



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Centro de Estudios de Postgrado

Trabajo Fin de Máster

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES, NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN: DISEÑO Y LEGALIZACIÓN.

Alumno/a: Cruz Escabias, Alejandro

Tutor/a: Prof. D. Emilio Muñoz Cerón
Dpto: Ingeniería Gráfica, Diseño y Proyectos

Tutor/a: Prof. D. Juan de la Casa Higuera
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

diciembre, 2021

Índice general

1.	Introducción	3
1.1.	Síntesis.....	3
1.2.	Abstract	3
2.	Estado del arte de la Tecnología de fotovoltaica flotante:	4
2.1.	Origen y características principales.....	4
2.2.	Proyectos a nivel nacional y global	8
2.3.	Previsión de futuro y potencial	11
2.4.	Aplicación a la agricultura – Balsas de regadío	13
3.	Diseño y dimensionamiento de un caso de estudio de sistema FV flotante	14
3.1.	Contexto y parámetros de diseño	14
3.2.	Descripción general del sistema FV.....	15
3.3.	Paneles fotovoltaicos	16
3.4.	Inversores.....	18
3.5.	Configuración del generador FV.....	21
3.6.	Flotador	22
3.7.	Cableado.....	24
3.7.1.	Cálculo de la intensidad de corriente.....	24
3.7.2.	Cálculo de la sección por caída de tensión.....	25
3.7.3.	Cálculo de sección de conductores de Corriente Continua	26
3.7.4.	Cálculo de sección de conductores de Corriente Alterna	28
3.8.	Protecciones generales de la instalación fotovoltaica	30
3.8.1.	Protecciones de la red de corriente continua	30
3.8.2.	Protecciones de la red de corriente alterna.....	34
3.9.	Puesta a tierra	36
3.10.	Estudio de Producción de energía.....	37
3.10.1.	Estudio de energía generada.....	37
3.10.2.	Estudio de consumo	38
3.10.3.	Estudio de autoconsumo y energía excedente vertida a la red	39
3.11.	PLANOS.....	42
3.11.1.	Situación	42
3.11.2.	Emplazamiento.....	42
3.11.3.	Planta general	42

4.	Descripción de modalidades de registro de Sistemas FV de autoconsumo en España	43
4.1.	Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	44
5.	Trámites para legalización de la instalación FV con diferentes entidades y organismos ...	51
5.1.	Diseño de la instalación.....	53
5.2.	Aval o Garantía y Solicitud del Punto de acceso y Conexión	53
5.3.	Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.....	54
5.4.	Autorización Administrativa previa y de construcción	54
5.5.	Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras	55
5.6.	Ejecución de las instalaciones	55
5.7.	Inspección inicial e inspecciones periódicas	55
5.8.	Certificados de instalación y/o certificados fin de obra.....	56
5.9.	Autorización de explotación.....	56
5.10.	Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo	56
5.11.	Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares	56
5.12.	Licencia de actividad	57
5.13.	Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo	57
5.14.	Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica	57
5.15.	Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE)	58
5.16.	Contrato de venta de energía	58
6.	Conclusiones	59
7.	Bibliografía y fuentes.....	61
8.	Índice Ilustraciones	64
9.	Índice de Tablas.....	65

1. Introducción

1.1. Síntesis

La tecnología fotovoltaica flotante es una rama de aplicación de la energía solar fotovoltaica que surgió en 2007 y, desde entonces, ha ido ganando repercusión debido a sus cada vez más reconocidas ventajas, frente a su vertiente principal en tierra.

Esto se debe a que, además de garantizar un mejor funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos al conseguir disminuir temperaturas de operación o reducir el porcentaje de radiación de albedo, propone una solución de peso a uno de los principales problemas de la tecnología fotovoltaica convencional: el espacio necesario.

Al disponer de grandes superficies acuáticas y tan variadas, como embalses, balsas de regadío, lagos, plantas de tratamiento de aguas, etc, que permiten la instalación de estas plantas de generación de energía a lo largo de todo el planeta, se multiplica el potencial de esta tecnología.

No obstante, el rápido desarrollo de esta tecnología debe acompañarse de una normativa dinámica que sea capaz de seguir el paso a nivel legislativo y regulador, que, a día de hoy, retrasa su avance mediante trámites lentos y tediosos. El ejercer mis labores en una empresa de servicios energéticos, centrada principalmente en las energías renovables, y tratar de primera mano casos como lo es el que se usa de referencia en este trabajo, con una tecnología novedosa y con un modelo de autoconsumo fuera de lo común, es lo que me hizo conocedor de los problemas que presentan y motivó a realizar este estudio.

1.2. Abstract

Floating photovoltaic technology (FPV) is an independent line of application of photovoltaic solar energy that emerged in 2007 and, since then, has been gaining impact due to its increasingly recognized advantages, compared to its main current on land.

This is because, in addition to guaranteeing a better functioning of photovoltaic systems by reducing operating temperatures or reducing the percentage of radiation of the albedo, it proposes a powerful solution to one of the main problems of conventional photovoltaic technology: the space required.

By having large and varied aquatic areas, such as reservoirs, dams, irrigation ponds, lakes, water treatment plants, etc., which allow the installation of these power generation plants throughout the entire planet, the potential is multiplied of this technology.

Due to my labors in an energy services Company, focused mainly on renewable energies, and dealing first-hand with cases such as the one used as a reference in this work, with a novel technology and an unusual self-consumption model, is what made me aware of the problems they present and motivated me to carry out this study.

2. Estado del arte de la Tecnología de fotovoltaica flotante:

2.1. Origen y características principales

La búsqueda de Fuentes de Energía Renovables (FER) ha aumentado fuertemente en la última década con una abrumadora importancia en el sector eléctrico, en gran parte impulsada por la crisis del calentamiento global y el cambio climático, de cara a sustituir los combustibles fósiles tradicionales por energías limpias y renovables.

La tecnología fotovoltaica, dentro de estas, se encuentra en un momento de madurez tecnológica y a un coste de implantación competitivo, que permite la innovación e investigación en nuevas formas de aplicar esta tecnología destinada a la generación de energía eléctrica.

Las principales razones que han propiciado el rápido desarrollo de esta tecnología son:

- **Sencillez:** las plantas FV requieren un mantenimiento mínimo en comparación con otras energías como la eólica, que, aun siendo un sistema muy eficiente, requiere de varias intervenciones anuales de mantenimiento.
- **Escalabilidad/Modularidad:** Al ser una tecnología modular, la facilidad de construir una instalación fotovoltaica de 1 kWp se traslada a grandes instalaciones de 1 MWp sin mayor inconveniente.
- **Costes bajos:** el coste de esta energía ha disminuido en los últimos años drásticamente, llegando en algunos casos a precios de 25 €/MWh.

A esto se contraponen dos principales problemas, como son el bajo rendimiento de los módulos fotovoltaicos y la necesidad de grandes superficies para poder instalar este tipo de energía, siendo uno de los principales retos a los que se enfrenta esta tecnología. Esto se refleja en que, para una instalación FV con módulos cuyo rendimiento rondaba el 15%, se necesitaban 10.000 m² para instalar una potencia de 1 MWp, destinando esta superficie exclusivamente a la generación de energía e impidiendo un uso simultáneo a otras utilidades, como la ganadería o la agricultura.

Aunque el primero de estos problemas sigue desarrollándose y mejorando, obteniendo ya rendimientos en módulos normalizados del 20-24%, el problema de la superficie sigue siendo uno a superar.

De aquí surge la Fotovoltaica Flotante (FPV), que también parece participar en este crecimiento con un desarrollo notable, y propone una sólida solución al problema de la superficie como limitación. Esta tecnología permite el aprovechamiento de grandes superficies aprovechables que no se destinan a otro fin.

En la **Ilustración 1** se ve la evolución para la producción de energía global FPV (barras azules) en un estudio realizado en el año 2019. De estos datos, se estimaron un total de potencia instalada acumulada de **2.400 MWp** a finales de

2019 (**Acharya y Devraj, 2019**). Otros autores dan un valor menor de potencia acumulada y más conservador de **1.656 MWp**, sugerido por el análisis SERIS, el Instituto de investigación de la Energía Solar de Singapur, (**Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report, 2019**) y, en consecuencia, una producción global de energía de **1.656 GWh**, al usar una relación de **1.000 kWh / kWp / año**, dándole este valor al ser una gran parte proveniente de China, cuya obtención de energía está más limitada.

Este valor concuerda con el análisis del mismo año del IEA-PVPS, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (**Masson y Kaizuka, 2019**) El pronóstico para 2025 (barras amarillas) se realiza asumiendo una tasa de crecimiento de 100% anual, lo que supone duplicar la producción total de energía FPV cada año. Esta tasa de crecimiento es ligeramente menor que la sugerida por una forma exponencial, pero los datos varían mucho y fluctúan debido al tamaño limitado del sector y este ajuste es solo una guía aproximada para el futuro posible de la producción de energía FPV.

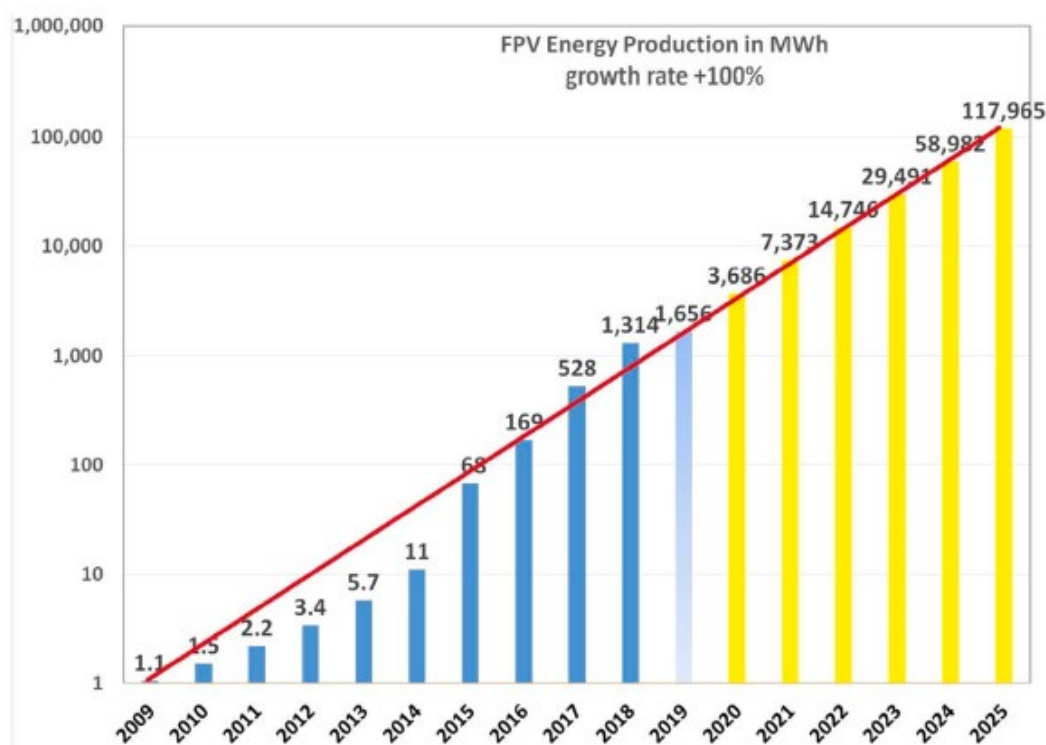


Ilustración 1. Evolución de la energía generada mediante Fovoltavica flotante y estimación a futuro
(Fuente: The booming of floating PV)

Respecto a esta estimación, la pregunta principal que surge es durante cuántos años se mantendrá este crecimiento y si disminuirá rápidamente al ser debido al impulso actual por el boom de las energías renovables.

Es evidente que este crecimiento lineal no puede durar mucho tiempo, ya que duplicar la potencia FPV instalada cada año implicaría que, en el 2050, toda la producción mundial de electricidad sería debida a las plantas FPV.

Otra cuestión que surge es, cual es la superficie de agua dulce total explotable para la fotovoltaica flotante. En la **Tabla 1**, se muestra un resumen de los datos extraídos del análisis llevado a cabo por el Banco Mundial (**Where Sun Meets Water, 2018**), que limitaba este estudio aún más, estudiando solo las reservas artificiales creadas por el hombre.

En esta tabla se analiza para las distintas zonas del planeta, su potencial, estimando una explotación de tan solo el 1% de esta (potencial técnico de energía).

Tabla 1. Potencial técnico para las distintas zonas climáticas con una cobertura del 1% (Fuente: The booming of floating PV)

Zona Climática	Superficies de 1000 km ²	Potencial técnico de potencia instalada (GWp)	Potencial técnico de energía (TWh/año)
Zona tropical	1448	1875	2352
Zona templada	1386	1677	1922
Zona fría	1612	1715	1714
TOTAL	4446	5267	5988

Cabe destacar que, aún aprovechando solamente el 1%, se producirían 5.988 TWh al año, que cubrirían el 20% de la producción mundial de energía, que en 2019 fue de 27.004 TWh (**BP Statistical Review, 2020**).

