de Anclajes y Amarres/Hincada	0,020	20.020,000	0,010	10.010,000	100%
Estructura Flotante/Suelo	0,091	91.382,415	0,080	80.080,000	14%
Cableado CC / CA ( corriente continua / corriente alterna )	0,100	100.100,000	0,100	100.100,000	0%
Monitorización/Estación meteorológica	0,002	2.002,000	0,002	2.002,000	0%
Sistema alarma/seguridad	0,020	20.020,000	0,004	4.290,000	367%
C.T./evacuación LMT (Centros de transformación y evacuación)					
Linea de evacuación	0,018	18.500,000	0,001	1.295,000	1329%
Centro de transformación	0,035	35.035,000	0,035	35.035,000	0%
Mano de Obra					
Estructura e instalación de módulos	0,030	30.030,000	0,040	40.040,000	-25%
Instalación eléctrica	0,015	15.015,000	0,020	20.020,000	-25%
Instalación Inversores	0,001	1.035,517	0,001	1.035,517	0%
Redacción de proyectos, legalización y dirección de obra	0,010	10.010,000	0,010	10.010,000	0%
PEM	<b>0,605</b>	<b>605.411,933</b>	<b>0,586</b>	<b>586.199,517</b>	<b>3%</b>
Gasto Generales (13%)	<b>0,079</b>	<b>78.703,551</b>	<b>0,076</b>	<b>76.205,937</b>	<b>3%</b>
Beneficio industrial (5%)	0,030	30.270,597	0,029	29.309,976	3%
PEC	<b>0,714</b>	<b>714.386,080</b>	<b>0,691</b>	<b>691.715,430</b>	<b>3%</b>

Tabla 33. Comparación de los Costes de las Instalaciones Fotovoltaicas

A la vista de estas estimaciones a precios de mercado se puede concluir que el precio de ambos sistemas es muy similar para este rango de potencias, siendo ligeramente superior la solar flotante, del orden el 3%.

## 6.5 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento estimados a partir de los costes de mercado son de 6000 €/MW para las instalaciones flotantes y de 11.000 €/MW para las instalaciones en suelo.

Como se observa, los costes de operación y mantenimiento son sustancialmente más bajos en flotante que en suelo. Esto se deriva de:

- Menos tareas de la limpieza de módulos por la disminución del polvo en suspensión
- Inexistencia de operaciones de eliminación de malas hierbas y mantenimiento del suelo

## **ANEXO VII: ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO**

## 7.1 OBJETO

En el presente Anexo se procede a realizar el análisis económico-financiero comparativo entre la planta solar flotante y la planta solar en suelo.

Para ello se realizará un análisis de rentabilidad de la inversión atendiendo a criterios de plazo de recuperación (*Payback*), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

## 7.2 MODELO DE NEGOCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A la hora de evaluar la rentabilidad de una instalación destinada a la generación eléctrica se ha de tener en consideración el modelo de negocio adoptado. Actualmente nos encontramos, de forma simplificada, los siguientes modelos de negocio o modalidades de explotación de las plantas solares:

- Venta a red a mercado libre.
- Autoconsumo con venta de excedentes a red.
- Autoconsumo sin venta de excedentes.
- Instalaciones aisladas de red (aisladas para autoabastecimiento o bombeo solar directo)

En el caso que nos ocupa, se adopta a los efectos de evaluación de la rentabilidad el modelo de negocio o modalidad de explotación la venta a red a mercado libre.

Esta modalidad supone que los ingresos de la explotación de las plantas vendrán derivados de la venta de energía al precio de mercado, siendo el actual precio medio de 52 €/MWh en 2021, con un impuesto sobre la electricidad del 7% que minoran dichos ingresos.

Así mismo se ha supuesto un incremento anual del precio de la energía (de compra de la energía) del 2% anual.

### **7.3 PRODUCCIÓN SOLAR**

La energía producida por cada una de las plantas ha sido calculada en el Anejo V. Esa energía generada anualmente se verá disminuida por la tasa de degradación de los módulos (se va a adoptar un 0,75%/año).

Como se detalla en el anejo mencionado anteriormente la producción anual de la planta solar flotante asciende aproximadamente a 1600 kWh/kWp·año con un PR del 92%, siendo la producción anual en suelo de aproximadamente 1700 kWh/kWp·año con un PR del 85%.

### **7.4 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Como se detalla en el Anejo VI, los costes de Operación y Mantenimiento son de 6000 €/MW para las instalaciones flotantes y de 11.000 €/MW para las instalaciones en suelo.

### **7.5 ALQUILER DEL TERRENO O SUPERFICIE DE AGUA**

En los costes de operación de las instalaciones, tanto en suelo como en flotante, además de los costes de operación y mantenimiento propiamente dichos, hay que tener en consideración el coste de alquiler del espacio utilizado. Se ha considerado un coste de mercado de 2.200 €/Ha.

Sin embargo, hay que destacar que el área necesaria en suelo es del orden de 2 veces superior al espacio necesario en flotante. En el caso que nos ocupa, la planta de suelo requiere el uso de una parcela de 2,2 Ha y la flotante solo requiere 0,75 Ha de lámina de agua.

Por tanto, los costes de alquiler de espacio requeridos son dos veces inferior en la flotante.

## 7.6 RESUMEN DE PARÁMETROS CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En la siguiente tabla se exponen los valores adoptados para los parámetros considerados en el análisis de rentabilidad.

PARÁMETROS	PLANTA SOLAR FLOTANTE	PLANTA SOLAR EN SUELO	UNIDAD
Potencia planta	1	1	MW
Potencia módulo solar	550	550	Wp
Número de paneles	1.820	1.820	Unidades
Superficie ocupada	7.517	22.001	m <sup>2</sup>
Radiación horizontal	1.738	1.738	kWh/kWp año
Inclinación	0	30	°
Radiación sobre el plano de los módulos	1.683	1.923	kWh/kWp año
PR (Performance Ratio) solar en tierra a 5 grados	92	85	%
Producción solar	1.598	1.710	kWh/kWp año
Producción anual	1.599.598	1.711.710	kWh/kWp año
Ingresos y evolución producción			
Precio de venta	52	52	€/MWh
Tasa de crecimiento precio venta energía	2,00%	2,00%	
Degradación del módulo	0,75%	0,75%	
Inflación	2,00%	2,00%	
Tasa de descuento	2,00%	2,00%	
Impuesto electricidad	7,00%	7,00%	
Costes Mantenimiento, alquileres			
Mantenimiento planta	6.000,00	11.000,00	€/MW
Mantenimiento total	6.006,00	11.011,00	€
Coste Alquiler terreno	2.200,00	2.200,00	€/Ha
Alquiler Total Balsa	1.653,65	4.840,22	€

Tabla 34. Parámetros Considerados en el Análisis de Rentabilidad

## 7.7 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA PLANTA SOLAR FLOTANTE

Se procede a partir de los datos y parámetros anteriormente expuestos a calcular los flujos anuales (diferencia entre ingresos y gastos) y a realizar el cálculo de la Tasa Interna de Rentabilidad a 30 años, el Valor Anual Neto a 30 años y el Payback o periodo de retorno de la inversión. En la tabla 35 se muestra dicho cálculo, obteniéndose un TIR a 30 años del 9%, un VAN de 808.089,28 € y un plazo de recuperación de la inversión de 10 años.

Año	Producción	Ingresos	Gastos Extraordinarios	Gastos Mantenimiento	Alquiler	Impuesto sobre la Electricidad	Total Gastos	Flujo Aual	Flujo Acumulado
Año 0		-	714.386,08					- 714.386,08	- 714.386,08
Año 1	1.599.598,00	83.179,10	-	6.006,00	1.653,65	5.822,54	13.482,19	69.696,91	- 644.689,17
Año 2	1.599.478,03	84.836,31	-	6.126,12	1.686,73	5.938,54	13.751,39	71.084,93	- 573.604,25
Año 3	1.599.358,07	84.829,95	-	6.248,64	1.720,46	5.938,10	13.907,20	70.922,75	- 502.681,49
Año 4	1.599.238,12	84.823,59	-	6.373,62	1.754,87	5.937,65	14.066,14	70.757,45	- 431.924,04
Año 5	1.599.118,17	84.817,23	-	6.501,09	1.789,97	5.937,21	14.228,26	70.588,97	- 361.335,07
Año 6	1.598.998,24	84.810,87	-	6.631,11	1.825,77	5.936,76	14.393,64	70.417,23	- 290.917,84
Año 7	1.598.878,32	84.804,51	-	6.763,73	1.862,28	5.936,32	14.562,33	70.242,18	- 220.675,66
Año 8	1.598.758,40	84.798,15	-	6.899,01	1.899,53	5.935,87	14.734,40	70.063,74	- 150.611,92
Año 9	1.598.638,49	84.791,79	-	7.036,99	1.937,52	5.935,42	14.909,93	69.881,86	- 80.730,06
Año 10	1.598.518,60	84.785,43	-	7.177,73	1.976,27	5.934,98	15.088,97	69.696,45	- 11.033,61
Año 11	1.598.398,71	84.779,07	-	7.321,28	2.015,79	5.934,53	15.271,61	69.507,46	58.473,85
Año 12	1.598.278,83	84.772,71	-	7.467,71	2.056,11	5.934,09	15.457,90	69.314,80	127.788,66
Año 13	1.598.158,96	84.766,35	-	7.617,06	2.097,23	5.933,64	15.647,94	69.118,42	196.907,07
Año 14	1.598.039,09	84.759,99	-	7.769,40	2.139,18	5.933,20	15.841,78	68.918,22	265.825,29
Año 15	1.597.919,24	84.753,64	-	7.924,79	2.181,96	5.932,75	16.039,50	68.714,13	334.539,43
Año 16	1.597.799,40	84.747,28	-	8.083,29	2.225,60	5.932,31	16.241,19	68.506,09	403.045,51
Año 17	1.597.679,56	84.740,92	-	8.244,95	2.270,11	5.931,86	16.446,93	68.294,00	471.339,51
Año 18	1.597.559,74	84.734,57	-	8.409,85	2.315,51	5.931,42	16.656,78	68.077,79	539.417,30
Año 19	1.597.439,92	84.728,21	-	8.578,05	2.361,82	5.930,97	16.870,84	67.857,37	607.274,67
Año 20	1.597.320,11	84.721,86	-	8.749,61	2.409,06	5.930,53	17.089,20	67.632,66	674.907,33
Año 21	1.597.200,31	84.715,50	-	8.924,60	2.457,24	5.930,09	17.311,93	67.403,58	742.310,91
Año 22	1.597.080,52	84.709,15	-	9.103,09	2.506,38	5.929,64	17.539,12	67.170,03	809.480,94
Año 23	1.596.960,74	84.702,80	-	9.285,15	2.556,51	5.929,20	17.770,86	66.931,94	876.412,88
Año 24	1.596.840,97	84.696,44	-	9.470,86	2.607,64	5.928,75	18.007,25	66.689,19	943.102,07
Año 25	1.596.721,21	84.690,09	-	9.660,27	2.659,80	5.928,31	18.248,38	66.441,72	1.009.543,79
Año 26	1.596.601,45	84.683,74	-	9.853,48	2.712,99	5.927,86	18.494,33	66.189,41	1.075.733,20
Año 27	1.596.481,71	84.677,39	-	10.050,55	2.767,25	5.927,42	18.745,22	65.932,17	1.141.665,37
Año 28	1.596.361,97	84.671,04	-	10.251,56	2.822,60	5.926,97	19.001,13	65.669,91	1.207.335,28
Año 29	1.596.242,24	84.664,69	-	10.456,59	2.879,05	5.926,53	19.262,17	65.402,52	1.272.737,80
Año 30	1.596.122,52	84.658,34	-	10.665,72	2.936,63	5.926,08	19.528,44	65.129,90	1.337.867,70

Tabla 35. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar Flotante

## 7.8 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA PLANTA SOLAR EN SUELO

Se procede a partir de los datos y parámetros anteriormente expuestos a calcular los flujos anuales (diferencia entre ingresos y gastos) y a realizar el cálculo de la Tasa Interna de Rentabilidad a 30 años, el Valor Anual Neto a 30 años y el Payback o periodo de retorno de la inversión. En la tabla 36 se muestra dicho cálculo, obteniéndose un TIR a 30 años del 8,63%, un VAN de 715.285,85 € y un plazo de recuperación de la inversión también de 10 años.

Año	Producción	Ingresos	Gastos Extraordinarios	Gastos Mantenimiento	Alquiler	Impuesto sobre la Electricidad	Total Gastos	Flujo Aual	Flujo Acumulado
Año 0		-	691.715,43	-	-	-	-	- 691.715,43	- 691.715,43
Año 1	1.711.710,00	89.008,92	-	11.011,00	4.840,22	6.230,62	22.081,84	66.927,08	- 624.788,35
Año 2	1.711.581,62	90.782,29	-	11.231,22	4.937,02	6.354,76	22.523,00	68.259,28	- 556.529,07
Año 3	1.711.453,25	90.775,48	-	11.455,84	5.035,76	6.354,28	22.845,89	67.929,59	- 488.599,48
Año 4	1.711.324,89	90.768,67	-	11.684,96	5.136,48	6.353,81	23.175,25	67.593,42	- 421.006,06
Año 5	1.711.196,54	90.761,86	-	11.918,66	5.239,21	6.353,33	23.511,20	67.250,66	- 353.755,39
Año 6	1.711.068,21	90.755,06	-	12.157,03	5.343,99	6.352,85	23.853,88	66.901,18	- 286.854,22
Año 7	1.710.939,87	90.748,25	-	12.400,17	5.450,87	6.352,38	24.203,43	66.544,83	- 220.309,39
Año 8	1.710.811,55	90.741,44	-	12.648,18	5.559,89	6.351,90	24.559,97	66.181,47	- 154.127,92
Año 9	1.710.683,24	90.734,64	-	12.901,14	5.671,09	6.351,42	24.923,66	65.810,98	- 88.316,94
Año 10	1.710.554,94	90.727,83	-	13.159,16	5.784,51	6.350,95	25.294,62	65.433,21	- 22.883,72
Año 11	1.710.426,65	90.721,03	-	13.422,35	5.900,20	6.350,47	25.673,02	65.048,01	42.164,28
Año 12	1.710.298,37	90.714,23	-	13.690,79	6.018,21	6.350,00	26.059,00	64.655,23	106.819,51
Año 13	1.710.170,10	90.707,42	-	13.964,61	6.138,57	6.349,52	26.452,70	64.254,72	171.074,24
Año 14	1.710.041,83	90.700,62	-	14.243,90	6.261,34	6.349,04	26.854,29	63.846,33	234.920,57
Año 15	1.709.913,58	90.693,82	-	14.528,78	6.386,57	6.348,57	27.263,92	63.429,90	298.350,47
Año 16	1.709.785,34	90.687,01	-	14.819,36	6.514,30	6.348,09	27.681,75	63.005,27	361.355,74
Año 17	1.709.657,10	90.680,21	-	15.115,74	6.644,58	6.347,61	28.107,94	62.572,27	423.928,01
Año 18	1.709.528,88	90.673,41	-	15.418,06	6.777,48	6.347,14	28.542,67	62.130,74	486.058,75
Año 19	1.709.400,66	90.666,61	-	15.726,42	6.913,03	6.346,66	28.986,11	61.680,50	547.739,25
Año 20	1.709.272,46	90.659,81	-	16.040,95	7.051,29	6.346,19	29.438,42	61.221,39	608.960,64
Año 21	1.709.144,26	90.653,01	-	16.361,77	7.192,31	6.345,71	29.899,79	60.753,22	669.713,86
Año 22	1.709.016,08	90.646,21	-	16.689,00	7.336,16	6.345,23	30.370,40	60.275,82	729.989,68
Año 23	1.708.887,90	90.639,41	-	17.022,78	7.482,88	6.344,76	30.850,42	59.788,99	789.778,67
Año 24	1.708.759,73	90.632,62	-	17.363,24	7.632,54	6.344,28	31.340,06	59.292,56	849.071,23
Año 25	1.708.631,58	90.625,82	-	17.710,50	7.785,19	6.343,81	31.839,50	58.786,32	907.857,54
Año 26	1.708.503,43	90.619,02	-	18.064,71	7.940,89	6.343,33	32.348,94	58.270,08	966.127,63
Año 27	1.708.375,29	90.612,23	-	18.426,01	8.099,71	6.342,86	32.868,57	57.743,65	1.023.871,28
Año 28	1.708.247,16	90.605,43	-	18.794,53	8.261,71	6.342,38	33.398,61	57.206,82	1.081.078,10
Año 29	1.708.119,05	90.598,63	-	19.170,42	8.426,94	6.341,90	33.939,26	56.659,37	1.137.737,47
Año 30	1.707.990,94	90.591,84	-	19.553,83	8.595,48	6.341,43	34.490,73	56.101,11	1.193.838,57

Tabla 36. Flujos Anuales y Acumulados de la Instalación Solar en Suelo

## 7.9 ANÁLISIS COMPARATIVO DE AMBAS PLANTAS

En la siguiente tabla se muestran comparativamente los distintos parámetros analizados en el presente estudio de rentabilidad.