Si se expande este enorme potencial a la superficie de mares y océanos, el potencial es prácticamente ilimitado, aunque esta aplicación sí que supone problemas adicionales más pronunciados, al tener que enfrentarse a las mareas y la erosión de las olas, así como a la salinidad en el ambiente.

A pesar de mostrar la evolución a partir de 2009, cuando esta tecnología empezó a ganar peso, el primer sistema fotovoltaico flotante se construyó en 2007 en Aichi, Japón. Los estadounidenses, daneses, franceses, italianos y japoneses fueron los primeros en registrar patentes para la energía solar flotante entre 2007 y 2014. Sin embargo, inicialmente, estos sistemas a pequeña escala se construyeron con fines de investigación y demostración. La primera instalación comercial fue un sistema de 175 kWp construido en la bodega Far Niente en California en 2008, según el informe del Banco Mundial "Where the sun meets water". Las instalaciones flotantes medianas y grandes (más de 1 MWp) comenzaron a surgir en 2013, pero hoy en día se desarrollan en todo el mundo.

Se puede realizar la instalación de paneles FV sobre la superficie de agua de las balsas, optimizando así el rendimiento hídrico de la instalación y otros beneficios derivados de la cubrición parcial o total de la balsa, tales como:

- **Reducción de ocupación en tierra:** La principal ventaja de estas instalaciones es que permite usar superficies no aprovechables para otros fines durante la vida útil de la instalación FV.

- **Reducción del componente de la radiación de albedo:** Se reduce este porcentaje desde el 20-30% que puede presentarse en instalaciones en tierra, dependiendo del terreno, hasta un 5% de los módulos de la reflexión de los módulos FV contiguos, así como el correspondiente al de la superficie del agua, por lo que se considera un factor de mejora importante.
- **Reducción de la tasa de evaporación del agua:** Esta depende de las condiciones climáticas y del porcentaje de la superficie cubierta. En zonas áridas como Australia Central o El Sahel, esta cobra aún más importancia, llegando a una reducción de hasta un 80% de la evaporación, lo que supone más de 15,000 m³/año/ha.
- **Aumenta rendimiento:** las estructuras flotantes permiten esto debido a dos beneficios directos derivados, al disminuir la temperatura de funcionamiento de los módulos (10%-15%) y, por tanto, aumentar los niveles de tensión de operación. Además, permite la rotación de las plataformas flotantes de forma fácil, permitiendo un seguimiento del sol, pudiendo aumentar el rendimiento entre el 15-25%.
- **Hibridación de sistemas eléctricos:** al llevar a cabo sistemas FPV en embalses de centrales hidroeléctricas, permite la generación de energía simultánea entre estas dos tecnologías.
- **Reducción del coste específico de la energía:** La evolución de esta tecnología, supone un coste menor que el de las instalaciones tradicionales en tierra, especialmente en regiones tropicales, donde el mantenimiento de las instalaciones en tierra conlleva unos gastos más elevados.
- **Control ambiental:** la cobertura parcial de las balsas y, por tanto, la reducción de luz que alcanza el fondo de estas, reduce la proliferación de algas y microorganismos.
- **Disminución de los sedimentos depositados en el fondo.**
- **Disminución de las operaciones de filtrado y aumento vida útil sistema filtración.**
- **Disminución de olores** (en el caso de instalaciones sobre aguas depuradas).

Existen otras aplicaciones posibles para las instalaciones fotovoltaicas flotantes y otros emplazamientos, como pueden ser balsas de uso industrial, plantas de tratamiento de aguas, lagos naturales, balsas mineras o incluso en tierras susceptibles de inundación.

A pesar de que la implementación de esta tecnología conlleva grandes beneficios como los arriba descritos, también debe afrontar problemas derivados de su propia naturaleza, al estar expuesta a una serie de factores que las instalaciones sobre tierra no.

A diferencia de los sistemas montados en el suelo, las cargas dinámicas ambientales en los PSF dan lugar a mayores cargas de fatiga que necesitan a ser abordado en el diseño de las conexiones.

Hay otras consideraciones que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar este tipo de instalaciones como que los flotadores conectados a los amarres experimentan fuerzas mayores, o aquellos flotadores situados en la periferia necesitan estar diseñado para posibles impactos.

Los sistemas de amarre deben configurarse de tal manera que el movimiento lateral y la rotación de la planta sea mínima, siempre que este no sea voluntario, y a su vez, debe permitir la movilidad respecto a la variación del nivel del agua.

Las instalaciones flotantes tienen desafíos debido a su entorno situación. Por ejemplo, existe un aumento riesgo de corrosión y, por tanto, una posible reducción de la vida útil del diseño.

Los Inversores y los componentes de BOS deben seleccionarse teniendo en cuenta los altos índices de humedad y, si se diera el caso, de salinidad. De esta forma deben tener su protección IP adecuada a estos.

Todos estos inconvenientes y otros más, dependiendo del diseño y las limitaciones del sitio, pueden traducirse en una necesidad de mayor mantenimiento y costes de la instalación. Teniendo en cuenta además las consideraciones adicionales respectivas al impacto ambiental, como, por ejemplo, la posible afección a la fauna acuática al evitar la penetración de la luz solar en el agua, pudiendo afectar a la vida acuática y biodiversidad del sitio.

Los parámetros de diseño externos incluidas las condiciones ambientales que influyen en el diseño del sistema varían entre diferentes sitios. Como resultado, preparar una solución universal podría no ser factible y cada proyecto necesitará se tratará caso por caso

2.2. Proyectos a nivel nacional y global

Según estudios del SERIS, la capacidad mundial acumulada de Fovotvoltaica Flotante se sitúa en torno a los 1,7 GW, siendo el año 2019 el que registró un mayor crecimiento con la puesta en marcha de 432 MW, frente a los 1,2 GW que había instalados en 2018, un 35% menos. Esto es indicador de la evolución exponencial de la capacidad instalada.

Actualmente, Asia es el que más impulsa este tipo de proyectos, con 1,1 GW ya en construcción, le sigue Europa, que pretende instalar 60,4 MW y en menor medida, América del Norte, que tiene en marcha 5,7 MW, América del Sur 1,4 MW y Oceanía, 0,1 MW.

En cuanto a países, China es la región con más infraestructuras de esta tipología, con 4 plantas de tecnología fotovoltaica flotante operativas con más de 100 MW en el país y 3 con más de 50 MW. A nivel europeo, destacan las plantas O'mega de Francia, con 17 MW, Sekdoorn y Tynaarlo, con 14,5 y 8,4 MW, respectivamente, en Holanda.



Ilustración 2. Primera instalación fotovoltaica flotante conectada a una central hidroeléctrica en Montalegre, Portugal (Fuente: pvtech.org)

En lo que respecta a España, es la región de la UE con mayor número de embalses, 1.225 grandes presas, según recoge el Inventario de Presas y Embalses, MAPAMA. Y éstos representan una alternativa para la instalación de paneles fotovoltaicos en tierra, donde la superficie no es ilimitada.

El primer gran proyecto llevado a cabo en España, fue en el año 2020, correspondiente al proyecto Sierra Brava en Extremadura, de la mano de ACCIONA, donde se instalaron 1,12 MWp. Este fue llevado a cabo desde su departamento de I+D+i, siendo esta instalación pionera y destinada a analizar el rendimiento fotovoltaico aplicado a esta tecnología. Es por esto que, se dividió la instalación en 5 campos distintos donde cambia el tipo de módulos, mono o bifaciales, o distintas orientaciones e inclinaciones. Esta dio el pistoletazo de salida a nuevos proyectos en el país aplicando la tecnología flotante.



Ilustración 3. Embalse de Sierra Brava, Extremadura. Donde se ubica la instalación flotante de ACCIONA. (Fuente: Web de Acciona)

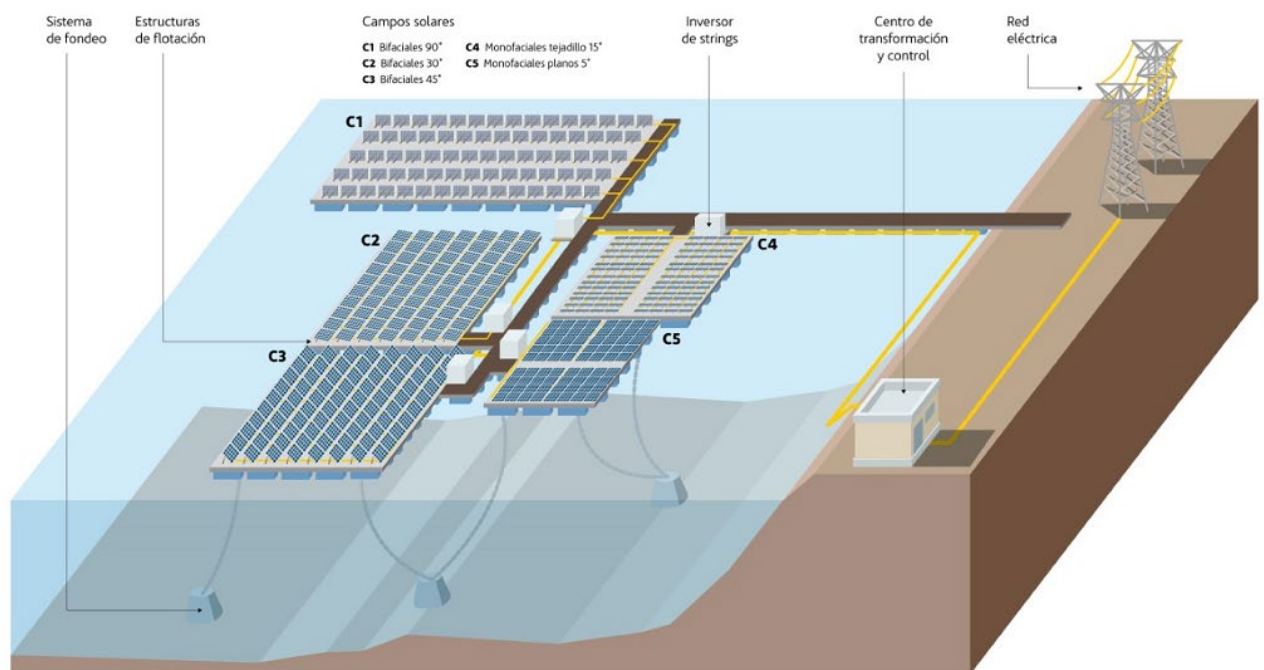


Ilustración 4. Instalación flotante de Sierra Brava. Diseño. (Fuente: Web de Acciona)

El MITECO, Ministerio para la Transición Ecológica, anunció que en 2019 la superficie protegida del territorio nacional alcanzó un 33,6%, lo que supone un aumento del 2,5% con respecto al año anterior. También se produjo en 2019 un incremento de la superficie incorporada a las Reservas de la Biosfera, que alcanza más del 12,4% del total de España. Estas zonas protegidas limitarán la construcción de nuevos parques fotovoltaicos en tierra, por lo que la FV flotante tendrá la oportunidad de albergar algunos de estos MW en nuestras presas, embalses y centrales hidroeléctricas.

2.3. Previsión de futuro y potencial

Analizando las previsiones de futuro obtenidas de la IEA para la producción de energía mundial, medida en TWh, según se muestra en la **Ilustración 4**, donde se refleja ésta diferenciando cada una de las tecnologías que la generan:

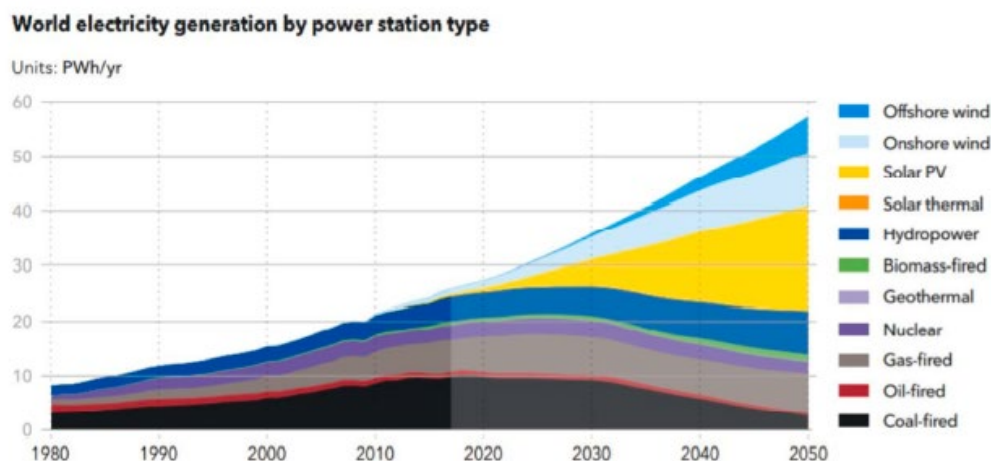


Ilustración 5. Datos históricos del IEA y previsión de energía generada hasta 2050 a fecha de 2019.
(Fuente: DNV GL. Energy transition Outlook 2019)

Es fácilmente apreciable la importancia que abarcará la energía solar fotovoltaica a nivel mundial. En este gráfico no se tiene en cuenta la aportación de la energía solar flotante, debido a la limitada producción de energía de estas a fecha de 2019, y por tanto no resulta apreciable su participación en el mix energético global. No obstante, si su desarrollo sigue siendo el visto con anterioridad, podría asumir un gran peso junto a la energía solar convencional, eólica e hidroeléctrica.