Como se puede observar la planta solar flotante tiene una producción anual ligeramente inferior a la de suelo siendo no obstante el PR superior a la de suelo. Esto es debido al efecto de refrigeración del agua sobre los módulos FV.

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, tal y como se ha detallado anteriormente, los costes de las flotante son sustancialmente inferiores así como el alquiler del terreno de la lámina de agua, debido a la menor necesidad de espacio.

La inversión inicial es ligeramente superior en la flotante, alrededor del 3% y los ingresos anuales un 7% inferiores.

Finalmente se observa, que la TIR y el VAN son ligeramente superiores en flotante, concretamente un 4% más de TIR y un 13% mayor el VAN, siendo el periodo de retorno de 10 años en ambos casos.

La obtención de un TIR y un VAN superiores en flotante aun produciendo un 7% menos que en suelo y con una inversión 3% superior, es debido a los menores costes de operación, mantenimiento y alquiler, que tienen una importante repercusión a largo plazo.

Se puede concluir que los sistemas solares flotantes y en concreto el sistema desarrollado son técnica y económicamente viables, mejorando la rentabilidad de las plantas convencionales en suelo, debido al efecto de refrigeración del agua y los menores costes de operación, mantenimiento y alquiler de terrenos, todo ello con una menor superficie utilizada (sin el uso de suelo) y contribuyendo a la reducción de la evaporación.

He de añadir que en el caso del uso de la flotante en balsas de riego o de abastecimiento, la rentabilidad de las plantas solares flotante se mejora aún más, ya que se considera el ahorro del agua no evaporada.

PARAMETRO	PLANTA SOLAR FLOTANTE	PLANTA SOLAR EN SUELO	DIFERENCIA	UNIDAD
Potencia planta	1	1		MW
Inclinación	0	30		º
PR (Performance Ratio)	91,90	84,84	7,06	%
Producción solar	1.598,00	1.710,00	-112,00	Kwh/kwp año
Producción anual	1.599.598,00	1.711.710,00	-112.112,00	Kwh/año
Mantenimiento total	6.006,00	11.011,00	-5.005,00	€
Aquiler terreno	1.653,65	4.840,22	-3.186,57	€
Espacio requerido por la planta	0,75	2,20	-1,45	Ha
Inversión inicial	714.386,08	691.715,43	22.670,65	€
Ingresos Anuales (Año 1)	83.179	89.009	-5.830	€/año
TIR	9,00%	8,63%	0,37%	%
VAN	808.089,28	715.315,94	92.773,35	€
PayBack / Plazo recuperación inversion	10,00	10,00		años

*Tabla 37. Análisis Comparativo de los Parámetros de Inversión de las Instalaciones Fotovoltaicas*

# PLANOS



Proyecto:  
**Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante**

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**SITUACIÓN**



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**

**ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 s/e

Plano nº:  
**0.1**



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**EMPLAZAMIENTO**



<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº:
	Escala: s/e	<b>0.2</b>



Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**PLANTA GENERAL**

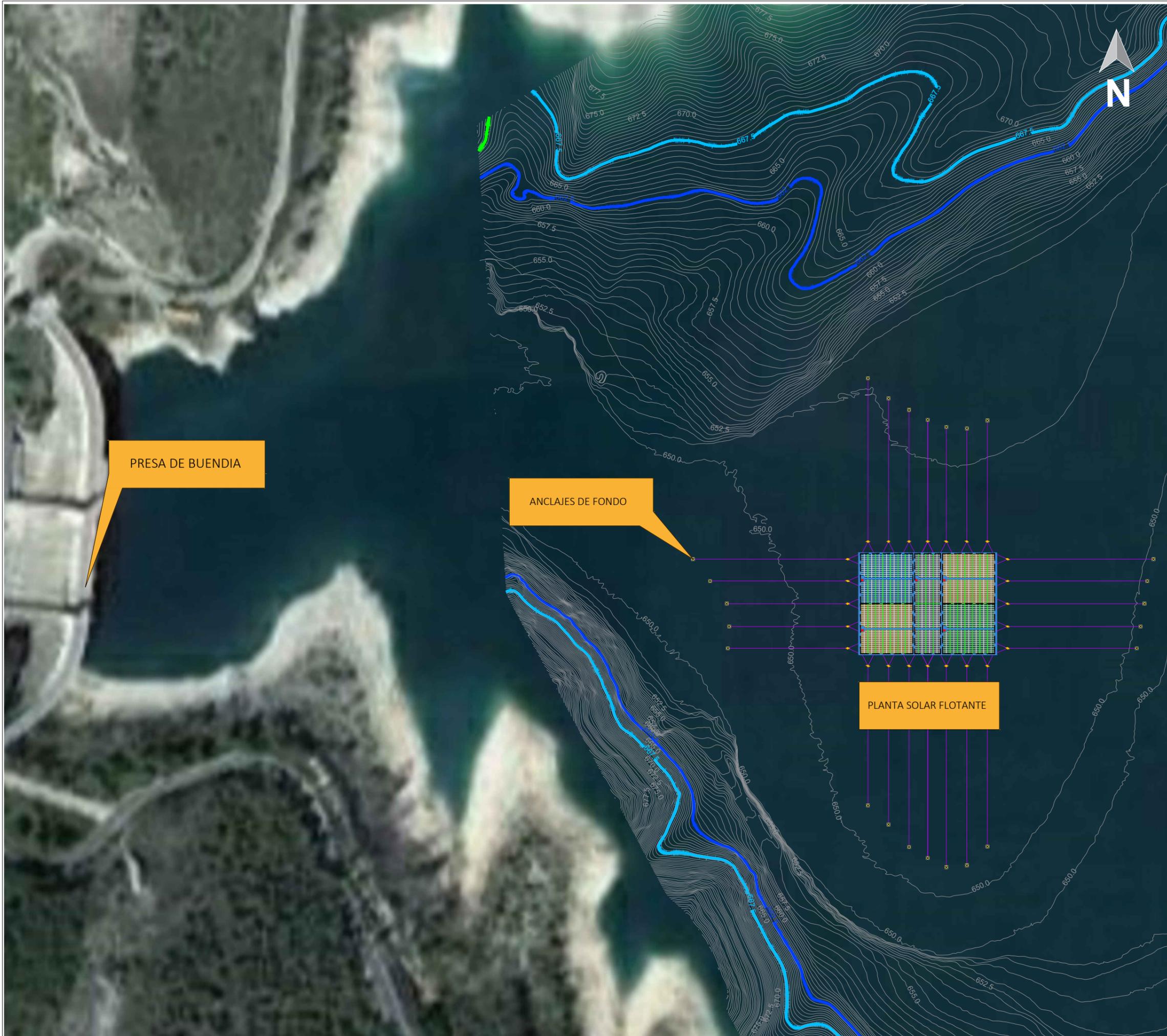


**UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA**

**ESCOLA  
POLITÈCNICA  
SUPERIOR  
D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
1/20000

Plano nº:  
**1.0**  
Hoja 1 de 3



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	UNIDAD FLOTANTE
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AMARRES
	ANCLAJES A FONDO
	INVERSORES

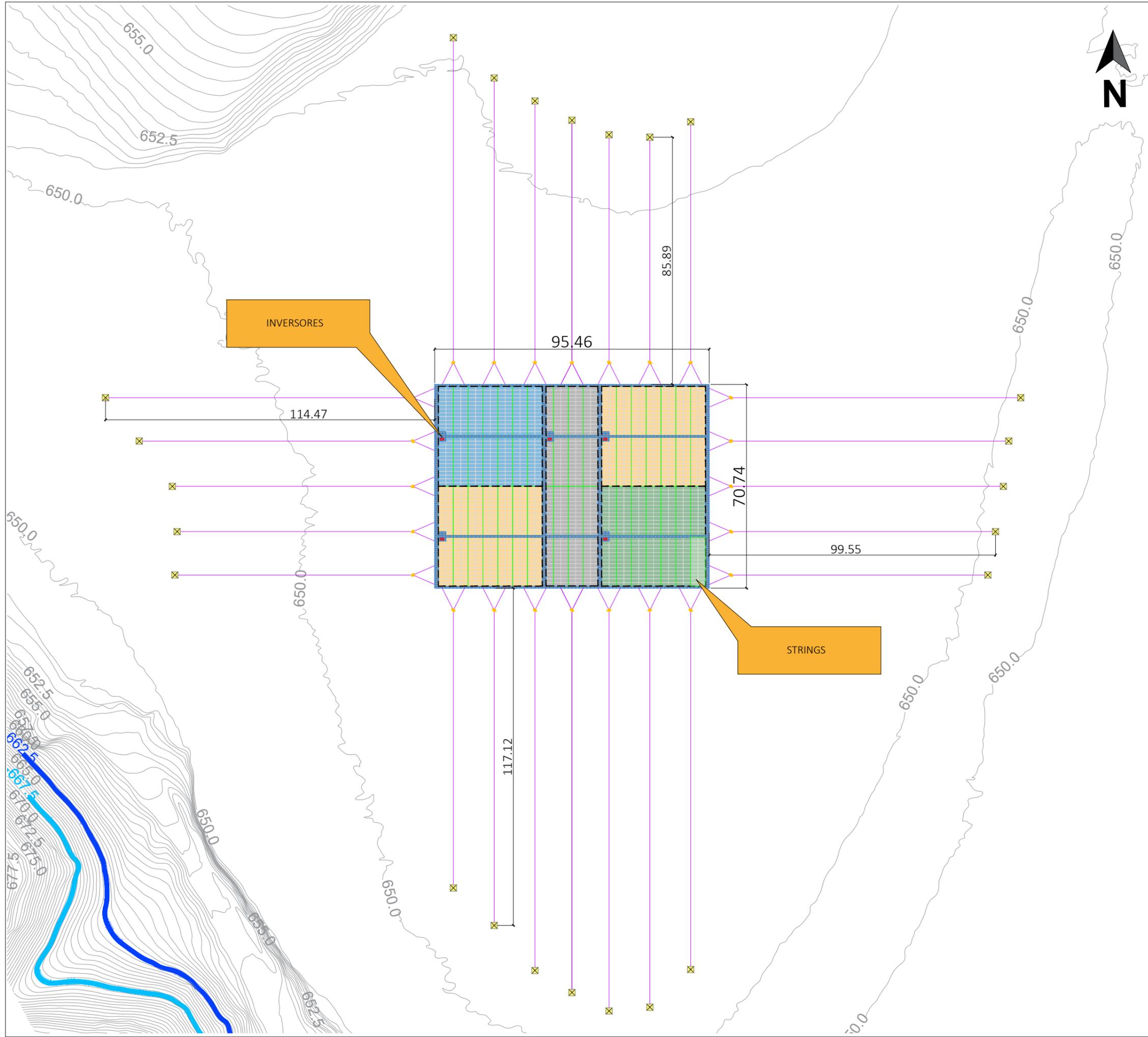
Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**PLANTA GENERAL**



<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha:	Plano nº:
	30/07/21	1.0
	Escala:	Hoja 2 de 3
	1/2500	



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	UNIDAD FLOTANTE
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AMARRES
	ANCLAJES A FONDO
	INVERSORES

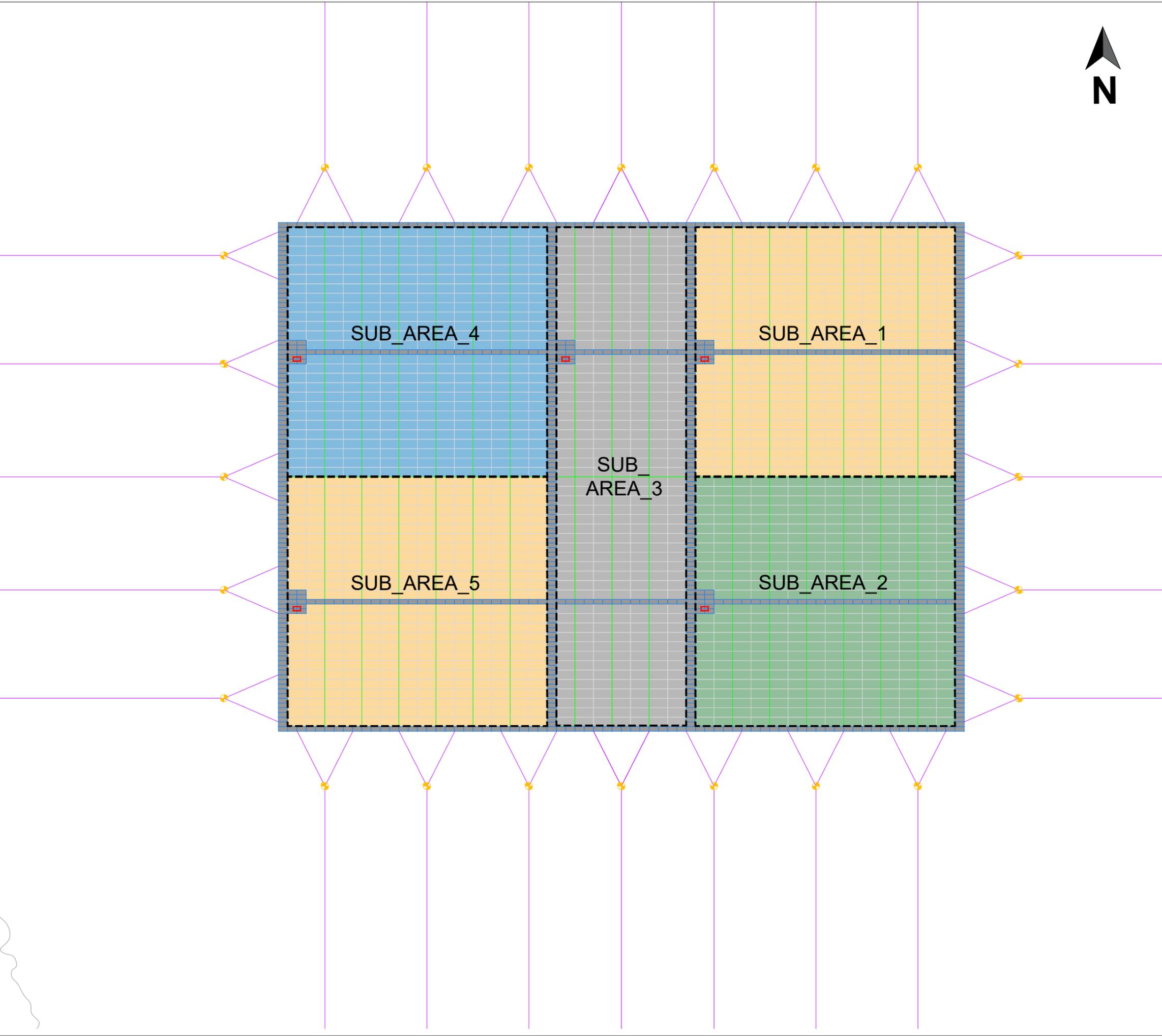
Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**PLANTA GENERAL**



<b>ESCOLA          POLITÈCNICA          SUPERIOR          D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº:
	Escala: 1/1250	<b>1.0</b> Hoja 3 de 3



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	UNIDAD FLOTANTE
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AMARRES
	ANCLAJES A FONDO
	INVERSORES

\* El montaje de subzonas se hará según el orden numérico.

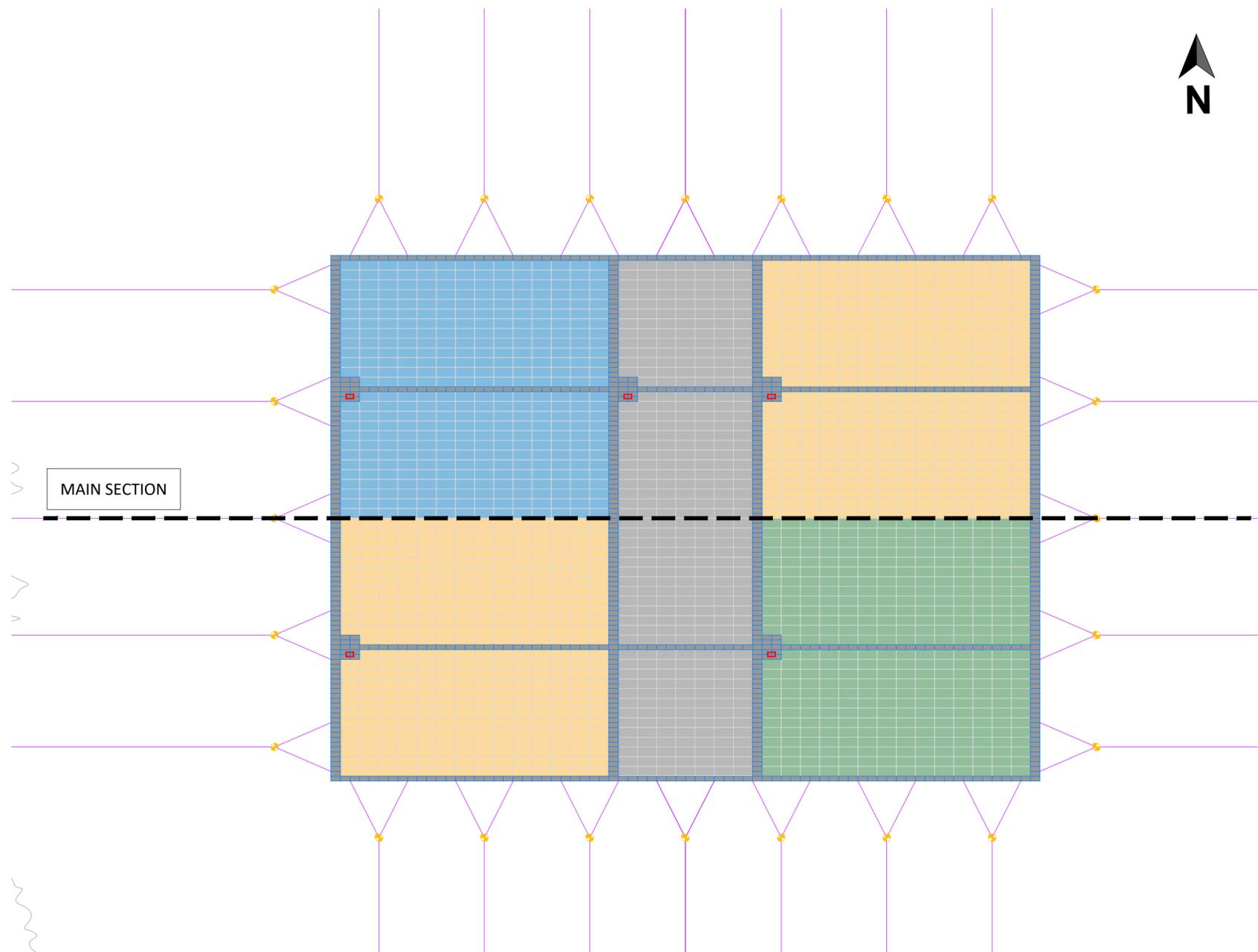
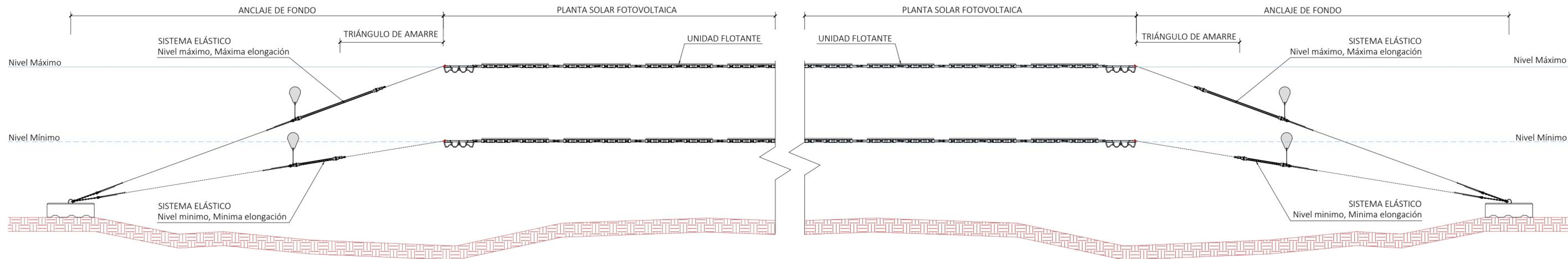
Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
SUBZONAS DE MONTAJE



<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha:	Plano nº:
	30/07/21	<b>1.1</b>
	Escala:	
1/500		



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
 SECCIÓN TIPO NIVELES DE AGUA



**UNIVERSITAT  
 POLITÈCNICA  
 DE VALÈNCIA**

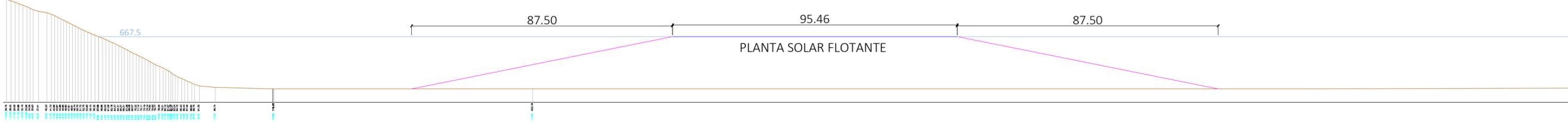
**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21

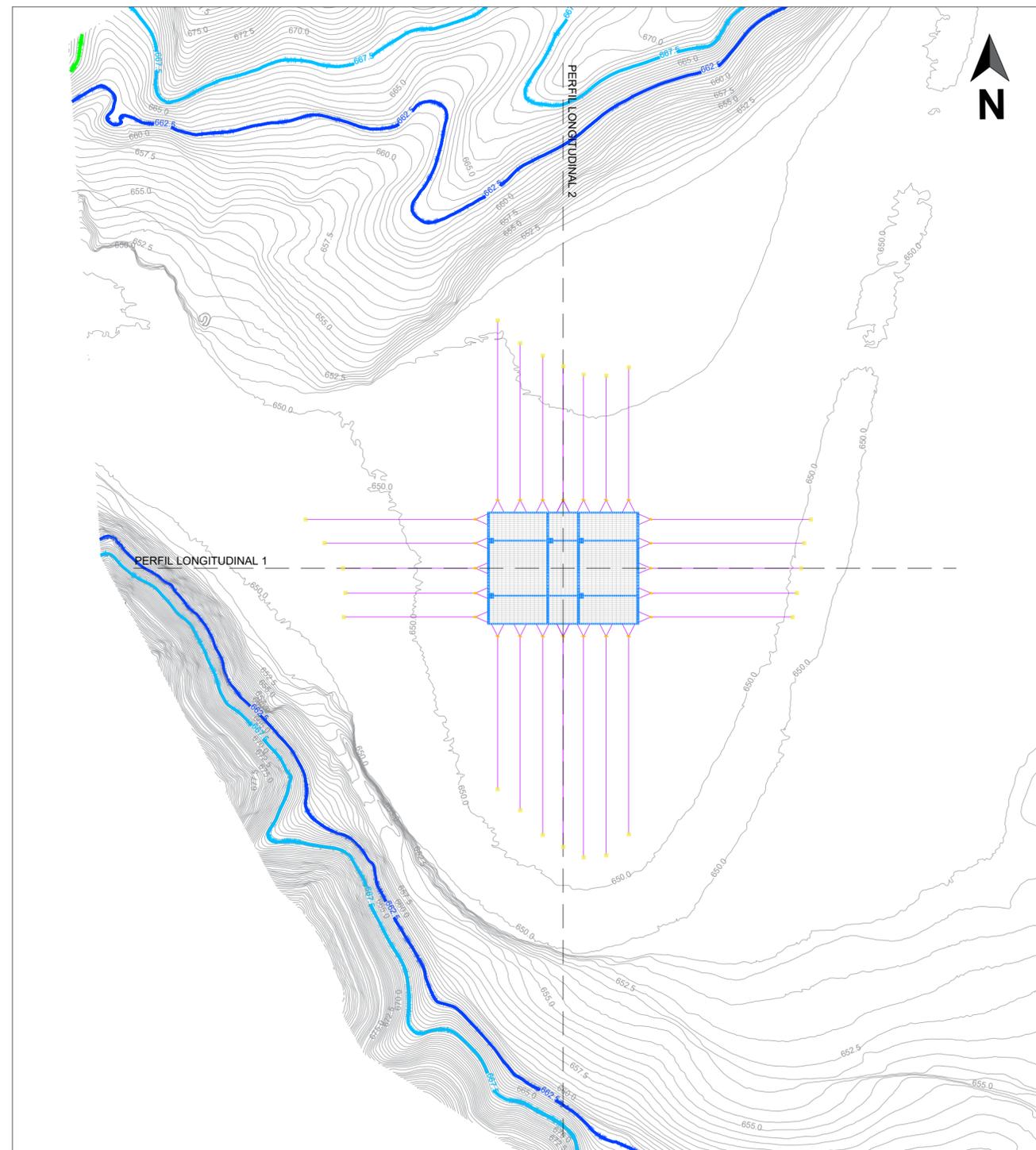
Escala:  
 s/e

Plano nº:  
**1.2**

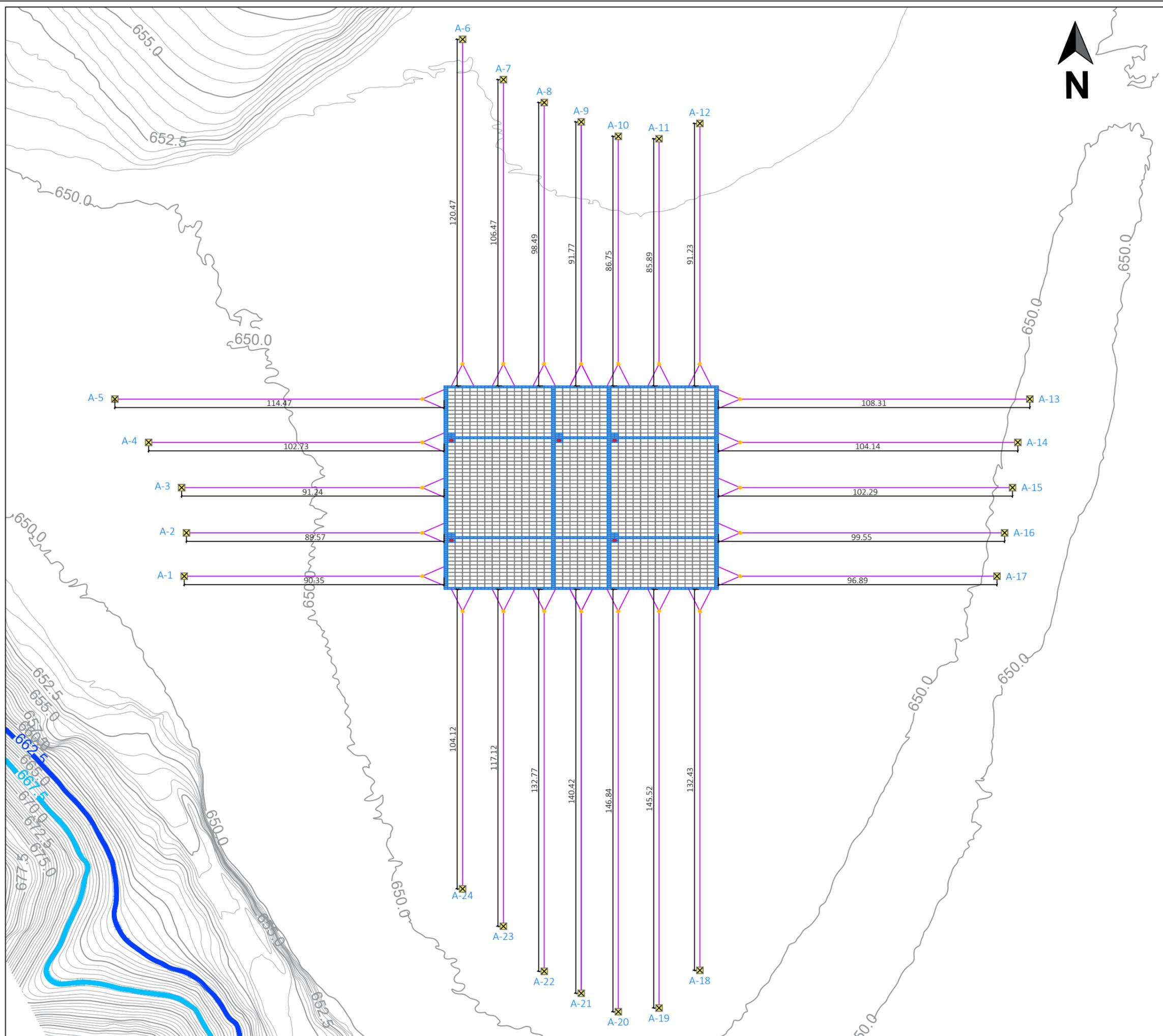
PERFIL LONGITUDINAL 1



PERFIL LONGITUDINAL 2



Proyecto: Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante		
Autor: <b>VICENTE FERRERO SILVESTRE</b>		
Plano: PERFILES TOPOGRÁFICOS		
 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>		
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº:
	Escala: s/e	<b>1.3</b>