La energía eléctrica producida se estima el doble de la actual en los próximos 30 años, con un índice de crecimiento de 2,34%/año. Se prevé que la energía generada mediante la tecnología solar fotovoltaica supere a la energía eólica a partir de 2030, llegando a 2050 con una participación total de energía proveniente de origen renovable del 70%.

Si se analiza cual será la situación de cara a 2030, es interesante desglosar la evolución esperada para los sistemas fotovoltaicos tradicionales y la nueva tecnología flotante.

Respecto al sector de la energía solar fotovoltaica

Dejando a un lado la contribución de la Energía solar de concentración (CSP), la Solar Power Europe (Hemetsberger y Schmela, 2020) da un análisis detallado teniendo también en cuenta los efectos negativos de Covid y sugiere un aumento promedio de 2019 a 2024 del 16%. Esto deja una disminución del ratio de desarrollo del actual 35% al 15%, aunque este disminuirá aún más si se tiene en cuenta la incorporación del sector de los sistemas FV flotantes como un sector independiente, quedando entonces reducido a un 12% en 2030.

Respecto al sector de la energía fotovoltaica flotante

Aunque es difícil analizar esta evolución al encontrarse en sus inicios y al tener aún números muy pequeños, se espera que la tendencia de este sector sea de gran crecimiento debido principalmente a 3 factores:

1. El comprender que las grandes superficies de agua aprovechables para estas instalaciones se dan hasta en los países más industrializados y con altas poblaciones.
2. La capacidad de hibridación de sistemas eléctricos al coexistir con centrales hidroeléctricas de agua embalsada.
3. La política de muchos países en la región ecuatorial, especialmente el Sudeste de Asia.

Aunque estos factores son correctos, no ayudan a calcular el porcentaje de desarrollo de este sector. Partiendo del 100% visto en el primer apartado, y una reducción lineal hasta alcanzar el 40% en 2030, se puede concluir que su participación para entonces será significativa y será una parte muy importante de la generación de energía fotovoltaica.

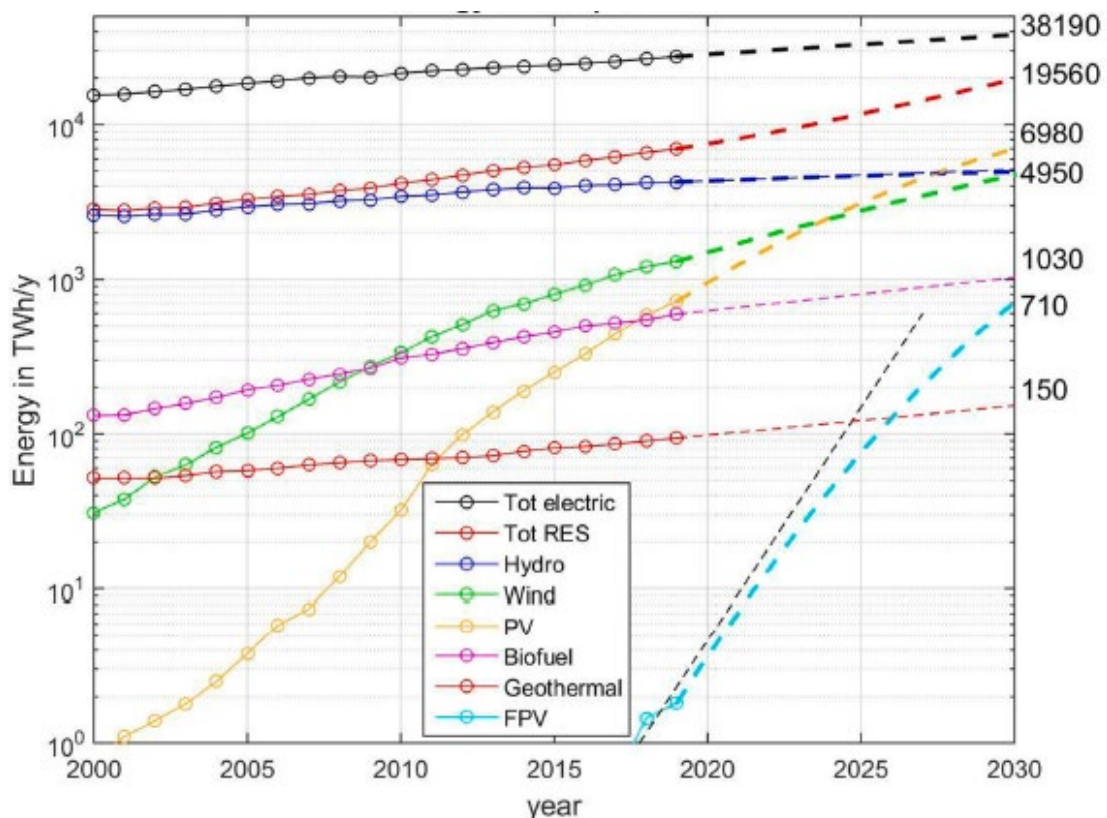


Ilustración 6. Tendencia de la energía de las distintas fuentes hasta 2030. (Fuente: The booming of floating PV)

2.4. Aplicación a la agricultura – Balsas de regadío

Una aplicación a la problemática del espacio a la hora de ejecutar este tipo de instalaciones en el ámbito de la agricultura, se encontró al dirigir la mirada hacia las balsas destinadas al regadío.

Los sistemas fotovoltaicos destinados al regadío, surgen como una solución alternativa para el suministro eléctrico de sistemas de riego, debido al incremento constante de los precios de la energía que ofrecen las compañías eléctricas, ofreciendo, desde un apoyo que permita más independencia de la red eléctrica, hasta una completa autosuficiencia.

Surge una buena adaptación del sistema FV al consumo de este tipo de instalaciones, dado que la curva de producción anual se adapta a las necesidades de riego en las explotaciones agrarias, esto es, los meses con mayores necesidades de riego son los meses con mayor radiación solar, y, por tanto, aquellos donde se goza de más energía disponible.

3. Diseño y dimensionamiento de un caso de estudio de sistema FV flotante

3.1. Contexto y parámetros de diseño

Se usa como emplazamiento la balsa destinada al riego para aplicaciones agrícolas, situada en la provincia de Jaén, perteneciente una Comunidad de Regantes. Se emplea la superficie del agua de la balsa, para ejecutar la instalación FV de autoconsumo, conectada a la instalación de baja tensión del suministro de consumo ya existente.

El objetivo de este punto es demostrar el desarrollo y dimensionamiento de una Instalación Solar Fotovoltaica de autoconsumo con excedentes conectada a red de 52,65 kWp.

Coordenadas

- Latitud: 37.840273
- Longitud: -3.68412968
- Altura: 515 m



Ilustración 7. Ubicación de la instalación



Ilustración 8. Balsa donde se ejecuta la instalación

3.2. Descripción general del sistema FV

La instalación proyectada consiste en un generador fotovoltaico destinado al autoconsumo, con una potencia instalada de 52,65 kWp, ubicada en la superficie de la balsa, propiedad de la Comunidad de Regantes, y cuya conexión se realiza dentro de la red interior de Baja tensión, propiedad de la misma.

Los elementos que componen la instalación son los siguientes:

- 117 módulos fotovoltaicos de 450 W.
- 1 inversor fotovoltaico HUAWEI SUN2000-60KTL.
- Flotador para módulos: ISIFLOATING 4.0.
- Protecciones para C.C. y corriente alterna en BT.
- Monitorización

Se hace uso de módulos fotovoltaicos de 450 Wp cada uno y un único inversor de 40 kW de potencia nominal, determinándose una configuración de:

$$N^{\circ} \text{ de strings} = 9$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos/string} = 13$$

La instalación fotovoltaica queda definida entonces con los siguientes parámetros:

$$\text{Módulos totales} = 117 \text{ módulos}$$

$$\text{Potencia Total Instalada} = 52,65 \text{ kWp}$$

$$\text{Potencia nominal} = 50 \text{ kW}$$

3.3. Paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos a emplear en la instalación objeto del presente proyecto serán KASEEL – KSHC-144 de la marca Trina Solar. Están constituidos por 144 células de silicio monocristalino con una eficiencia de 20,73%.

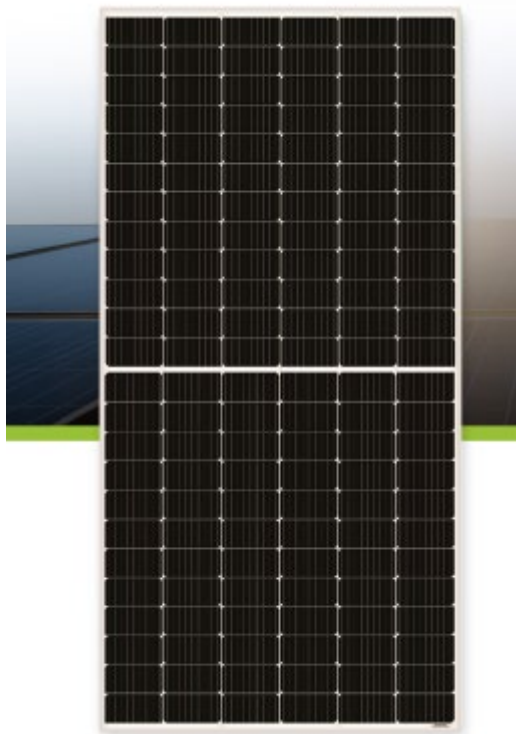


Ilustración 9. Panel KASEEL – KSHC-144 (KASEEL Hoja de Características)

El módulo seleccionado adopta la tecnología de Célula Partida (Half-Cut o Half-Cell). Se conectan dos partes de la célula partida en serie, la pérdida de potencia causada por la resistencia de la unión se reduce a 1/4 de la de la tecnología de celda completa, lo que resulta en una disminución de la resistencia

eléctrica y por tanto una mejora de la eficiencia general del módulo en más de 2%.

Esta tecnología permite, además, que los módulos trabajen a bajas temperaturas de operación, lo que mejora la generación de energía por vatio. El diseño único de las cadenas de celdas hace que cada fila de celdas funcione de manera independiente, lo que puede reducir significativamente la pérdida de energía debido al problema de falta de contacto causado por el sombreado entre filas.

Se muestran las características principales del módulo a continuación.

Tabla 2. Características físicas del módulo FV

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL MÓDULO FV	
Ancho (mm)	1.048
Largo (mm)	2.108
Grosor (mm)	40
Peso (kg)	24

Tabla 3. Características eléctricas del módulo FV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL MÓDULO FV			
Fabricante	Kaseel	Eficiencia (%)	20,37
Modelo	KASEEL – KSHC-144	TONC (°C)	43
Pmax (Wp)	450	α Voc (%/°C)	-0,28
Umpp (V)	41,82	α Isc (%/°C)	0,05
Impp (A)	10,76	α Pmax (%/°C)	-0,36
V oc (V)	50,02	T° min (°C)	-40
Isc (A)	11,29	T° max (°C)	85

Los paneles se instalarán aprovechando el espacio de la balsa. En la orientación Este el ángulo de inclinación será de 22° y el azimut de 90°. En la orientación Oeste el ángulo de inclinación será de 22° y el azimut de -90°.

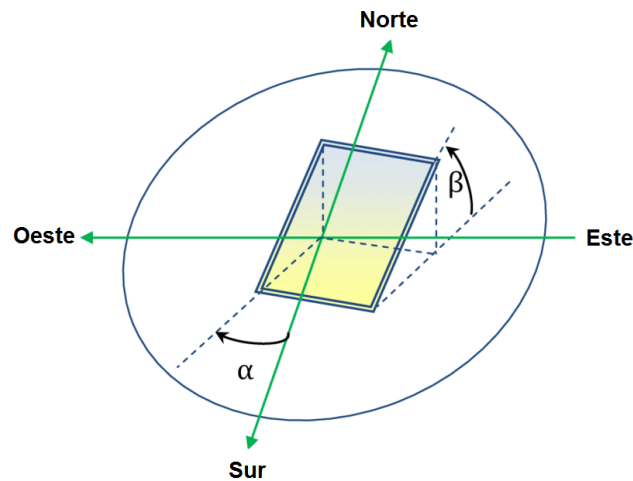


Ilustración 10. Ejes y orientación

La configuración de conexión entre los módulos y el inversor, se ha determinado considerando tanto las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos como de los inversores. Los parámetros que se han tenido en cuenta son:

- Margen de tensiones de MPP del inversor.
- Tensiones máximas y mínima del panel en función de la temperatura.
- Tensión máxima soportada por el panel.
- Tensión máxima soportada por los inversores.
- Intensidad de cortocircuito del panel.
- Máxima intensidad soportada por el inversor.
- Potencia pico del panel.
- Máxima potencia soportada por el inversor.

3.4. Inversores

El inversor seleccionado para la instalación fotovoltaica es el SUN2000-50KTL-M0, de la marca Huawei, con una potencia nominal de 50 kW.