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

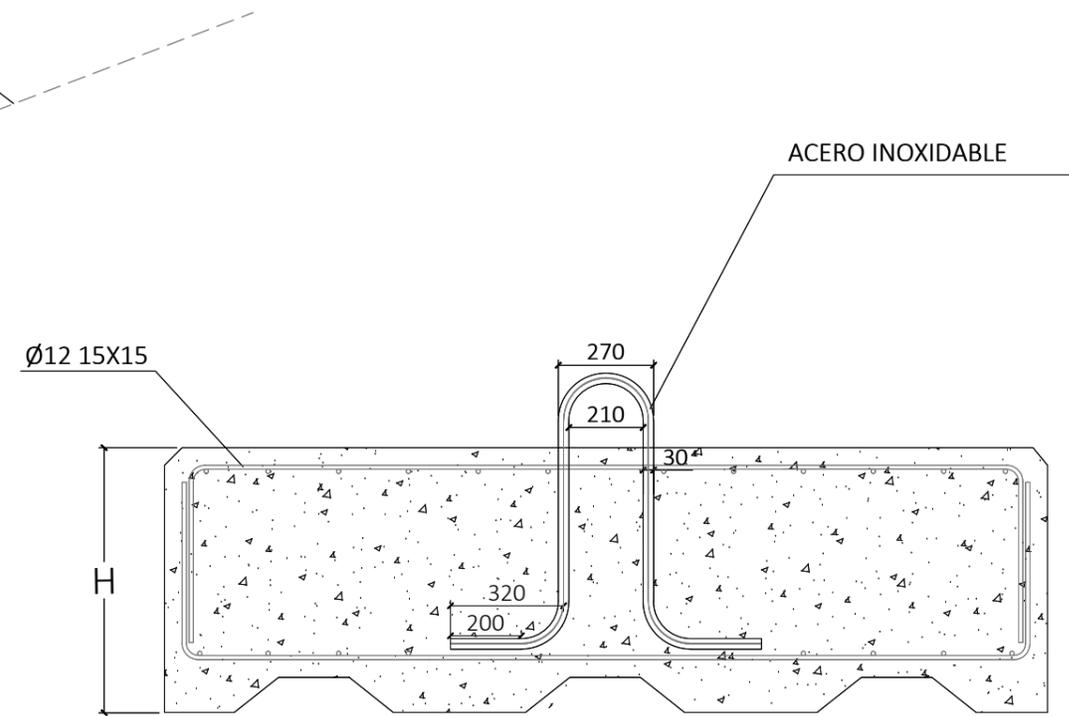
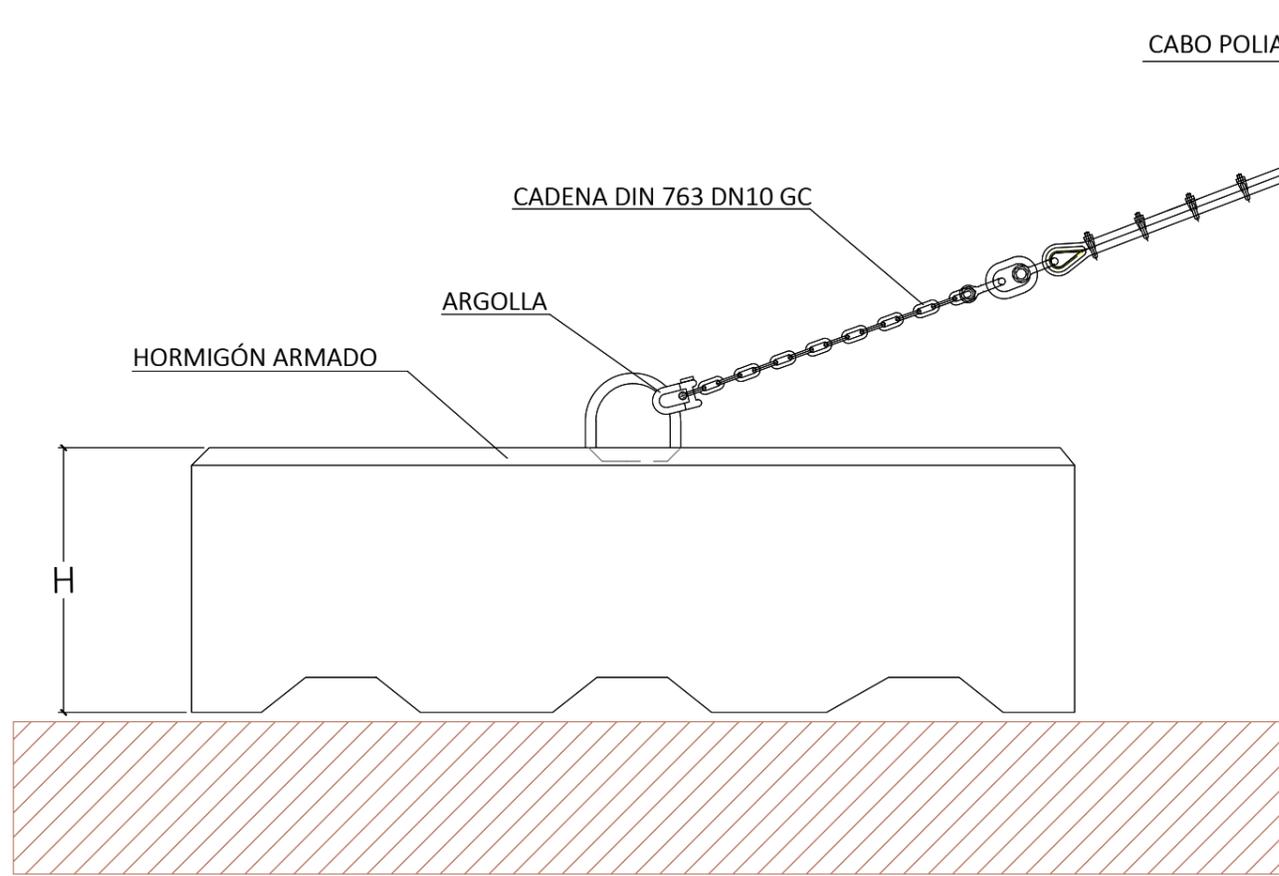
Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
 PLANTA REPLANTEO DE ANCLAJES



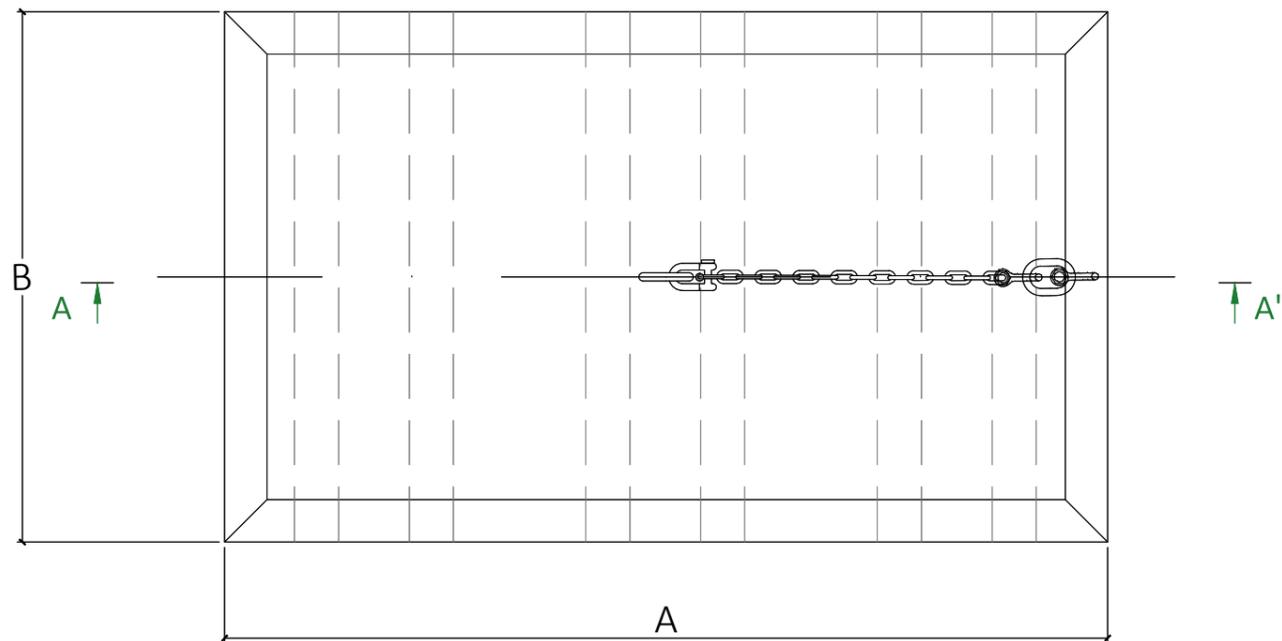
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha:	Plano nº:
	30/07/21	
	Escala:	<b>2.0</b>
1/1250		

ANCLAJE A FONDO  
 TIPO: CONTRAPESO DE HORMIGÓN ARMADO  
 FIJACIÓN: ARGOLLA



SECCIÓN A-A'

VISTA ALZADO  
 ELEVATION VIEW



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

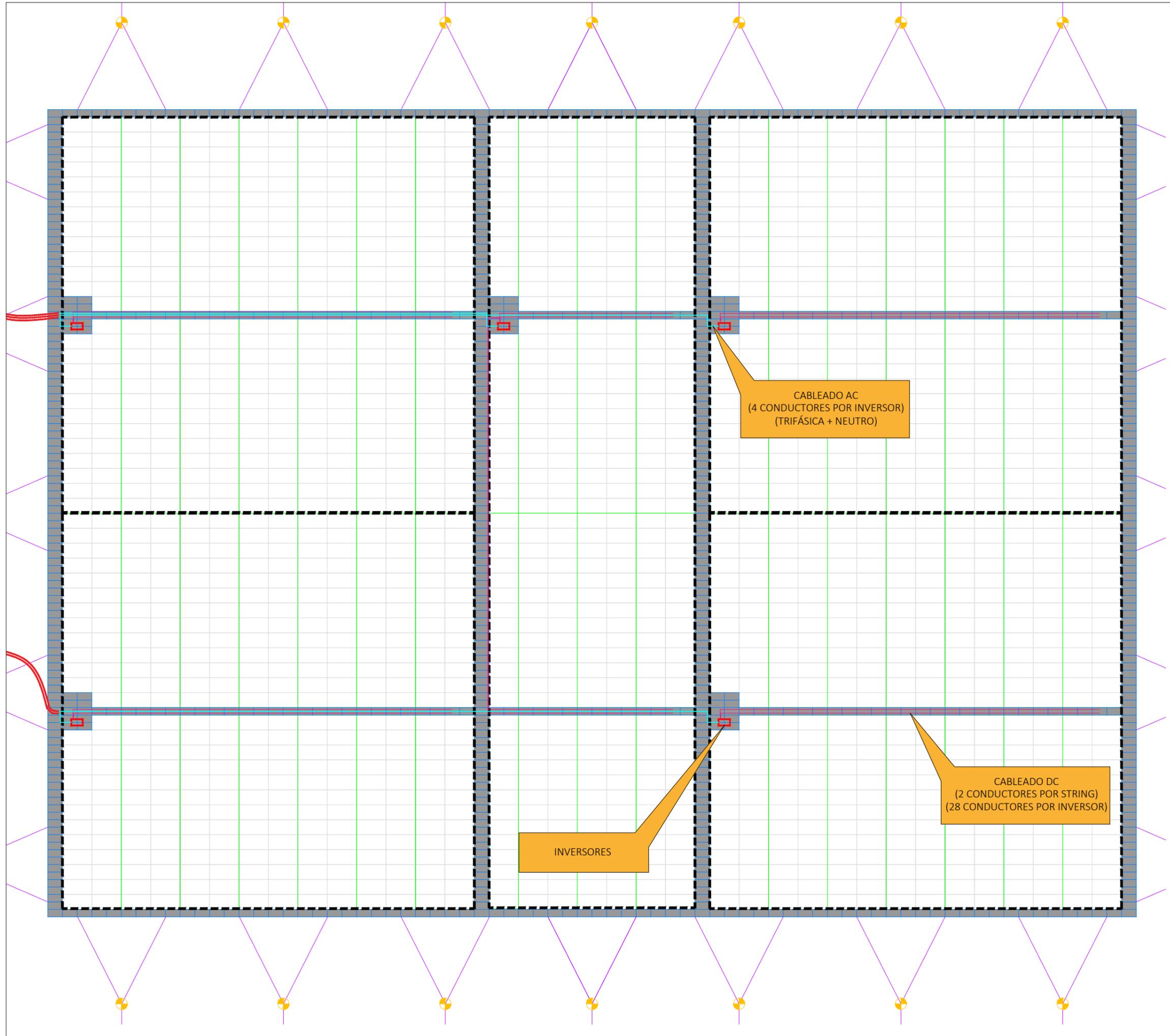
Plano:  
 CONTRAPESO DE HORMIGÓN



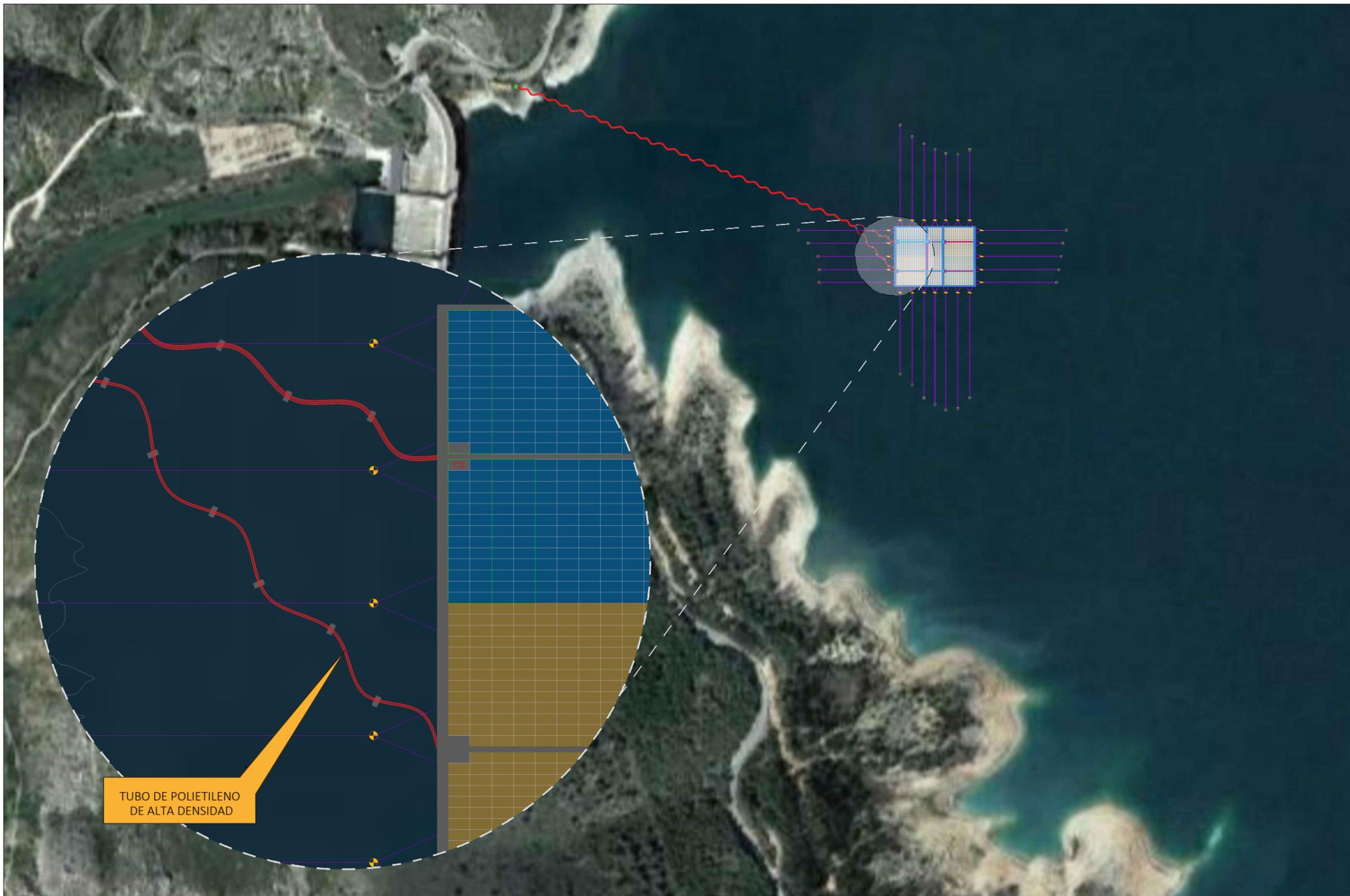
**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 s/e

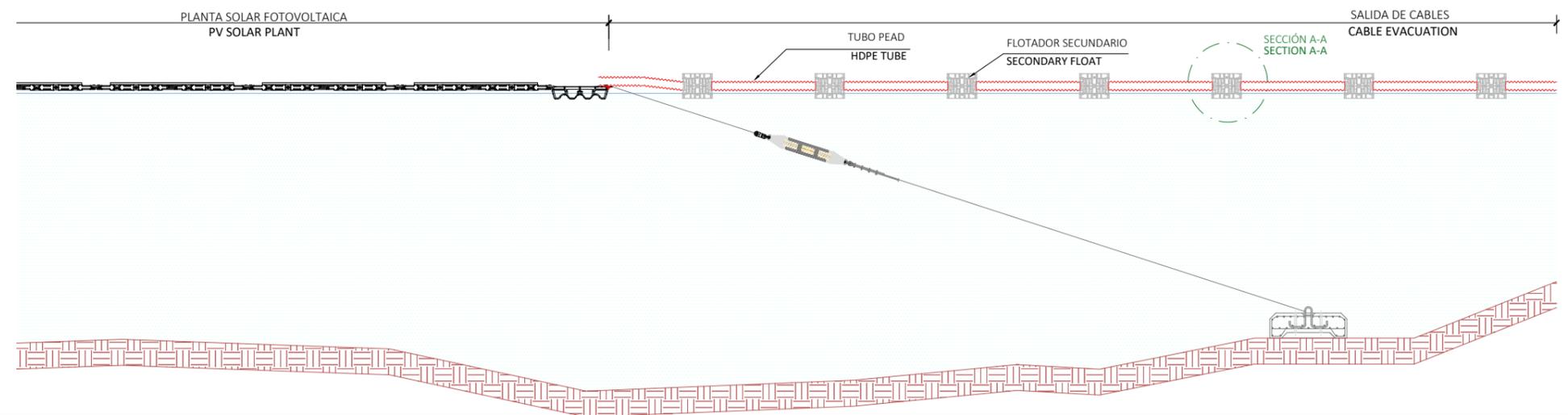
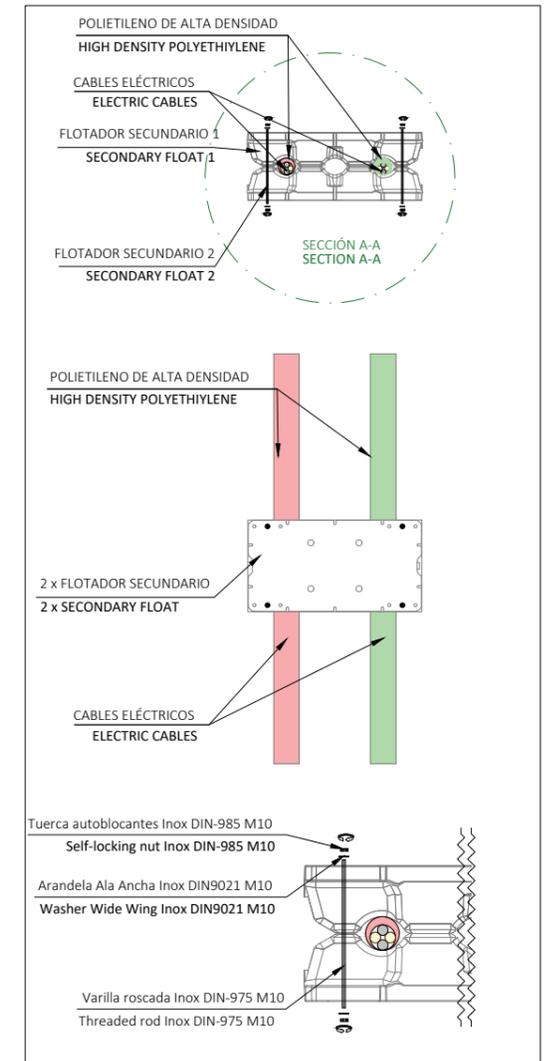
Plano nº:  
**2.1**



Proyecto: Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante		
Autor: <b>VICENTE FERRERO SILVESTRE</b>		
Plano: <b>CONDUCCIONES</b>		
 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>		
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº: <b>3.0</b>
	Escala: 1/300	



TUBO DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD



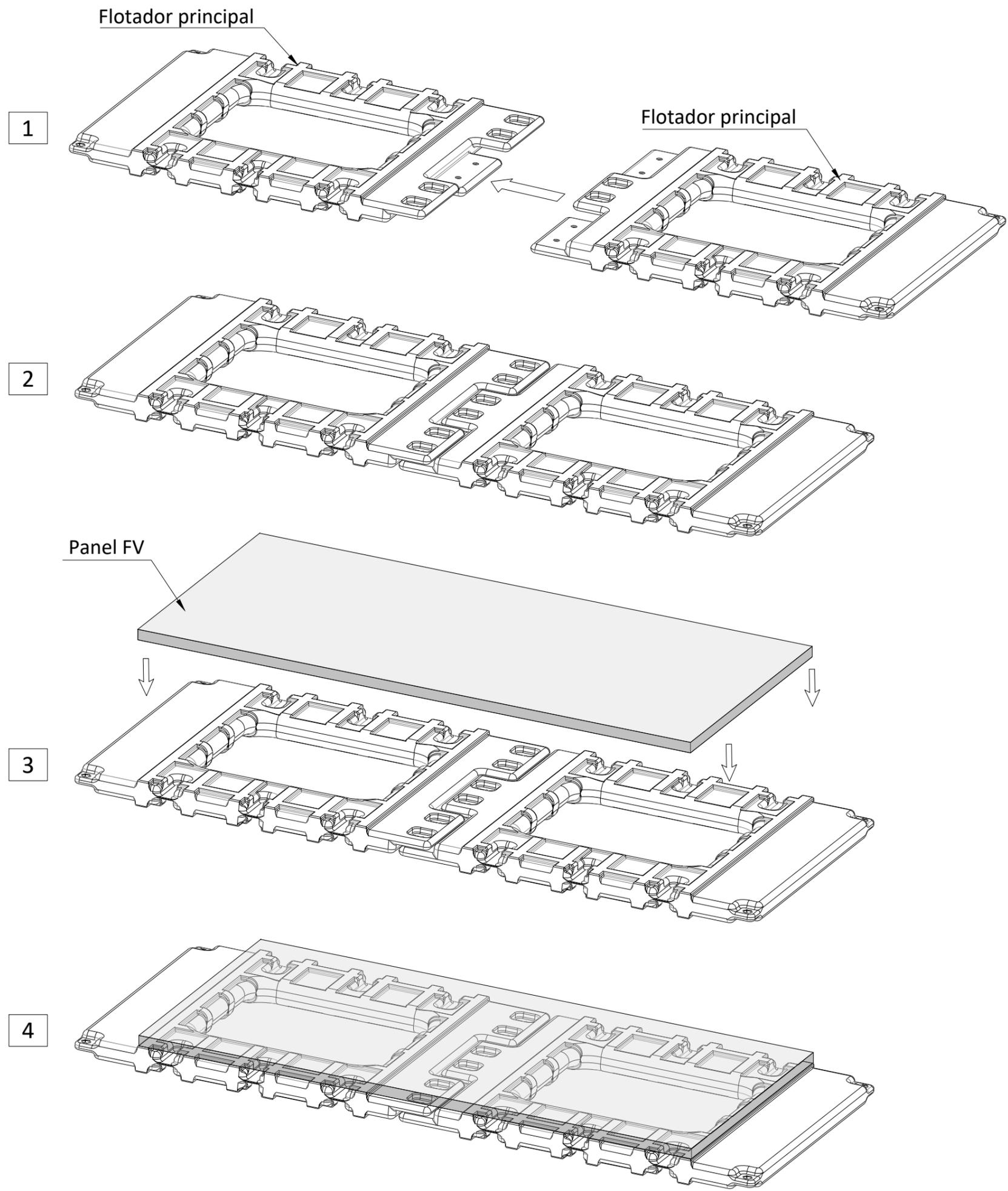
Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**SALIDA DE CANALIZACIONES**



<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº:
	Escala: 1/5000	<b>3.1</b>



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
 ENSAMBLAJE UNIDAD FLOTANTE



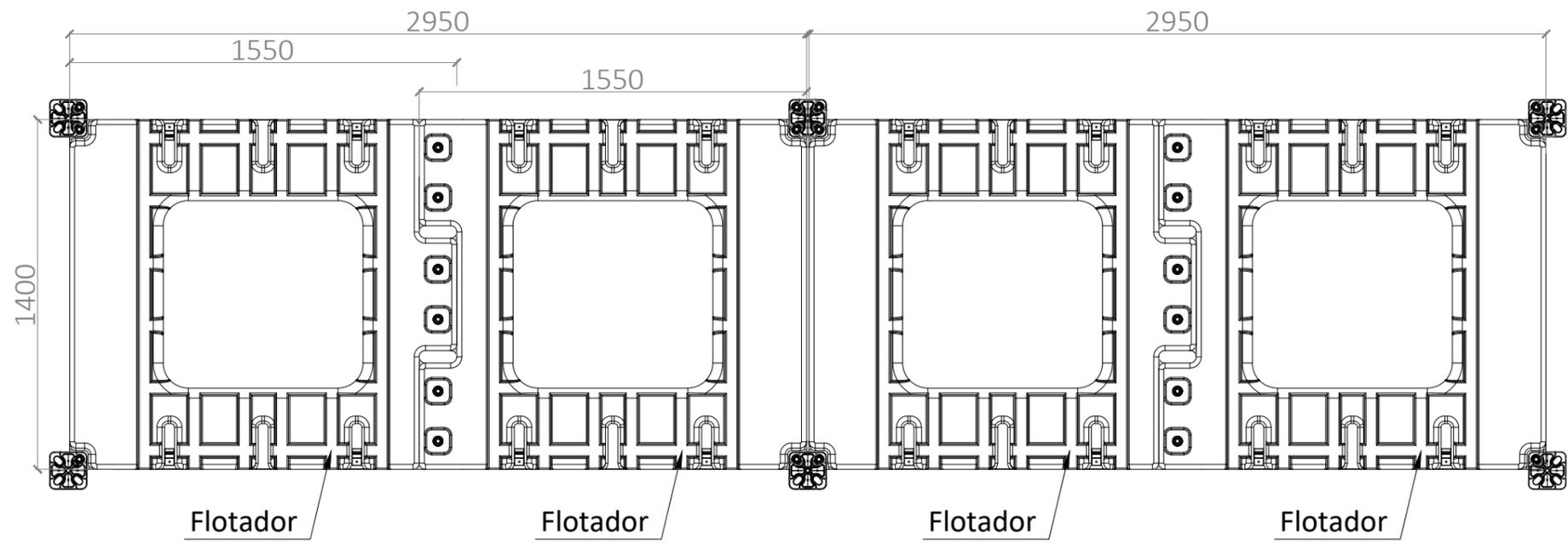
UNIVERSITAT  
 POLITÈCNICA  
 DE VALÈNCIA

**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

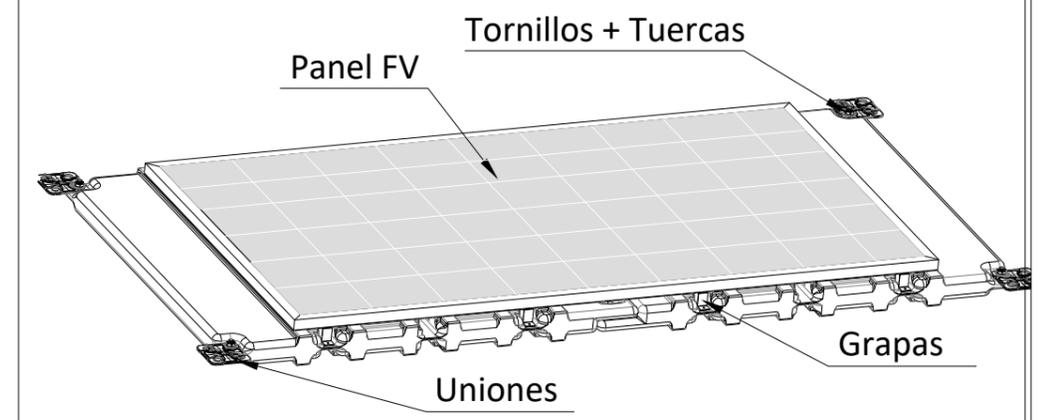
Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 s/e

Plano nº:  
**4.0**

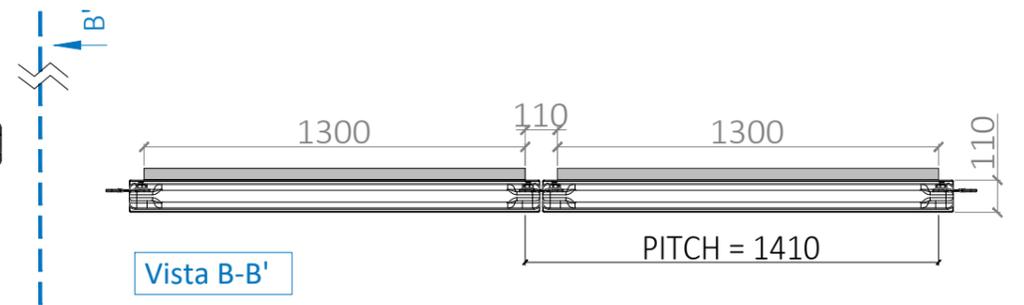
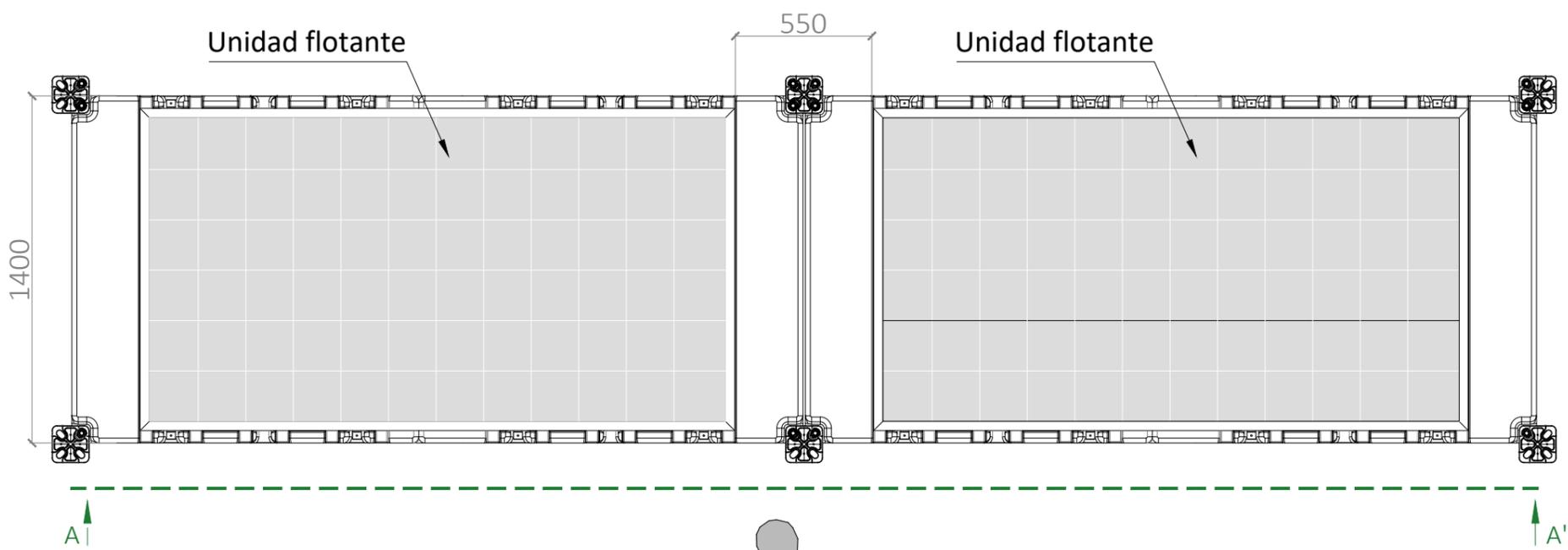
**ENSAMBLAJE FLOTADORES**