La elección de estos inversores de string se debe a la interesante característica que poseen de poder conectar las ramas de módulos fotovoltaicos

directamente al inversor sin tener que intercalar ningún sistema de protección ni seccionamiento. Además, incorpora una serie de protecciones y dispositivos necesarios en la instalación tanto de cara a la red de corriente continua, como para la red de corriente alterna.

Su tecnología, enfocada a optimizar costes y tiempo de instalación, lo hace muy interesante debido a su versatilidad, así como la incorporación de seccionadores de CC/CA, conexiones directas de 12 cadenas, 6 seguidores del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, MPPT) fusibles y protecciones de sobretensiones evitando así la necesidad de cajas adicionales.

Permite el acceso inalámbrico desde cualquier dispositivo móvil, pudiendo recibir alarma de ruido en estos en caso de sobrepasar una resistencia de aislamiento determinada al primer fallo.

Sus principales ventajas son:

- 6 MPPT independientes.
- Separación galvánica sin transformador
- Instalación vertical u horizontal.
- Fácil acceso a caja de conexiones.
- Módulo de potencia y caja de conexiones en una única envolvente compacta.
- IP 65.
- Interfaz Wi-Fi para configuración y puesta en marcha.
- Capacidad de gestión de niveles de potencia reactiva.
- Monitorización remota y actualización de firmware a través de la Aplicación virtual SolarFusion.

Smart String Inverter



Ilustración 11. Inversor SUN2000-50KTL-M0 (Huawei. Hoja de Características)

El fabricante de estos equipos garantiza la fabricación de los inversores bajo todas las normativas de seguridad aplicables.

El inversor se desconectará cuando se produzca:

- Fallo de red eléctrica: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya establecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Temperatura elevada: el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para disminuir la potencia entregada a fin de no sobrepasar la

temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

3.5. Configuración del generador FV

Para calcular la distribución de los módulos fotovoltaicos del generador, se tendrán en cuenta las características técnicas de los inversores y de los módulos fotovoltaicos.

Según la hoja de características del inversor:

- $V_{INV,MAX,DC} = 1.100 \text{ V}$
- $V_{INV,min \text{ PMP}} = 200 \text{ V}$
- $V_{INV,max \text{ PMP}} = 1.000 \text{ V}$

- Tensión máxima a la entrada (a -10°C):

$$\begin{aligned} V_{OC,GEN (T=-10^{\circ}\text{C})} &= [V_{OC,MOD,STC} \cdot N_{ms}] \cdot \left[1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} \cdot (-10 - 25) \right] \leq V_{INV,MAX,DC} \\ &= 50,02 \text{ V} \cdot 13 \cdot \left[1 + \frac{-0,28}{100} \cdot (-10 - 25) \right] \leq 1.100 \text{ V} \\ &713,98 \text{ V} \leq 1.100 \text{ V} \end{aligned}$$

- Límite de tensión inferior PMP (a 70°C):

$$\begin{aligned} V_{M,GEN (T=70^{\circ}\text{C})} &= [V_{M,MOD,STC} \cdot N_{ms}] \cdot \left[1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} \cdot (70 - 25) \right] \geq V_{INV,min \text{ PMP}} \\ &= 41,82 \text{ V} \cdot 13 \cdot \left[1 + \frac{-0,28}{100} \cdot (70 - 25) \right] \geq 200 \text{ V} \\ &= 475,16 \text{ V} \geq 200 \text{ V} \end{aligned}$$

- Límite superior tensión PMP (a -10°C):

$$\begin{aligned} V_{M,GEN (T=-10^{\circ}\text{C})} &= [V_{M,MOD,STC} \cdot N_{ms}] \cdot \left[1 + \frac{CCT_{VOC}(\%)}{100} \cdot (-10 - 25) \right] \leq V_{INV,max \text{ PMP}} \\ &= 41,82 \text{ V} \cdot 13 \cdot \left[1 + \frac{-0,28}{100} \cdot (-10 - 25) \right] \leq 1.000 \text{ V} \end{aligned}$$

$$= 596,93 \text{ V} \leq 1.000 \text{ V}$$

El inversor dispone de 6 módulos independientes de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), cada módulo admite hasta 2 entradas (esto da un total de 12 ramas en paralelo). La intensidad máxima admisible en cada uno de los módulos independientes es de:

$$I_{dc \text{ max}, MPPT} \leq 22 \text{ A}$$

$$I_{sc \text{ max}, MPPT} \leq 30 \text{ A}$$

La configuración elegida para este inversor es de 9 ramas en paralelo. Esta configuración puede distribuirse en las distintas entradas del inversor de modo que se conecten 2 ramas en paralelo a tres de los seguidores del PMP, conectando 1 única rama a los tres seguidores restantes. Con esta distribución se obtiene:

$$2 \text{ ramas} \cdot 3 \text{ MPPT} + 1 \text{ rama} \cdot 3 \text{ MPPT} = 2 \cdot 3 + 1 \cdot 3 = 9 \text{ ramas en paralelo}$$

Para el caso más desfavorables de módulos independientes con 2 ramas conectadas se obtiene:

$$I_{dc} = n^{\circ} \text{ mod paralelo} \cdot I_{PMP} = 2 \cdot 10,76 \text{ A} = 21,52 \text{ A} \leq 22 \text{ A}$$

$$I_{sc} = n^{\circ} \text{ mod paralelo} \cdot I_{SC} = 2 \cdot 11,29 \text{ A} = 22,58 \text{ A} \leq 30 \text{ A}$$

Valores que están dentro del rango de intensidades admitidas por el inversor.

3.6. Flotador

Los flotadores instalados soportarán las inclemencias del tiempo adicionales, correspondientes a la erosión por el contacto con el agua o la exposición a la radiación UV.

La distribución de los paneles será diseñada para soportar el generador fotovoltaico.

Se emplea el modelo diseñado por la empresa ISIGENERE. El modelo patentado es el ISIFLOATING 4.0.

Consiste en un sistema modular de elementos flotantes fotovoltaicas que crean una estructura. El elemento principal es el flotador modular apilable y encajable. Estos, soportan los paneles solares y a su vez, se utilizan como soporte para caminos de mantenimiento, explotación y evacuación eléctrica.

Están compuestos de HDPE virgen (Polietileno de Alta Densidad) aditivado contra rayos UV y a la transformación de poliolefinas (aditivo antioxidante). Tiene una flotabilidad de 2,4kN (240 kg) por cada panel FV y de 95 kg/m² y aguanta una velocidad máxima del viento de 180 km/h.

Se emplea una inclinación de 5° de cara a evitar posibles problemas que supondrían inclinaciones más pronunciadas con el viento.

Tabla 4. Características del flotador

Marca y modelo: ISIFLOATING 4.0	
Inclinación (°)	5°
Material	Polímero HDPE
Espesor mínimo del flotador en cualquier punto de la pieza (mm)	3
Espesor mínimo del flotador en la parte superior (mm)	4

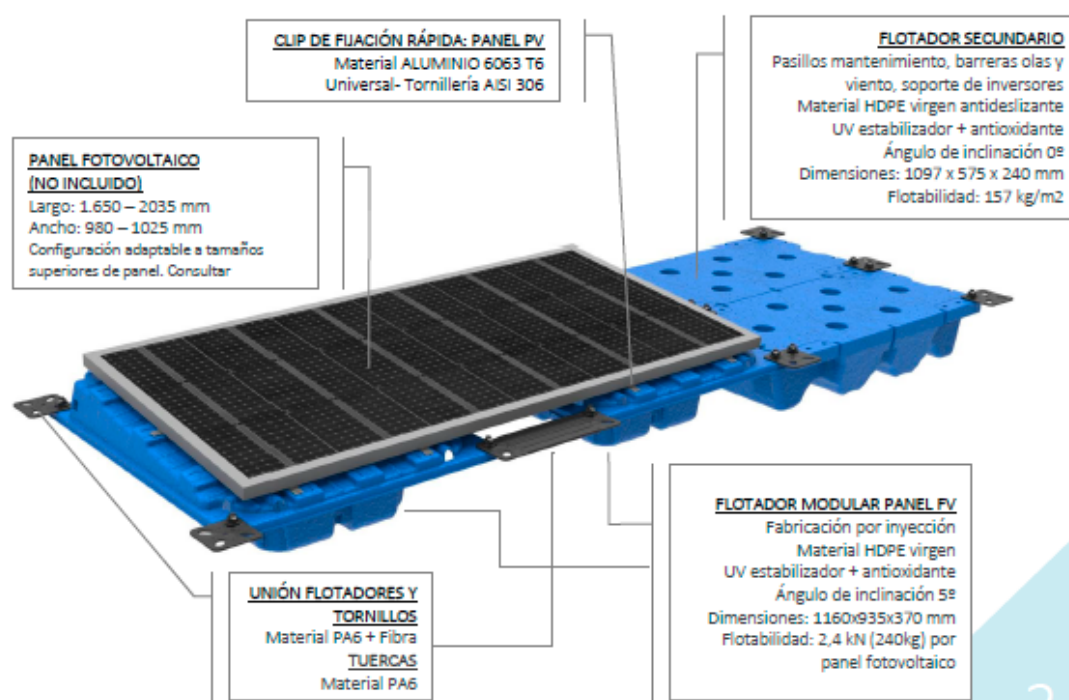


Ilustración 12. ISIFLOATING 4.0 (Fuente: isifloating. Hoja de Características)

3.7. Cableado

Para escoger el tipo de cable y su sección, se deben cumplir una serie de premisas. Los criterios que determinarán estos parámetros serán los de:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio térmico

Estos determinarán la sección mínima normalizada que satisface las 2 condiciones simultáneamente, igualmente, cabe destacar que, al ser una instalación fotovoltaica, habrá que tomar una serie de consideraciones adicionales que restringirán aún más el diseño del cableado.

Para el cálculo del cableado se utilizará el criterio de caída de tensión y el criterio térmico para limitar la intensidad máxima admisible. El reglamento electrotécnico de baja tensión establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 que para instalaciones generadoras de baja tensión los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

A continuación, mostramos los tres métodos de cálculo de secciones:

- Cálculo por intensidad
- Cálculo por caída de tensión

3.7.1. Cálculo de la intensidad de corriente

Para obtener las intensidades de corriente podemos aplicar las siguientes fórmulas:

A. Para Sistema Trifásico:

$$I = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot R} \quad (A)$$

B. Sistema Monofásico:

$$I = \frac{P_c}{U \cdot \cos \varphi \cdot R} \quad (A)$$

Donde:

- P_c = Potencia de Cálculo en Watios.
- L = Longitud de Cálculo en metros.
- e = Caída de tensión en Voltios.
- K = Conductividad.
- I = Intensidad en Amperios.
- U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).
- S = Sección del conductor en mm^2 .
- $\cos \varphi$ = Coseno de φ . Factor de potencia.
- R = Rendimiento. (Para líneas motor).
- n = N° de conductores por fase.
- X_u = Reactancia por unidad de longitud en $\text{m}\Omega/\text{m}$.

3.7.2. Cálculo de la sección por caída de tensión

Para calcular la sección de un cable por el criterio de la caída de tensión es conveniente tener en cuenta el efecto de la reactancia, cuya influencia es significativa, especialmente cuando el resultado es una sección elevada (por ejemplo, $S > 120 \text{ mm}^2$).

Se pueden considerar las siguientes fórmulas de cálculo de caída de tensión teniendo en cuenta el efecto de la reactancia:

A. Sistema Trifásico

$$e = \frac{L \cdot P_c}{K \cdot U \cdot n \cdot S \cdot R} + \frac{L \cdot P_c \cdot X_u \cdot \sin \varphi}{1000 \cdot U \cdot n \cdot R \cdot \cos \varphi} \quad (V)$$

B. Sistema Monofásico:

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot P_c}{K \cdot U \cdot n \cdot S \cdot R} + \frac{2 \cdot L \cdot P_c \cdot X_u \cdot \sin \varphi}{1000 \cdot U \cdot n \cdot R \cdot \cos \varphi} \quad (V)$$

Donde:

- P_c = Potencia de Cálculo en Watios.
- L = Longitud de Cálculo en metros.

- e = Caída de tensión en Voltios.
- K = Conductividad.
- I = Intensidad en Amperios.
- U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).
- S = Sección del conductor en mm^2 .
- $\cos \varphi$ = Coseno de φ . Factor de potencia.
- R = Rendimiento. (Para líneas motor).
- n = N° de conductores por fase.
- X_u = Reactancia por unidad de longitud en $\text{m}\Omega/\text{m}$.

3.7.3. Cálculo de sección de conductores de Corriente Continua

3.7.3.1. Criterio intensidad máxima admisible o de calentamiento

Según la Norma UNE-HD 60364-7-712 Anexo B, apartado B2 se indica que para el dimensionamiento de la instalación la corriente máxima de cortocircuito de un módulo fotovoltaico que hay que considerar es:

$$I_{SC,m\acute{a}x} = K_1 \cdot I_{SC\ STC}$$

Con un valor admisible mínimo de K_1 de 1,25.

$$I_{SC,m\acute{a}x} = 1,25 \cdot 11,29\text{A} = 14,12\text{ A}$$

Por tanto, la intensidad a considerar para el dimensionamiento del cableado con sistemas de protección frente a sobreintensidades será de 14,12 A.