**UNIDAD FLOTANTE**



**CONJUNTO FLOTADORES + PANEL FV**

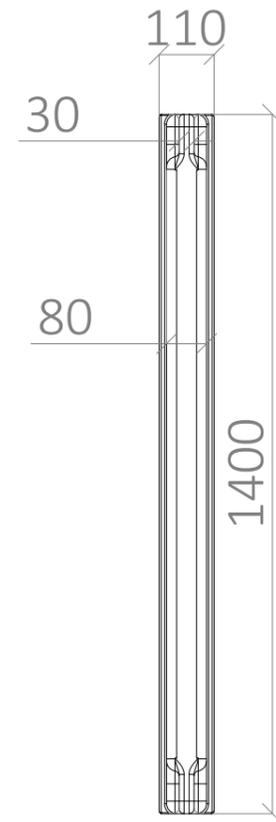
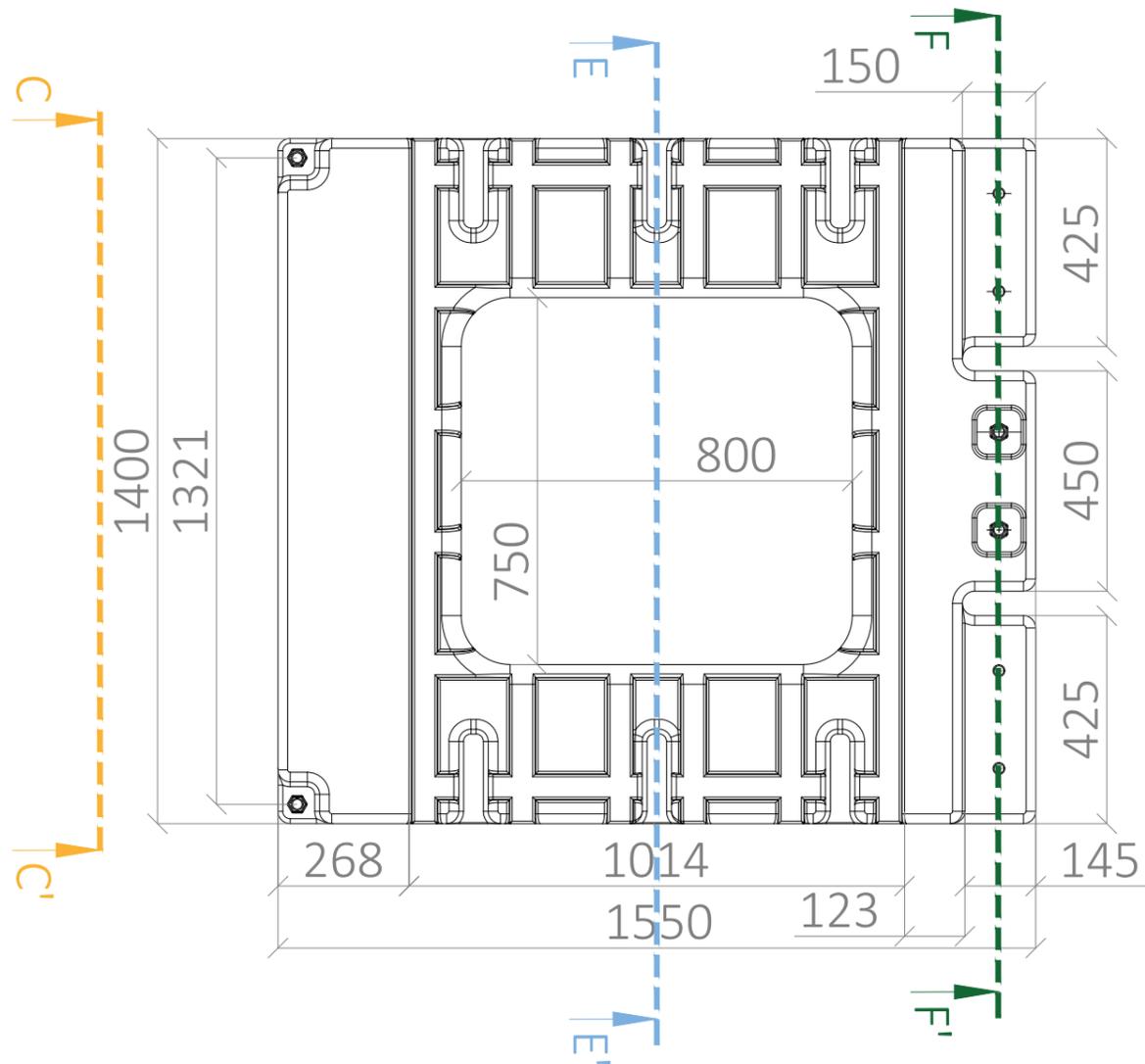


**Vista A-A'**

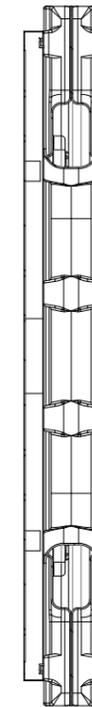


Proyecto: Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante		
Autor: <b>VICENTE FERRERO SILVESTRE</b>		
Plano: UNIDAD FLOTANTE		
 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>		
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº: 4.1
	Escala: s/e	

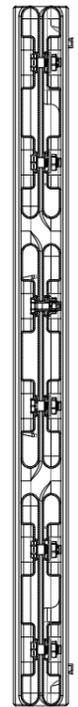
**FLOTADOR PRINCIPAL**



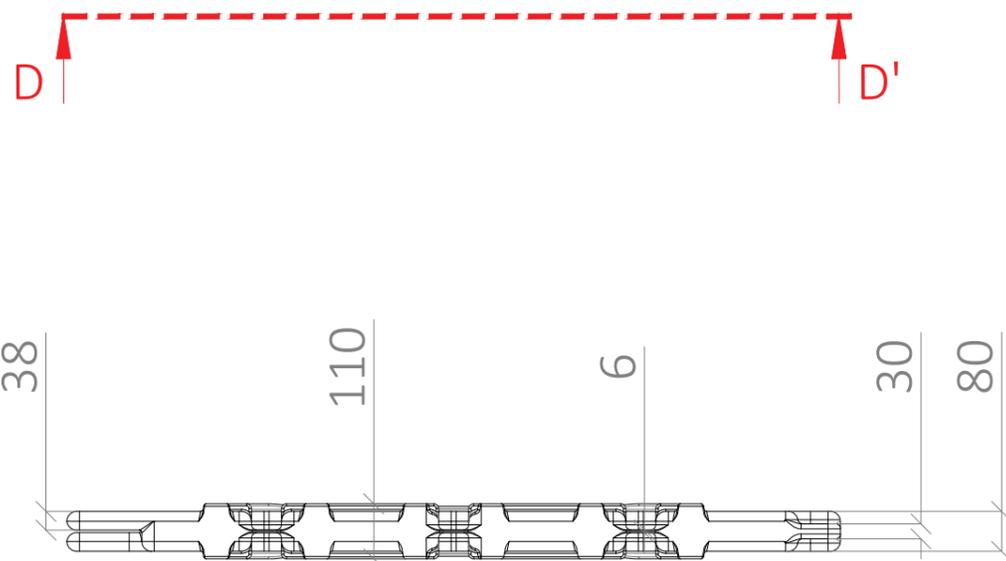
Vista C-C'



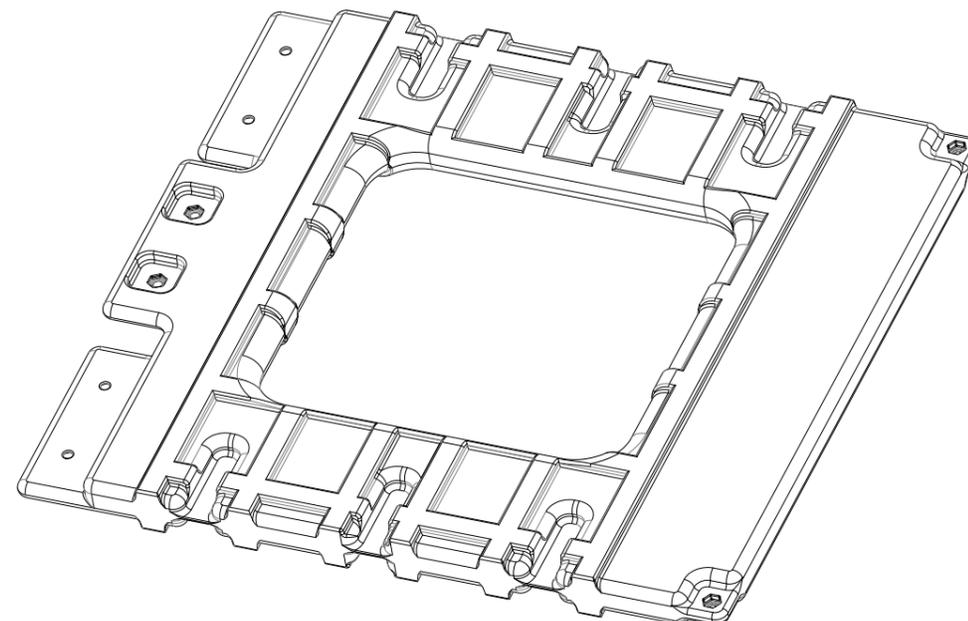
Sección E-E'



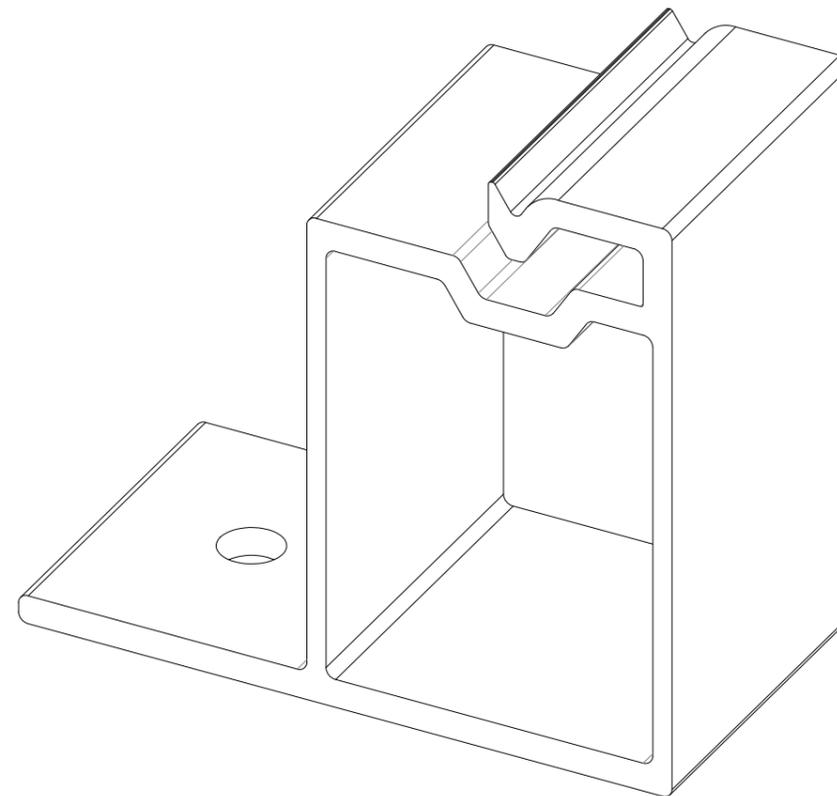
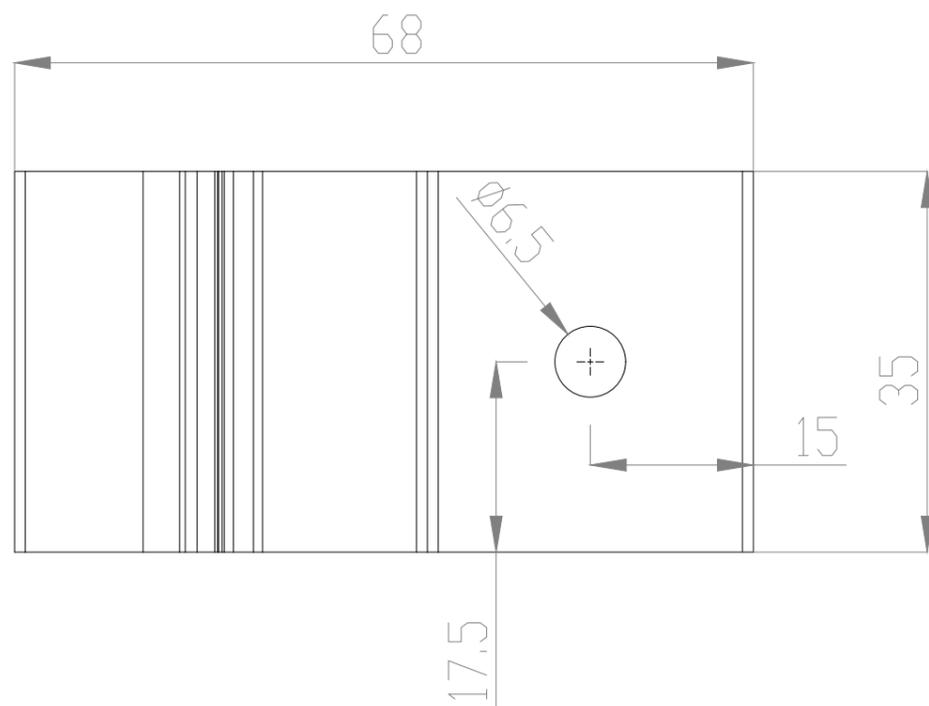
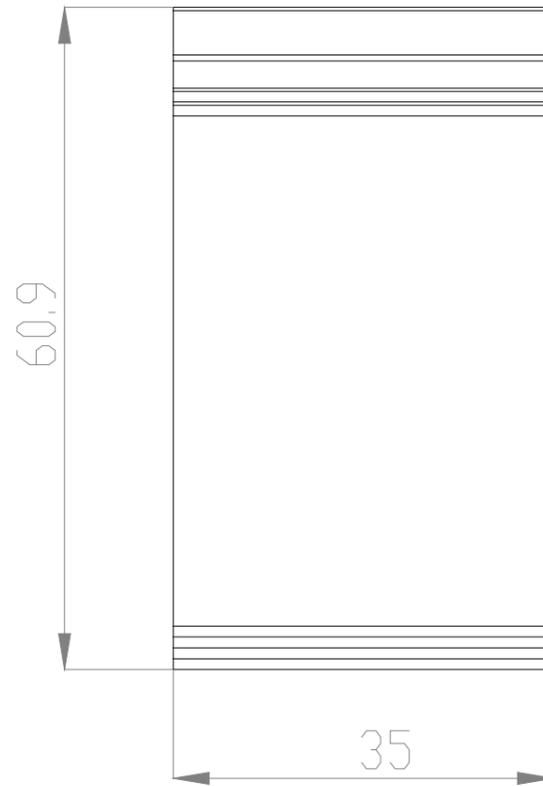
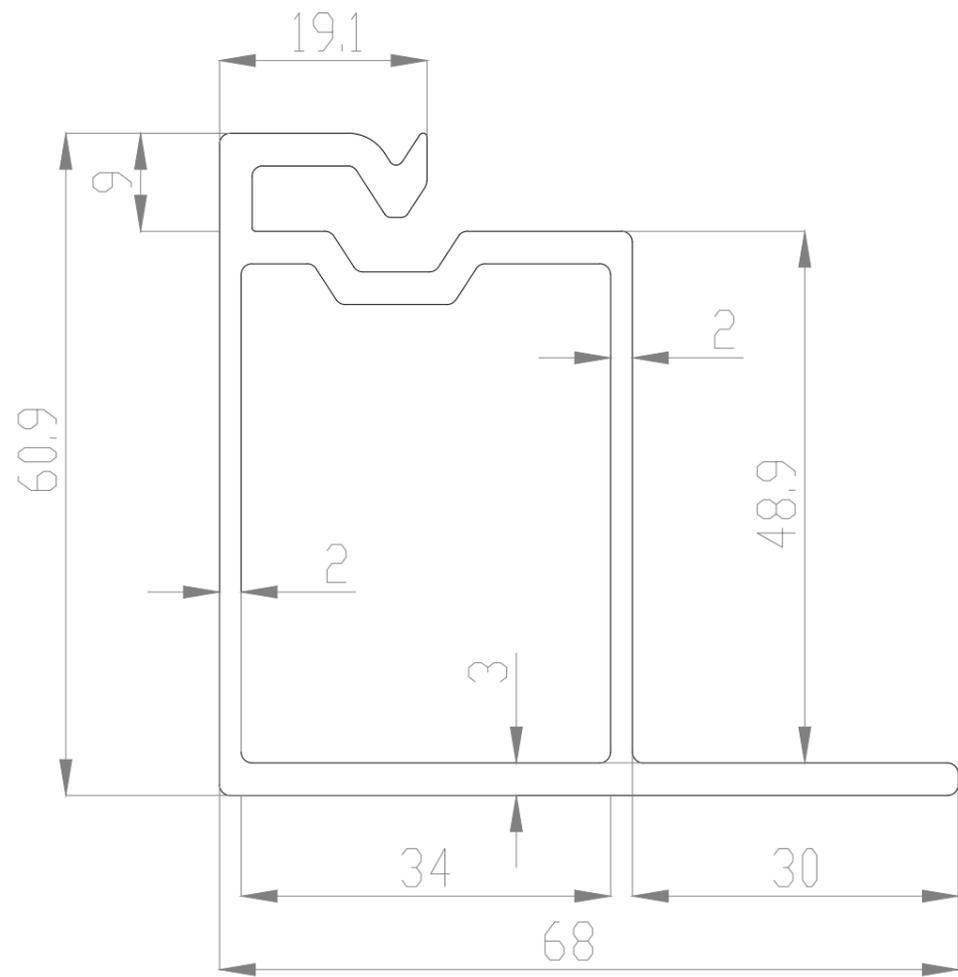
Sección F-F'