Se considera la conducción para la conexión de los módulos fotovoltaicos con los terminales del inversor sobre bandeja perforada a través de los flotadores de la balsa.

De acuerdo con la tabla A.3 de la Norma **UNE-EN 50618** “*Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*”, la intensidad máxima admisible para un par de cables de sección 6 mm^2 en cobre y para una temperatura ambiente inferior a 60° es de 57 A.

De acuerdo con la citada Norma y para agrupaciones de cables hay que aplicar los factores de corrección recogidos en la tabla B.52.17 del Documento de Armonización HD 60364-5-52. Para una agrupación de 6 pares y para el sistema de montaje escogido el factor de corrección es, de acuerdo con la citada tabla, de 0,73.

La intensidad máxima admisible para la sección de 6 mm² escogida será por tanto de:

$$I_{m\acute{a}x} = 57 \times 0,73 = 41,04 \text{ A}$$

Intensidad que es muy superior a la intensidad de diseño de 14,12 A.

3.7.3.2. Criterio de máxima caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, debido a la resistencia/impedancia de este, ocasiona pérdidas en el cable, y una caída de tensión o diferencia de tensiones en el origen y en el extremo final de la canalización.

Se adoptará como criterio de diseño una caída de tensión máxima del 1,5% (Valor recomendado en el *Pliego de Condiciones Técnicas* del IDAE) en la red de corriente continua.

De acuerdo con este valor, la caída de tensión máxima admisible para el conductor de corriente continua será:

$$\Delta V_{max} = \frac{1,5}{100} \cdot V_{mpp,mod} \cdot n_{mod,serie} = \frac{1,5}{100} \cdot 41,82 \cdot 13 = 8,16 \text{ V}$$

La sección mínima del conductor que cumple este requisito se puede determinar por medio de la siguiente expresión:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{PMP}}{\sigma \cdot \Delta V_{max}} = \frac{2 \cdot 70,4 \cdot 10,76}{45,5 \cdot 8,16} = 4,08 \text{ mm}^2$$

Donde

- σ : resistividad del cobre a temperatura de 90 ° = 45,5

- I_{PMP} : Intensidad de rama= 10,76 A
- L_{rama} : longitud en metros de la rama más desfavorable= 70,4 m

Para el conductor elegido la caída de tensión es:

$$\Delta V_{max} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{PMP}}{\sigma \cdot S_{min}} = \frac{2 \cdot 70,4 \cdot 10,76}{45,5 \cdot 6} = 5,55 \text{ V} \quad 1,02\%$$

Por tanto, se concluye como cable propuesto:

Tabla 5. Características del cable de corriente continua propuesto

Tipo de cable propuesto	
Naturaleza del conductor	Cobre (Cu)
Aislamiento del cable	RV-K 0,6/1KV
Tensión nominal del cable	1000 V
Temperatura máxima del conductor	120 °C
Características de la instalación	
Intensidad de corriente por string (A)	10,76
Expuesto al sol	SI
Solución adoptada	
Sección recomendada (mm ²)	6
Número de conductores por polo	1

3.7.4. Cálculo de sección de conductores de Corriente Alterna

Datos de partida:

- Tensión de línea 400 V AC
- Caída de tensión menor del 1,5 % a corriente nominal
- Intensidad de cálculo para densidad de corriente 125 % de la corriente nominal del inversor (ITC-BT40) *.

* En este caso, aunque no sea necesario, al tratarse de una conexión a una red interna de suministro y no de distribución pública, se aplicará la directriz de corrección de la ITC-BT-40 de dimensionar el cableado de AC con una intensidad no menor del 25% de la máxima intensidad admisible en el cable, con el objeto de evitar oscilaciones de tensión en el suministro eléctrico.

3.7.4.1. Criterio intensidad máxima admisible o de calentamiento

El valor máximo de la intensidad de salida del inversor se puede determinar por medio de la expresión:

$$I_{AC} = \frac{P_{Inv}}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi^*} = \frac{50.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,975} = 73,64 \text{ A}$$

Donde:

- $I_{AC,inv}$ = intensidad a la salida del inversor en amperios.
- P_{inv} = Potencia nominal del inversor en vatios.
- U_L = Tensión compuesta salida inversor = 400V.
- $\cos \varphi$ = factor de potencia = 0.975

Para la comprobación por densidad de corriente se adoptará el valor:

$$I'_{AC,1} = 1,25 \cdot I_{AC,1} = 1,25 \cdot 73,64 \text{ A} = 92,05 \text{ A}$$

Se comprueba que la sección elegida de **25 mm²** en cobre cumple con este requisito según la *Tabla C.52.1 bis* de la norma **UNE 60364-5-52**.

$$I'_{CA,1} \leq I_{admisible,tabla}$$

$$92,05 \text{ A} \leq 100 \text{ A}$$

3.7.4.2. Criterio de máxima caída de tensión

La caída de tensión máxima vendrá determinada por las indicaciones reflejadas en la **ITC-BT-40** donde se indica que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de distribución pública o instalación interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal. Como se ha mencionado con anterioridad, aun no conectando con la red de distribución directamente, sino a la red interior de BT, se considerará este requerimiento de cara a sobreproteger la instalación:

$$\Delta V_{max} = \frac{1,5}{100} \cdot 400 = 6 \text{ V}$$

La caída de tensión obtenida será:

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 0,975 \cdot 73,64}{45,5 \times 25} = 2,73 < 6 \text{ V}$$

Tabla 6. Características del cable de corriente alterna propuesto

Tipo de cable propuesto	
Naturaleza del conductor	Cobre (Cu)
Aislamiento del cable	RZ1 0,6/1 KV
Tensión nominal del cable	1000 V
Temperatura máxima del conductor	120 °C
Características de la instalación	
Potencia activa (W)	50.000
Expuesto al sol	NO
Solución adoptada	
Sección recomendada (mm ²)	25
Número de conductores por fase	1

3.8. Protecciones generales de la instalación fotovoltaica

3.8.1. Protecciones de la red de corriente continua

Protección contra sobreintensidades

Tipo de dispositivo: *fusible tipo gPV de 15 A*, para cada rama de módulos.

NOTA: como esta protección ya viene incorporada en ambos inversores, solo se justifica su uso, sin ser necesaria su instalación de forma adicional.

La protección se determinará según lo dispuesto en la **ITC-BT-22**, teniendo en cuenta las particularidades para los sistemas fotovoltaicos recogidas en la norma de **UNE-HD-60364-7-712**, la corriente nominal del dispositivo elegido debe de cumplir:

$$1,1 \times I_{SC \text{ MÁX.de la cadena}} \leq I_n \leq I_{MOD_MÁX_OCPR}$$

$$1,1 \times 11,29 \leq 15 \leq 20$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_{MOD_MÁX_OCPR}$$

Para un valor $I_n = 15 \text{ A}$ en fusibles tipo *gPV*, según indica la norma UNE 60269-6 se debe seleccionar una intensidad, $I_f = 1,45 \cdot I_n = 1,9 \times 15 = 21,75 \text{ A}$

$$21,75 \leq 1,45 \cdot 20 = 29 \text{ A}$$

El coeficiente 1,1 es un margen de seguridad para un funcionamiento inoportuno de los dispositivos de protección teniendo en cuenta las condiciones de tensión.

Donde:

- $I_{SC \text{ MÁX. de la cadena}}$ = intensidad para la que se han diseñado el circuito según la previsión de cargas. En este caso:

$$1,25 \times I_{SC} = 14,11 \text{ A}$$

- I_z = corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (acorde a lo expuesto en la norma **UNE 50618**).
- I_n = Corriente asignada del dispositivo de protección.
- I_f = Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo (t_c tiempo convencional según norma).
- $I_{MOD_MÁX_OCPR}$ = Valor asignado máximo de protección contra las sobreintensidades del módulo fotovoltaico. Valor de la corriente inversa en nuestro caso = 20 A

Queda justificada la utilización de este fusible como elemento de protección de sobreintensidades.

Tabla 7. Protección de sobreintensidades para CC

Solución adoptada	
Fusibles de protección	
Curva	gPV15 A

Portafusibles (V)	1.000
Medidas (mm)	10 x 38
Tipo	Cilíndrico
Instalación	En caja de CC

Además, en los circuitos de corriente continua que enlazan las cajas de conexiones de corriente continua con el inversor, se instalarán interruptores seccionadores con objeto de poder seccionar las líneas para posibles mantenimientos y averías.

Según **IEC 60.364-7-712**, es obligatorio disponer de un interruptor de corte en carga que permita poder realizar trabajos de reparación y/o mantenimiento, separando el inversor del generador fotovoltaico.

El inversor lleva incorporado el sistema de desconexión en carga.

Protección contra sobretensiones

Tipo de dispositivo: *descargador de tensiones tipo 2* para cada MPPT.

NOTA: como esta protección ya viene incorporada en ambos inversores, solo se justifica su uso, sin ser necesaria su instalación de forma adicional.

Esquema de conexión de los descargadores de sobretensión:

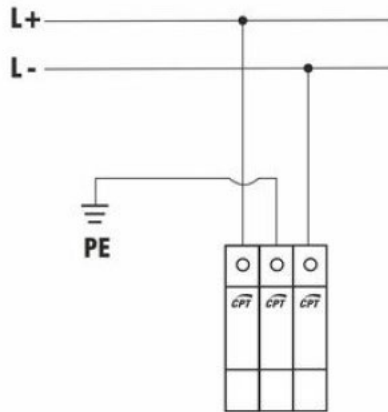


Ilustración 13. Esquema de descargador de tensiones

El dispositivo de protección cumplirá con lo establecido en la **ITC-BT-23**.

- U_p : Nivel de protección o tensión limitada, en función de la categoría de los equipos a proteger. Según se puede ver, en la **tabla 712.534** de la norma **UNE-HD-60364-7-712**, se indica el valor de la tensión de impulso soportada por el inversor, U_w , respecto a la tensión del generador fotovoltaico, $U_{OC,MAX}$. El nivel de protección del dispositivo de protección debe ser inferior al valor de U_w para proteger a los inversores.

Siendo:

$$U_{OC,MAX} = U_{mod,OC,-5^{\circ}C} \cdot n_{modulos,serie} = 54,22 \text{ V} \cdot 13 = 704,86 \text{ V}$$

$$U_w (U_{OC,MAX}=704,86 \text{ V}) = 6 \text{ kV}$$

Por tanto:

$$U_p \leq 6 \text{ kV}$$

- U_c : Tensión máxima de servicio permanente.

$$U_c > U_{OC,MAX}$$

$$U_c > 704,86 \text{ V}$$

- I_n : Corriente nominal de descarga. Para un dispositivo de Tipo 2, la forma de onda de la corriente aplicada está normalizada como $5/20 \mu s$. Tal y como dicta la norma **UNE 60364-7-712**, el valor mínimo de la corriente de descarga nominal de los dispositivos de protección de Tipo 2, debe ser:

$$I_n \geq 5 \text{ kA}$$

Tabla 8. Protección contra sobretensiones en CC

Solución adoptada	
Descargador de sobretensiones	
Clase de protección	PV (Tipo 2)
Tensión de red (Vdc)	1.000
Corriente máxima de descarga (kA)	40
Instalación	Incluida en el inversor
Cantidad (unidades)	1

3.8.2. Protecciones de la red de corriente alterna

En el circuito de salida del inversor al cuadro de baja tensión del edificio, los conductores quedarán protegidos frente a sobrecargas y sobreintensidades mediante el empleo de un interruptor automático magnetotérmico, cuyas características serán:

Tabla 9. Protección contra sobreintensidades en AC

Solución adoptada	
Interruptor Automático Magnetotérmico	
Curva de disparo	Curva C
Intensidad máxima (A)	125
Número de polos	4
Medidas (mm)	4 x 18
Cantidad (unidades)	1

Se debe utilizar una protección contra corrientes residuales. Al tratarse de una instalación que no es de pública concurrencia y solo deberían acercarse personas cualificadas de cara a posibles reparaciones y mantenimientos, se puede ajustar el nivel de sensibilidad del interruptor automático diferencial a 300 mA. Las características de dicha protección son las siguientes:

Tabla 10. Protección de personas

Solución adoptada	
<i>Interrupor Automático Diferencial</i>	
Grado de protección (mA)	300
Intensidad máxima (A)	125
Tensión (V)	400
Clase	AC
Medidas (mm)	4 x 18
Cantidad (unidades)	1

Protección contra sobretensiones

Se dispone un protector de sobretensiones entre fases y neutro y entre neutro y conductor de protección. Como el circuito de corriente alterna entre inversor y cuadro de baja tensión será interior, se dispondrá de clase C (tipo 2).