Vista D-D'



Proyecto: Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante		
Autor: <b>VICENTE FERRERO SILVESTRE</b>		
Plano: FLOTADOR PRINCIPAL		
		<b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº: 4.2
	Escala: s/e	



Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
GRAPA

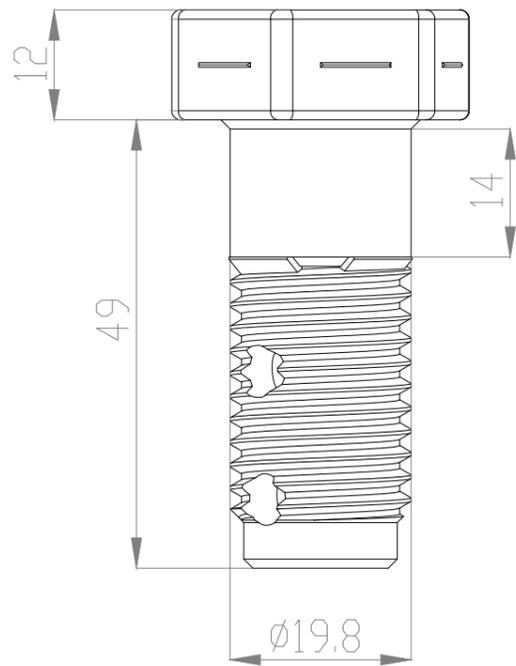
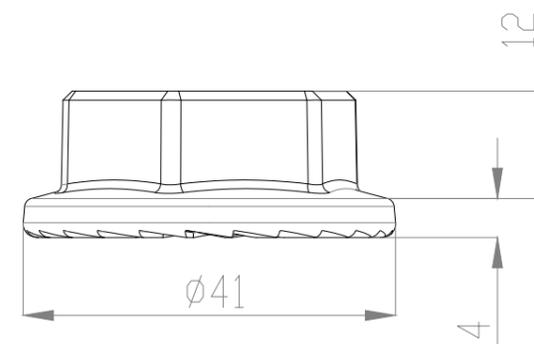
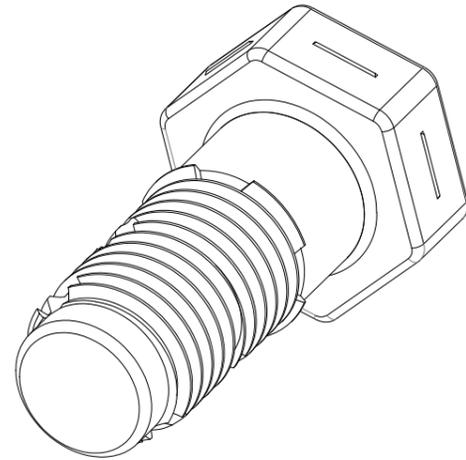
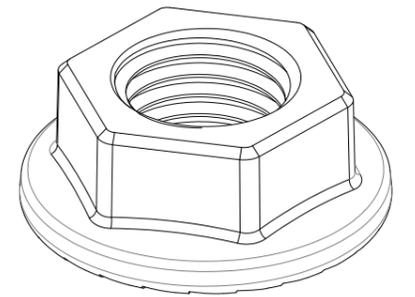
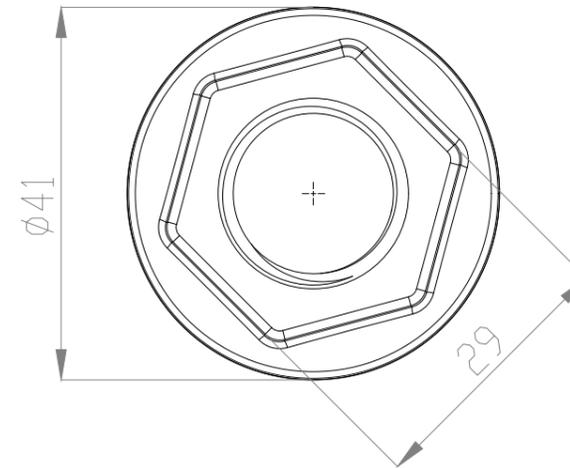
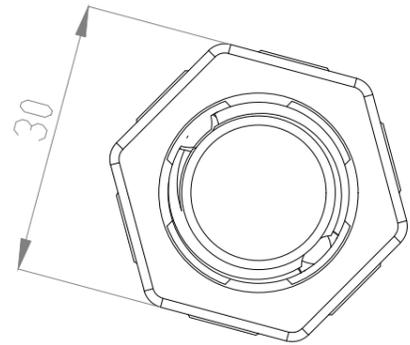


UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

**ESCOLA  
POLITÈCNICA  
SUPERIOR  
D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
s/e

Plano nº:  
**4.3**



Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
TUERCA Y TORNILLO

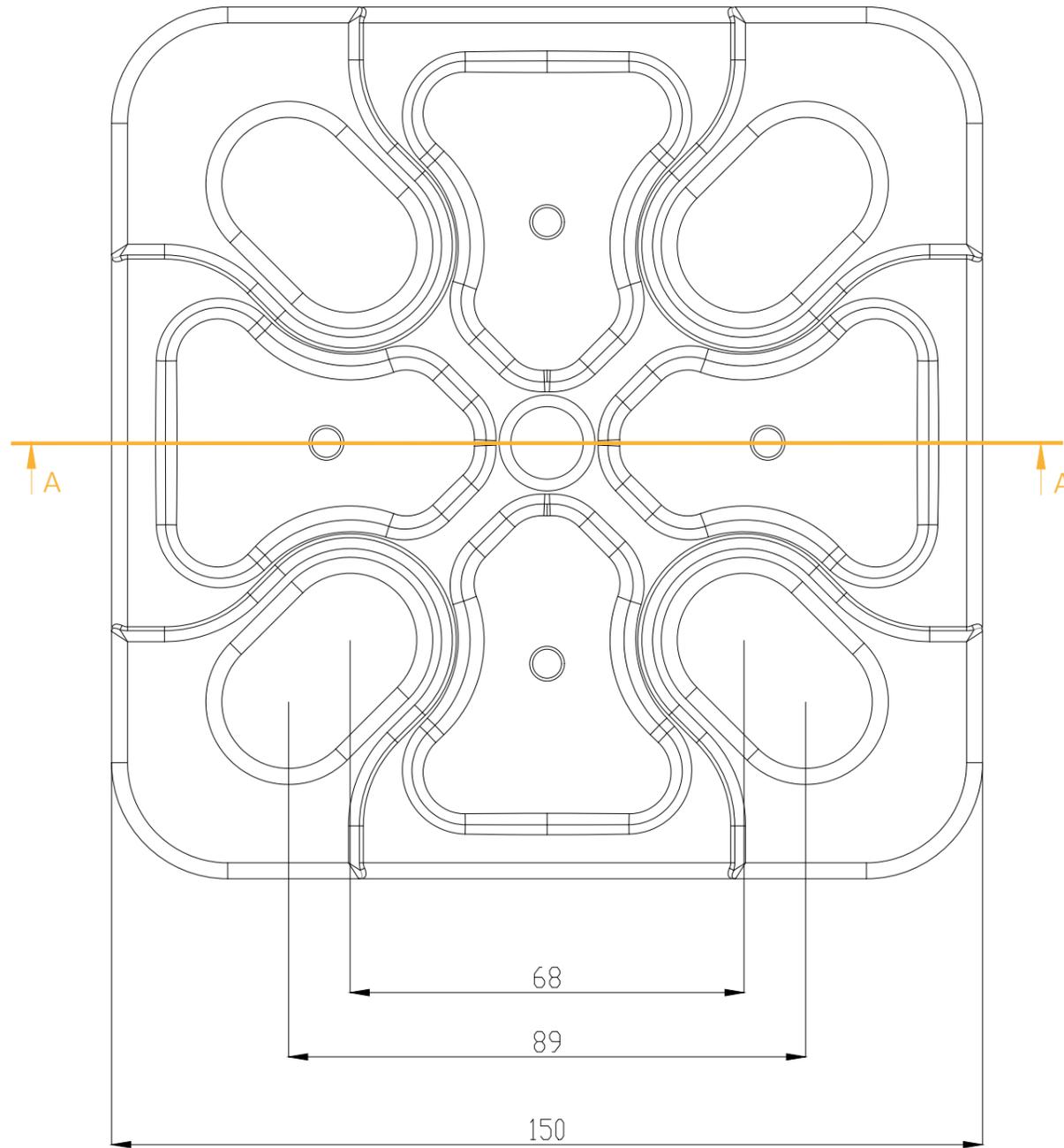


UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

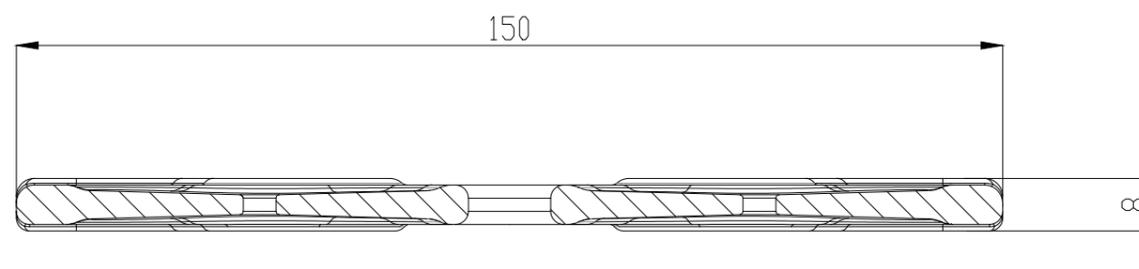
**ESCOLA  
POLITÈCNICA  
SUPERIOR  
D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
s/e

Plano nº:  
**4.4**



**SECCIÓN A-A**



Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

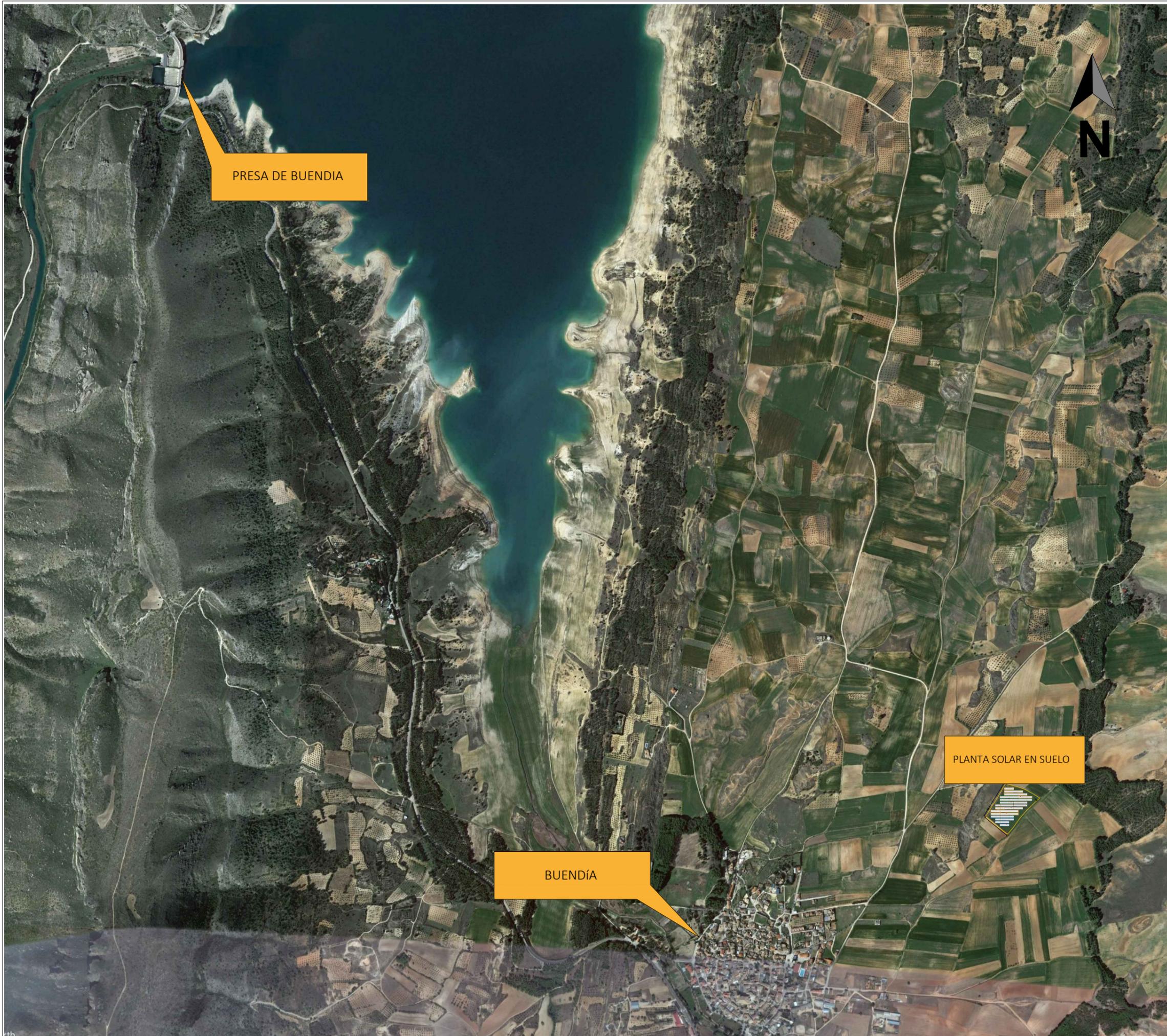
Plano:  
UNIONES



**ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
s/e

Plano nº:  
**4.5**



PRESA DE BUENDIA



PLANTA SOLAR EN SUELO

BUENDÍA

Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
PLANTA GENERAL



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

**ESCOLA  
POLITÈCNICA  
SUPERIOR  
D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
1/15000

Plano nº:  
**5.0**  
Hoja 1 de 3



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	MÓDULO FV
	ESTRUCTURA PARA MÓDULOS FV
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	INVERSORES
	LÍMITE DE PARCELA
	RETRANQUEO SOBRE CAMINO

Proyecto:  
Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

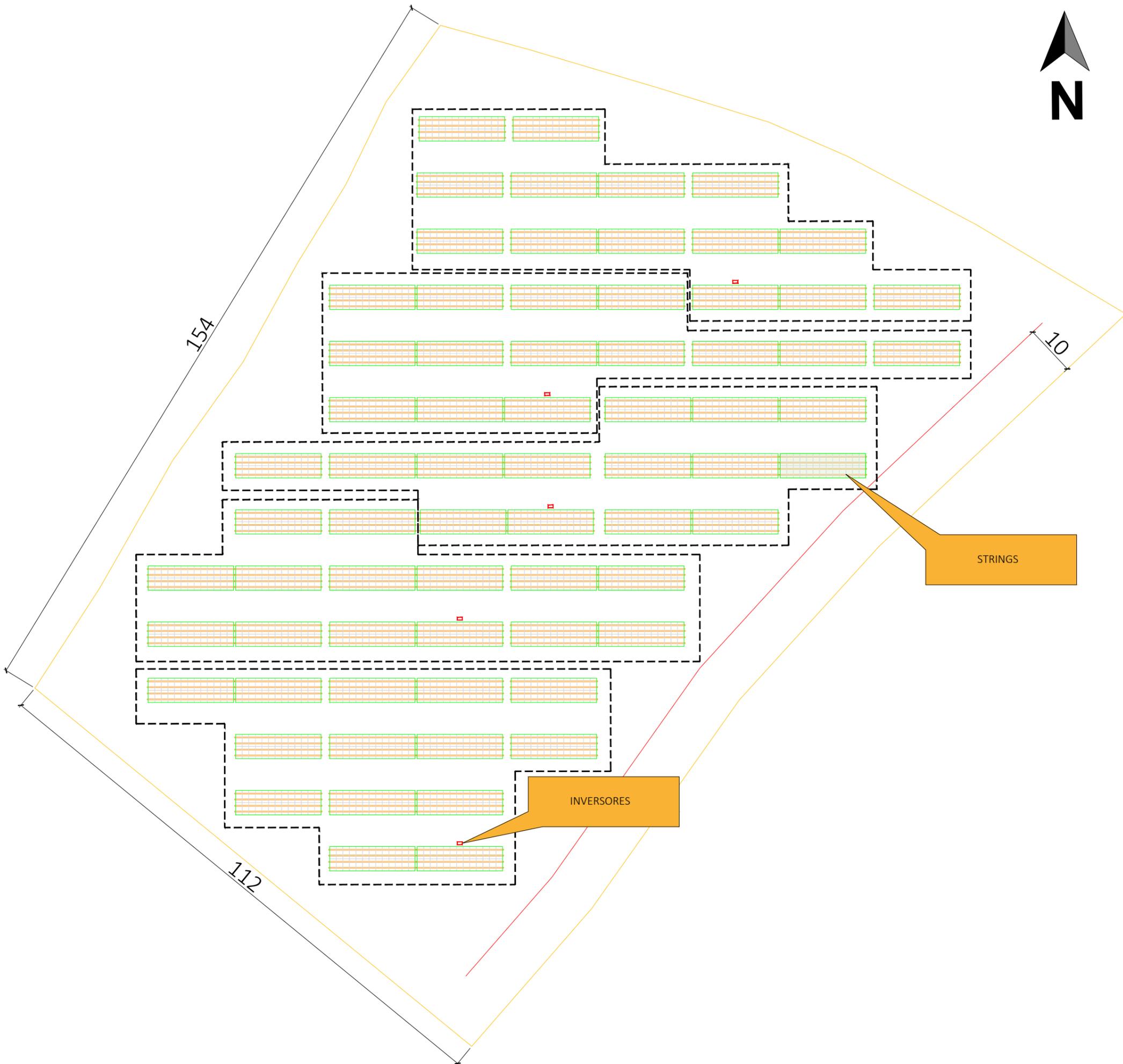
Plano:  
**PLANTA GENERAL**



**ESCOLA  
POLITÈCNICA  
SUPERIOR  
D'ALCOI**

Fecha:  
30/07/21  
Escala:  
1/5000

Plano nº:  
**5.0**  
Hoja 2 de 3



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	MÓDULO FV
	ESTRUCTURA PARA MÓDULOS FV
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	INVERSORES
	LÍMITE DE PARCELA
	RETRANQUEO SOBRE CAMINO

Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**PLANTA GENERAL**



**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 1/750

Plano nº:  
**5.0**  
 Hoja 3 de 3



LEYENDA	
FIGURA	DESCRIPCIÓN
	MÓDULO FV
	ESTRUCTURA PARA MÓDULOS FV
	AREA DE PANELES DE UN MISMO STRING
	AREA DE STRINGS DE UN MISMO INVERSOR
	INVERSORES
	LÍMITE DE PARCELA
	RETRANQUEO SOBRE CAMINO

Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

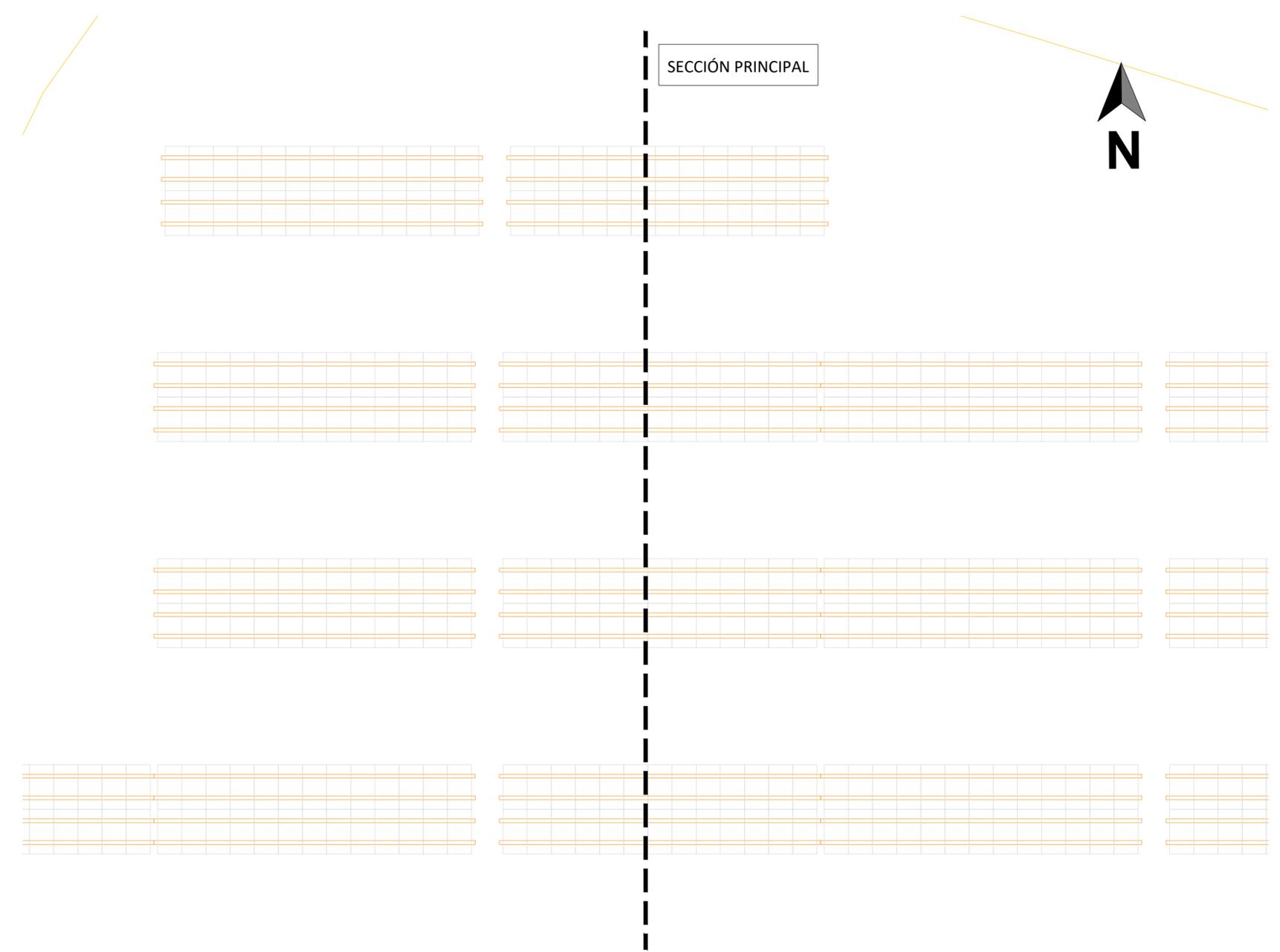
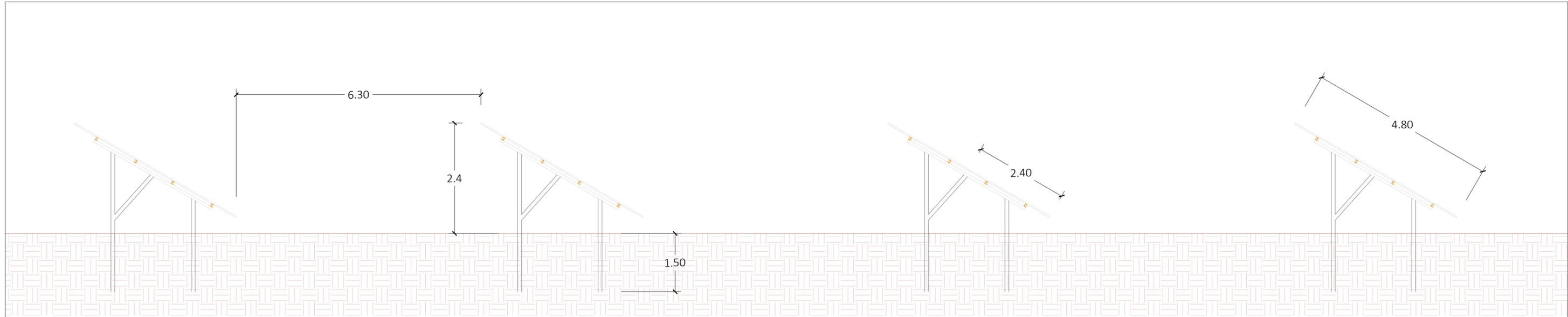
Plano:  
 SUBZONAS DE INVERSORES



**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 1/500

Plano nº:  
**5.1**



Proyecto: Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante		
Autor: <b>VICENTE FERRERO SILVESTRE</b>		
Plano: SECCIÓN PRINCIPAL		
 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>		
<b>ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ALCOI</b>	Fecha: 30/07/21	Plano nº:  
	Escala: s/e	<b>5.2</b>



CABLEADO DC  
 (2 CONDUCTORES POR STRING)  
 (28 CONDUCTORES POR INVERSOR)

CENTRO DE  
 TRANSFORMACIÓN

CABLEADO AC  
 (4 CONDUCTORES POR INVERSOR)  
 (TRIFÁSICA + NEUTRO)

Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**CONDUCCIONES**



<b>ESCOLA          POLITÈCNICA          SUPERIOR          D'ALCOI</b>	Fecha:	Plano nº:
	30/07/21	6.0
	Escala:	
	1/750	



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
**CANALIZACIONES**

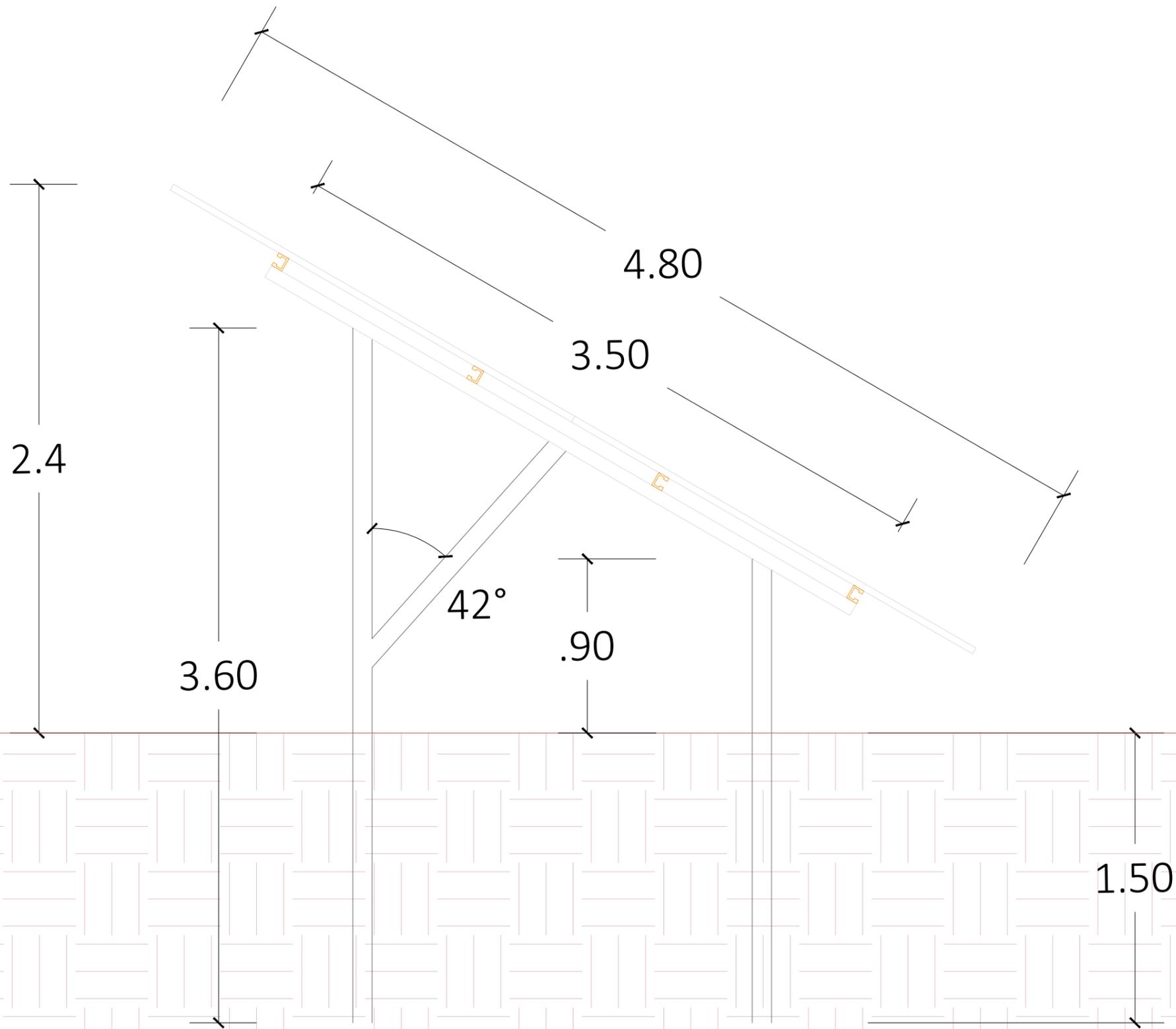


**UNIVERSITAT  
 POLITÈCNICA  
 DE VALÈNCIA**

**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 1/750

Plano nº:  
**6.1**



Proyecto:  
 Diseño, Desarrollo y Estudio de la Viabilidad  
 Técnica y Económica de un Sistema Solar Flotante

Autor:  
**VICENTE FERRERO SILVESTRE**

Plano:  
 ESTRUCTURA MÓDULOS FV



**UNIVERSITAT  
 POLITÈCNICA  
 DE VALÈNCIA**

**ESCOLA  
 POLITÈCNICA  
 SUPERIOR  
 D'ALCOI**

Fecha:  
 30/07/21  
 Escala:  
 s/e

Plano nº:  
**7.0**