Así, las características de dicha protección serán:

Tabla 11. Protección contra sobreintensidades en AC

Solución adoptada	
<i>Descargador de sobretensiones</i>	
Clase de protección	PV (Tipo 2)
Tensión de red (Vac)	400
Corriente máxima de descarga (kA)	40
Instalación	En inversor
Cantidad (unidades)	1

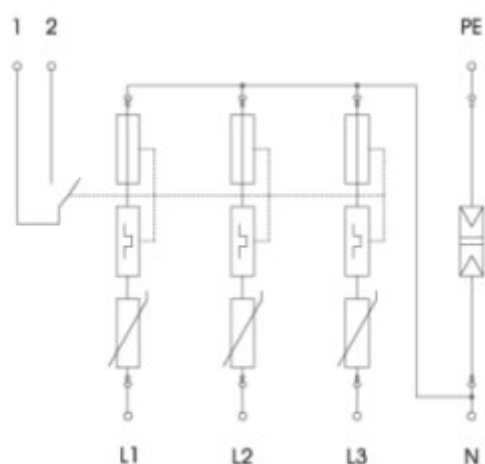


Ilustración 14. Esquema de conexión de los descargadores de sobretensión

3.9. Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (modificaciones en el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de renovables, cogeneración y residuos).

La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Este valor será tal que ninguna masa pueda alcanzar una tensión de un valor superior a 50 V.

Cada circuito llevará una protección con interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad, por lo que la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor dado por:

$$R_{max} = \frac{50}{0,30} = 166,6 \, \Omega$$

La red de tierras será independiente de la red de la compañía distribuidora.

3.10. Estudio de Producción de energía

3.10.1. Estudio de energía generada

Se obtienen para realizar este estudio, los datos de radiación solar del emplazamiento. Para obtener los datos de irradiación necesarios para esta localización se ha hecho uso del sistema de información geográfica fotovoltaica, PVGIS. Obteniendo un día promedio para cada una de los meses del año como se puede ver en la tabla 12.

Tabla 12. Radiación solar (Wh)

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	45	0	43	64	44	16	0	0	0	0
8	65	136	256	90	118	123	118	100	51	188	74	34
9	303	378	475	282	307	319	316	290	236	413	315	280
10	489	570	660	490	504	525	527	501	454	606	505	462
11	624	711	794	671	674	706	712	689	649	748	644	592
12	701	792	870	804	798	840	850	829	795	829	724	667
13	717	809	885	880	870	918	931	909	880	846	740	682
14	670	760	840	895	884	934	947	926	897	797	692	637
15	564	648	734	850	841	887	898	877	846	684	582	534
16	402	480	574	744	742	779	788	766	729	515	415	377
17	191	269	368	585	593	620	624	600	557	303	205	155
18	5	47	144	387	407	424	422	396	346	72	6	0
19	0	0	6	179	208	216	212	187	135	0	0	0
20	0	0	0	32	59	64	60	43	11	0	0	0
21	0	0	0	0	11	25	13	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Al multiplicar estos valores por el correspondiente al Performance Ratio (PR) de cada mes, la potencia instalada y el número de días de cada mes, se obtiene la tabla de energía mensual promedio generada.

Tabla 13. Energía generada promedio mensual

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía (kWh)	7079	7347	9393	9418	9728	9698	9916	9523	8751	8478	6964	6601

Para poder conocer qué porcentaje de esta se destinará a autoconsumo y que porcentaje se verterá a la red como excedente, se debe hacer un análisis del consumo de la instalación.

3.10.2. Estudio de consumo

Este punto de suministro parte de una tarifa 3.0 A, que desglosaba los periodos de energía a lo largo del día en 3 según la hora de consumo.

El 1 de junio se aplicaron las medidas de la Circular 3/2020, de 15 de enero, a partir de la cual, la tarifa 3.0 A pasa a ser la tarifa de acceso 3.0 TD, con 6 periodos distintos de energía de los cuales, solo se facturan 3 dependiendo del mes y estos se acogen a un sistema de temporadas que establecen los precios de P1 a P6, siendo el P1 el más caro y el P6 el más barato. Las temporadas aplicadas a la península (varia para canarias y las islas baleares) quedan así:

- **Temporada ALTA:** Los meses de enero, febrero, julio y diciembre. Se facturan P1, P2 y P6
- **Temporada MEDIA-ALTA:** Los meses de marzo y noviembre. Se facturan P2, P3 Y P6
- **Temporada MEDIA:** Los meses de junio, agosto y septiembre. Se facturan P3, P4 y P6
- **Temporada BAJA:** Los meses de abril, mayo y octubre. Se facturan P4, P5 y P6

Como se realiza el análisis para un año entero y el cambio de tarificación se aplica en junio, se han extrapolado los datos de consumo de los meses anteriores a junio a los nuevos periodos de facturación. Además, se ha tenido en cuenta proporcionalmente el consumo de energía que se producirá en fines de semana, días correspondientes al completo al periodo P6. La siguiente tabla muestra la simulación del consumo que se tendrá si se mantienen las horas de funcionamiento actuales.

Tabla 14. Consumos mensuales adaptados a Tarifa 3.0 TD

Energía Consumida						
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	183	122	0	0	0	439
Febrero	505	579	0	0	0	4.103
Marzo	0	818	1.000	0	0	12.557
Abril	0	0	0	616	564	5.798
Mayo	0	0	0	1.087	1.040	13.984
Junio	0	0	1.608	1.554	0	17.032
Julio	1.771	1.717	0	0	0	17.955
Agosto	0	0	1.236	1.188	0	15.316
Septiembre	0	0	2.168	2.116	0	23.139
Octubre	0	0	0	2.565	2.518	22.298
Noviembre	0	276	255	0	0	4.712
Diciembre	176	118	0	0	0	447
	2.635	3.630	6.267	9.126	4.122	137.780

3.10.3. Estudio de autoconsumo y energía excedente vertida a la red

En función de la instalación propuesta, y a partir de los datos de generación obtenidos previamente, se desglosa en los distintos periodos la energía generada cada mes para poder compararla directamente con la tabla de consumo. La siguiente tabla muestra una estimación de la **energía eléctrica que será capaz de generar la instalación fotovoltaica** propuesta por periodos.

Tabla 15. Energía generada desglosada en periodos

Energía Generada						
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	3.038	2.024	0	0	0	2.017
Febrero	3.068	2.186	0	0	0	2.093
Marzo	0	3.880	2.837	0	0	2.676
Abril	0	0	0	3.641	3.094	2.683
Mayo	0	0	0	3.805	3.151	2.772
Junio	0	0	3.786	3.148	0	2.764
Julio	3.864	3.227	0	0	0	2.825
Agosto	0	0	3.688	3.122	0	2.713
Septiembre	0	0	3.331	2.927	0	2.493
Octubre	0	0	0	3.551	2.512	2.415
Noviembre	0	2.981	1.998	0	0	1.985
Diciembre	2.866	1.854	0	0	0	1.881
	12.836	16.152	15.640	20.194	8.757	29.317

Tras llevar a cabo un análisis en el que se han casado la curva de energía consumida estimada y la curva de generación de energía fotovoltaica, la siguiente tabla muestra la **energía que podrá ser autoconsumida directamente**.

Tabla 16. Energía autoconsumida

Energía Autoconsumida						
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	92	87	0	0	0	51
Febrero	436	413	0	0	0	242
Marzo	0	746	714	0	0	416
Abril	0	0	0	468	383	242
Mayo	0	0	0	818	648	418
Junio	0	0	1.130	906	0	580
Julio	1.198	985	0	0	0	622
Agosto	0	0	889	701	0	453
Septiembre	0	0	1.117	1.120	0	637
Octubre	0	0	0	976	1.351	663

Del mismo modo, por diferencia entre la energía generada y la energía autoconsumida, la siguiente tabla muestra la **energía excedente que no será consumida directamente y se verterá a la red para su correspondiente venta**.

Tabla 17. Energía vertida a red como excedente

Energía Excedente						
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)
Enero	2.946	1.937	0	0	0	1.966
Febrero	2.632	1.773	0	0	0	1.851
Marzo	0	3.134	2.123	0	0	2.260
Abril	0	0	0	3.173	2.711	2.441
Mayo	0	0	0	2.987	2.503	2.354
Junio	0	0	2.656	2.242	0	2.184
Julio	2.666	2.242	0	0	0	2.203
Agosto	0	0	2.799	2.421	0	2.260
Septiembre	0	0	2.214	1.807	0	1.856
Octubre	0	0	0	2.575	1.161	1.752
Noviembre	0	2.793	1.816	0	0	1.880
Diciembre	2.781	1.769	0	0	0	1.833
	11.025	13.648	11.608	15.205	6.375	24.840

Quedando definido el reparto energético final en la siguiente tabla:

Tabla 18. Resumen del desglose energético del estudio

	Demanda Red INICIAL (kWh)	Instalación Solar FV			Demanda Red FINAL (kWh)	Cobertura Solar Autoconsumo
		Autoconsumo Directo (kWh)	Excedentes FV (kWh)	Generación FV TOTAL (kWh)		
Enero	778	250	6.829	7.079	528	32,19%
Febrero	4.942	1.188	6.159	7.347	3.754	24,04%
Marzo	14.581	2.043	7.350	9.393	12.538	14,01%
Abril	6.936	1.189	8.229	9.418	5.747	17,15%
Mayo	16.353	2.051	7.686	9.737	14.302	12,54%
Junio	20.033	2.847	7.072	9.919	17.186	14,21%
Julio	21.838	3.052	6.864	9.916	18.786	13,97%
Agosto	18.015	2.224	7.300	9.523	15.791	12,34%
Septiembre	27.203	3.128	5.622	8.751	24.075	11,50%
Octubre	27.959	3.254	5.225	8.478	24.705	11,64%
Noviembre	5.157	519	6.445	6.964	4.638	10,05%
Diciembre	775	237	6.364	6.601	538	30,54%
	164.570	21.982	81.145	103.127	142.588	13,36%

Siendo la mayor parte vertida a la red, de cara a estudiar la rentabilidad a la hora de vender esta energía en el Mercado eléctrico. Se analiza el porcentaje destinado a cada uno de ellos.

Tabla 19. Porcentaje destinado a autoconsumo y vertido a red

Cobertura Solar AUTOCONSUMIDA respecto a RED			13,36%
Energía Solar TOTAL	AUTOCONSUMIDA	21,32%	100%
	EXCEDENTES	78,68%	

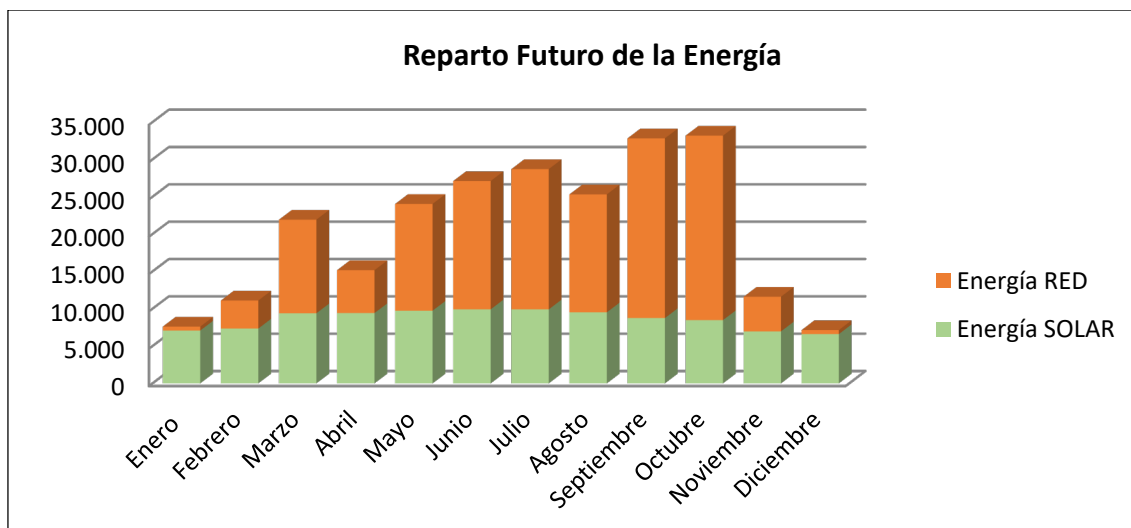


Ilustración 15. Desglose del consumo del suministro

3.11. PLANOS

3.11.1. Situación

3.11.2. Emplazamiento

3.11.3. Planta general



Plano

PLANO SITUACIÓN

Proyecto

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE

Autor

Alejandro Cruz Escabias

Fecha / Date:

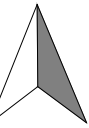
20/11/21

Plano Nº

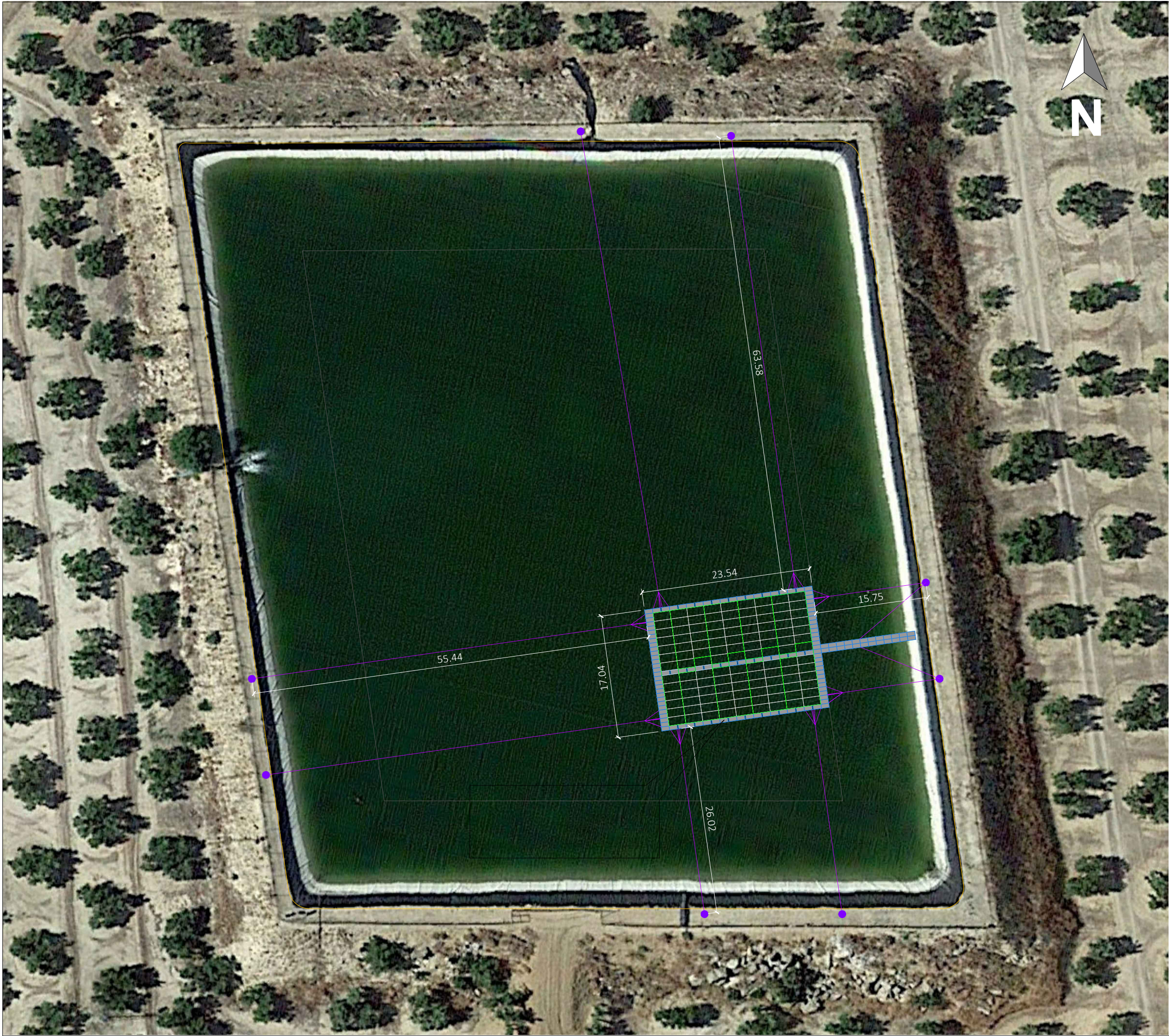
1

Escala / Scale:

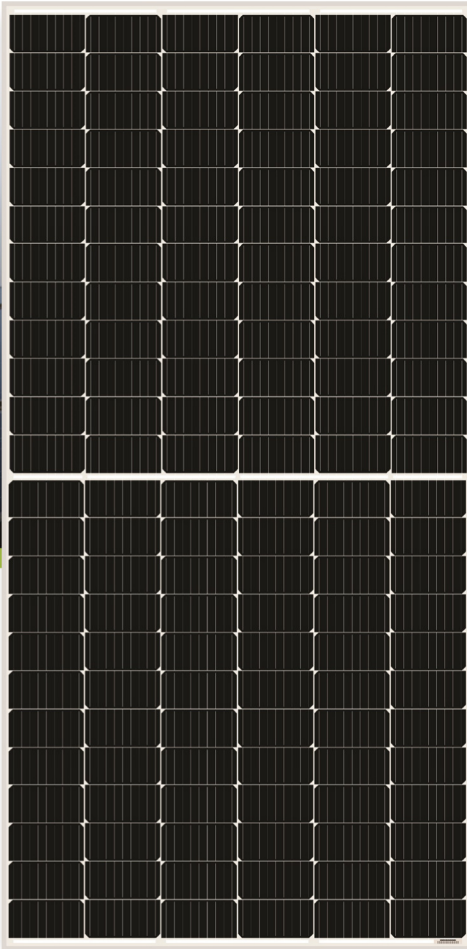
1/10000



Plano		
PLANO EMPLAZAMIENTO		
Proyecto		
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE		
Autor	Fecha / Date:	Plano Nº
Alejandro Cruz Escabias	20/11/21	2
	Escala / Scale:	
	1/1000	



Plano		
PLANTA GENERAL		
Proyecto		
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE		
Autor	Fecha / Date:	Plano N°
Alejandro Cruz Escabias	20/11/21	3
	Escala / Scale:	
	1/500	



KSHC-144

144 cell monocrystalline
High performance solar module

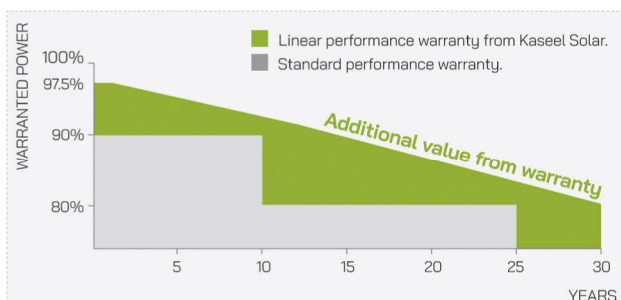
KEY FEATURES

- » **High module conversion efficiency up to 20.37%** by using Half Cell (144 cells HC) technology and advanced manufacturing technology.
- » **Low-light Performance:** Advance glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- » **9 Busbar Solar Cell:** 9 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- » **Temperature Coefficient:** excellent performance under high temperature.
- » **Strong Mechanical load capacity:** Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- » **Durability against extreme environmental conditions:** High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- » Potential induced degradation (PID) resistance.
- » Guaranteed positive power **tolerance of 0~+3%** by individual measurement.



SPECIAL WARRANTY

- » **High performance linear warranty:**
12 years 91.2% of the nominal power output.
30 years 80.6% of the nominal power output.
20 years limited product warranty.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (Pmax)	425W	430W	435W	440W	445W	450W
Open Circuit Voltage (VOC)	49.22V	49.43V	49.62V	49.81V	50.0V	50.02V
Short Circuit Current (ISC)	10.99A	11.05A	11.11A	11.17A	11.23A	11.29A
Voltage at Nominal Power (Vmp)	40.82V	41.02V	41.21V	41.39V	41.61V	41.82V
Current at Nominal Power (Imp)	10.41A	10.48A	10.56A	10.63A	10.69A	10.76A
Module Efficiency (%)	19.23	19.46	19.69	19.92	20.14	20.37
Operating Temperature	-40°C to +85°C					
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC					
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)					
Maximum Series Fuse Rating	20A					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power (Pmax)	315W	319W	323W	327W	331W	335W
Open Circuit Voltage (VOC)	45.21V	45.41V	45.63V	45.82V	46.01V	46.22V
Short Circuit Current (ISC)	8.90A	8.95A	9.00A	9.05A	9.10A	9.15A
Voltage at Nominal Power (Vmp)	37.00V	37.20V	37.41V	37.61V	37.81V	38.00V
Current at Nominal Power (Imp)	8.51A	8.58A	8.63A	8.69A	8.75A	8.82A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline 9BB 166x83mm
Number of cells	144 (6x24)
Module dimensions	2108x1048x40 mm
Weight	24kg
Front cover	3.2mm tempered glass with AR coating. Low Iron Glass
Frame	Clear anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² , 1400mm
Connector	MC4 or MC4 compatible

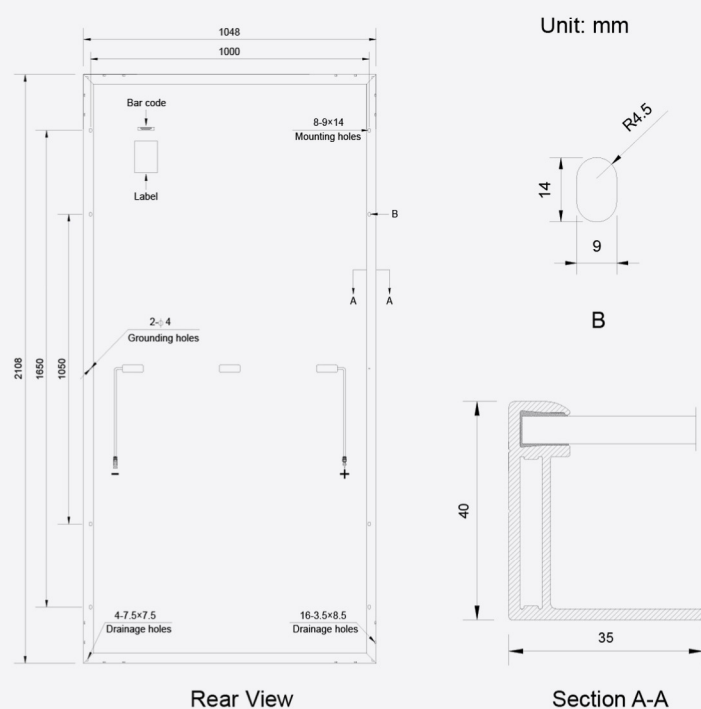
TEMP. CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of VOC	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of ISC	0.05%/°C

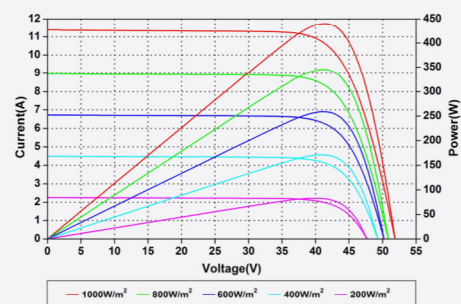
PACKAGING

Standard packaging	27pcs/pallet
Module quantity per 40' container	594pcs

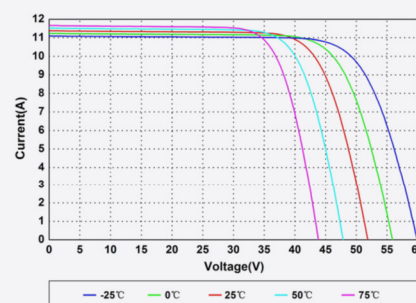
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

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

Smart String Inverter



Smart I-V Curve
Diagnosis supported



Max. efficiency 98.7%



Fuse free design



Protection degree of IP65



12 strings intelligent
monitoring and fast
trouble-shooting



Type II surge arresters
for both DC and AC

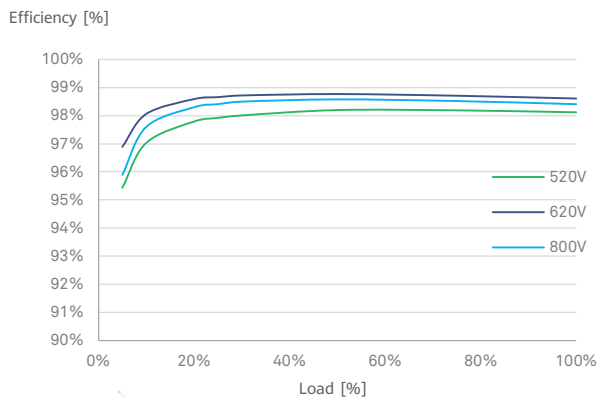


Residual Current
Monitoring Unit (RCMU)
integrated

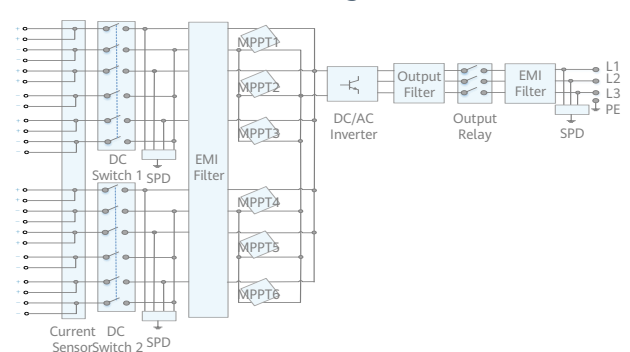


MBUS supported

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-50KTL-M0

SUN2000-50KTL-M0

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M0
-------------------------	------------------

Efficiency	
Max. Efficiency	98.7%
European Efficiency	98.5%

Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6

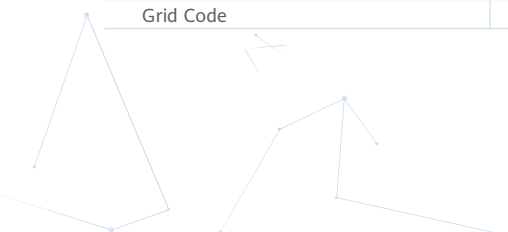
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	55,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	76 A @380 V / 72.2 A @400 V
Max. Output Current	83.6 A @380 V / 79.4 A @400 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Cable Gland + OT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, G59/3, AS/NZS 4777.2, EN50438, VDE4105/0126



4. Descripción de modalidades de registro de Sistemas FV de autoconsumo en España

En España existe un marco regulatorio que establece las pautas a la hora de definir y administrar el sistema eléctrico. Este está compuesto por una serie de leyes y normativas que rigen los distintos aspectos a tener en cuenta a la hora de formar parte de esta red de energía eléctrica, ya sea como productor, como consumidor, como agente representante o cualquier otra figura participe del mismo.

La ley que establece la nueva regulación del sector eléctrico español es la **Ley 24/2013, de 23 de diciembre**, del sector eléctrico.

En esta hace mención a las energías renovables en varias ocasiones y define varios puntos importantes:

En el *punto 2. del artículo 26. Derechos y obligaciones de los productores* de energía eléctrica, se indica que a energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado.

También establece en el artículo 9 los tipos de instalaciones de autoconsumo, pero estos son modificados en el **Decreto-ley 15/2018**.

La Normativa que regula las actividades referentes a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración o residuos es el **Real Decreto 413/2014**.

Este, en el *título 1. Disposiciones generales*, clasifica las instalaciones en categorías, grupos y subgrupos.

De esta forma, pertenecen a la **Categoría b**, aquellas instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles. Las instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar, se engloban dentro del **Grupo b.1**, y más concretamente, las instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar fotovoltaica como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, se encontrarían dentro del **Subgrupo b.1.1.**, quedando las Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar (termosolar), como energía primaria, en electricidad recogidas en el **Subgrupo b.1.2**. Quedando el esquema para las instalaciones fotovoltaicas de la siguiente manera:

- Categoría b)
 - 1. Grupo b.1.
 - a. Subgrupo b.1.1.

Se registrarán por este RD aquellas instalaciones fotovoltaicas consideradas como Instalación PRODUCTORA, destinada a la venta a red de energía y participación en el mercado eléctrico.

La Normativa que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica es el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**. Este desarrolla los aspectos regulatorios necesarios para poder implementar instalaciones de autoconsumo en el marco establecido por el **Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre**, que establece las medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Es importante diferenciar los conceptos de **Productor Energético** y **Autoconsumo**, pues son los que van a regir principalmente el comportamiento de las instalaciones fotovoltaicas según el modelo asignado para cada una de ellas. En base a esto se establece una clasificación de los sistemas fotovoltaicos que definan su tipo y fin de forma clara.

4.1. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

La forma principal en la que se clasifican las distintas instalaciones fotovoltaicas es por su uso, distinguiendo en si su fin es para autoconsumo o se destina para la venta de energía a red como instalación productora de generación al uso.

Las instalaciones de autoconsumo, son aquellas donde, generalmente, la intención de la instalación fotovoltaica es la de autoabastecerse al estar conectada a un punto de suministro de consumo, consiguiendo de esta forma que se requiera menos energía proveniente de la red eléctrica y, por tanto, se consigue más independencia de esta. De este modo, a cambio de una inversión económica inicial para ejecutar la instalación FV, se consigue una fuente de generación de energía mucho más barata que la proveniente de la red eléctrica, que se rentabiliza en pocos años.

Dentro de estas instalaciones de autoconsumo existe una nueva partición, dependiendo de si la energía generada por esta, tendrá sobrantes que sean inyectados a la red o no.

Por último, habrá una última distinción dependiendo de la forma en que estos excedentes vertidos a red se percibirán en las figuras asociadas a esta, como consumidor o productor.

De este modo, se pueden clasificar las instalaciones FV de la siguiente forma:

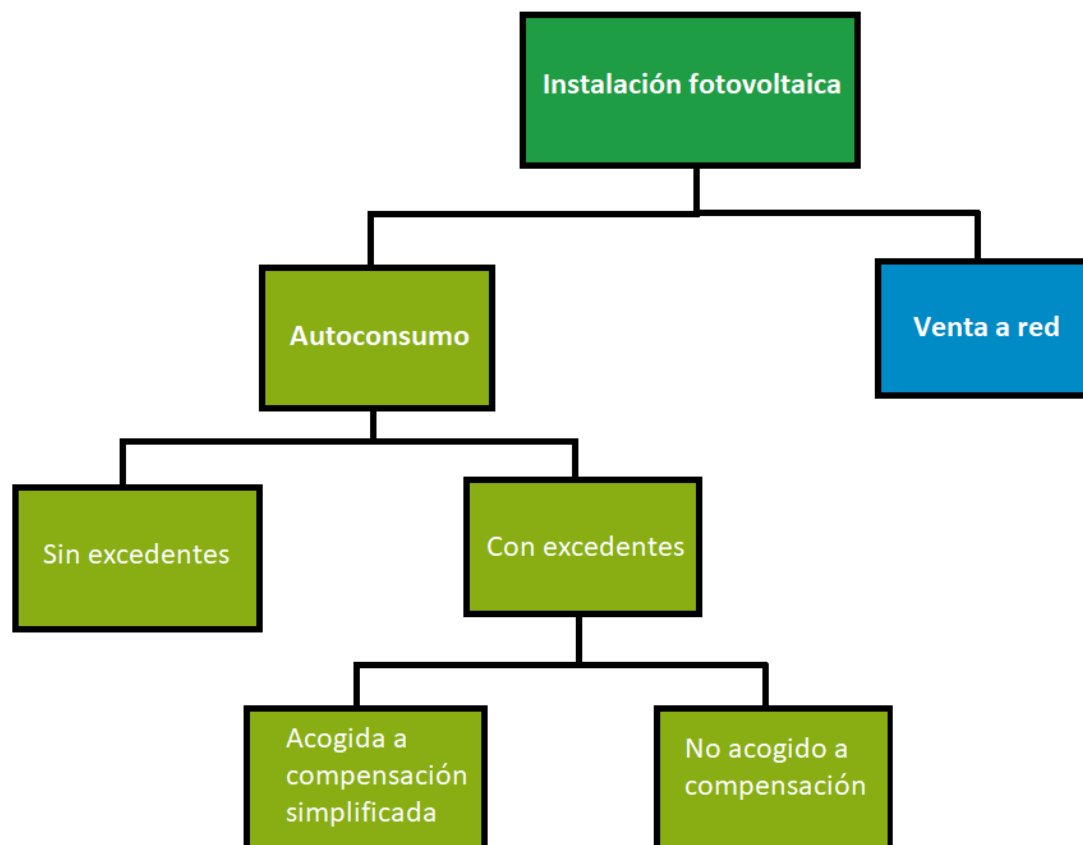


Ilustración 16. Clasificación de sistemas FV

Se distinguen, por tanto, en los siguientes modelos:

- **Suministro con autoconsumo sin excedentes:** Se tratan de instalaciones cuya generación va exclusivamente destinada al autoconsumo, de modo que no vierte a la red de distribución en ningún momento energía eléctrica generada por la planta. Para ello se instala un dispositivo de anti-vertido que impide dicha inyección.

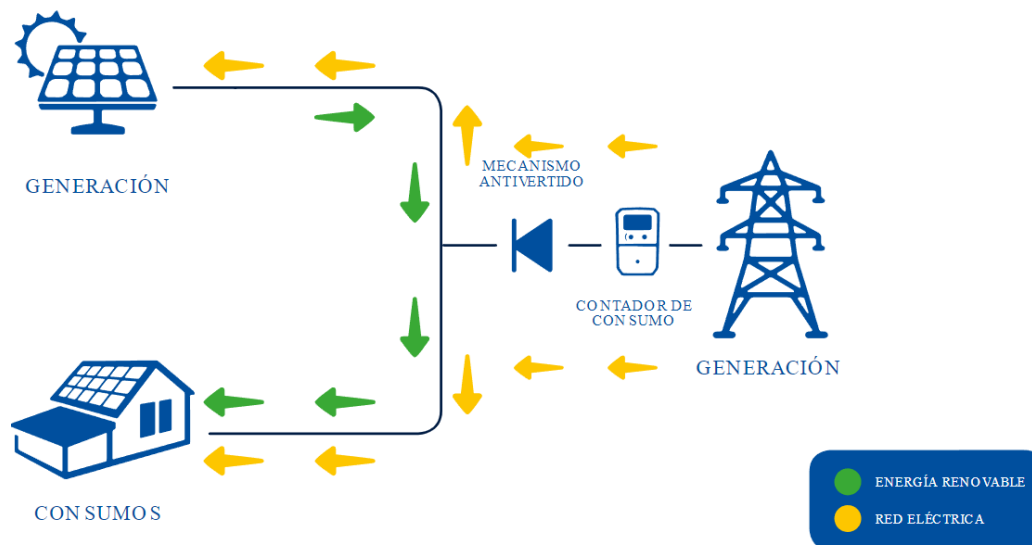


Ilustración 17. Esquema de Autoconsumo sin excedentes (Fuente GrupoElectrostocks)

- **Suministro con autoconsumo con excedentes:** son aquellas en las cuales, se permite la inyección a la red de la energía generada excedentaria que no se destine al autoconsumo. Se distinguen 2 tipos:
 - a) **Con excedentes acogida a compensación:** los kWh vertidos a la red son compensados a través de la factura emitida por la comercializadora en un periodo máximo de un mes. Los requisitos para poder a este modelo son:
 - Consumidor asociado a instalaciones de producción cuya potencia no sea superior a 100 kW.
 - La generación sea de origen renovable.
 - La planta de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
 - b) **Con excedentes NO acogida a compensación:** en este caso, la energía excedentaria no se acoge a ningún tipo de compensación, sino que se inyecta a la red y tiene carácter de producción de energía como cualquier instalación generadora.

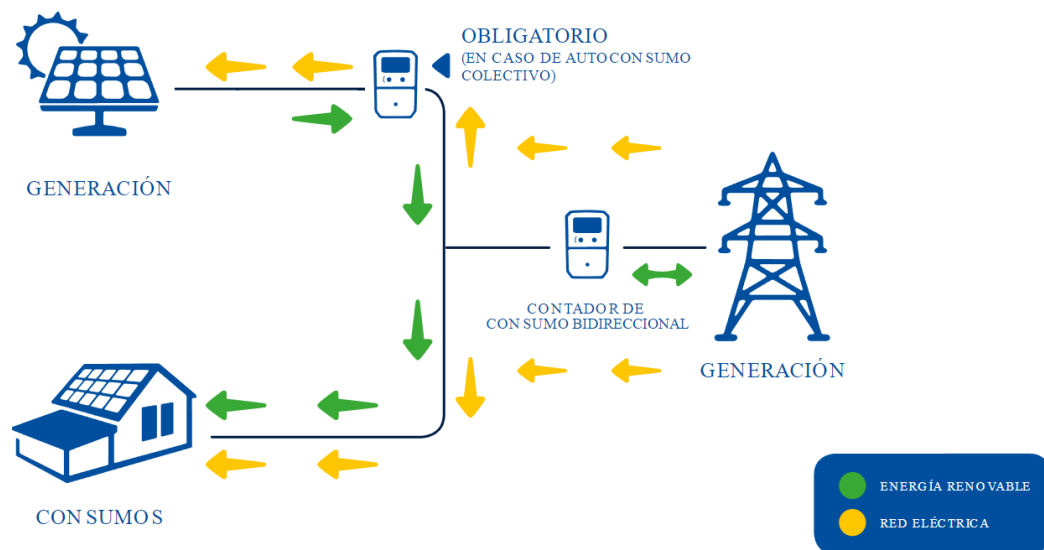


Ilustración 18. Esquema de autoconsumo con excedentes (fuente GrupoElectrostocks)

- **Suministro de producción de venta a red:** donde la totalidad de la energía generada se vierte a red en las mismas condiciones que las de cualquier productor energético.

Existe otro modelo de autoconsumo, denominado **autoconsumo aislado**, que consiste en el autoabastecimiento de una instalación de consumo no conectada a la red. De este modo, al no tener ningún tipo de conexión con la red eléctrica, no conlleva mayor complejidad ni se requieren consideraciones adicionales.

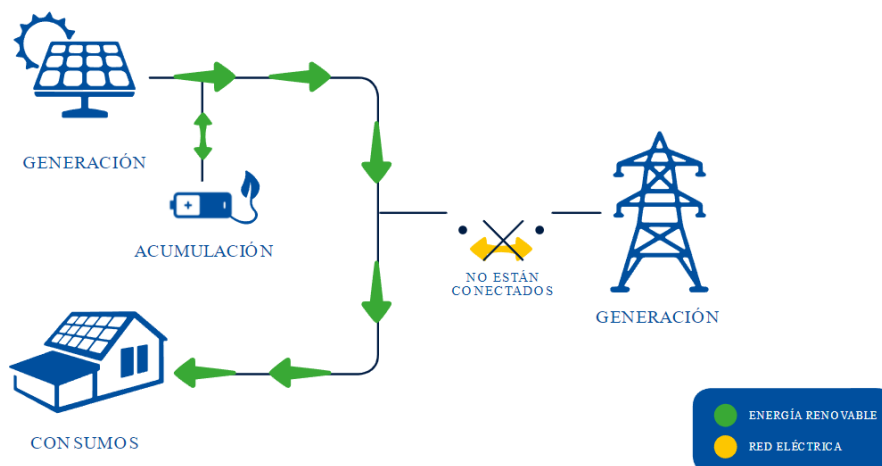


Ilustración 19. Esquema de autoconsumo aislado (fuente GrupoElectrostocks)

Otra clasificación incorporada en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, es la que distingue entre autoconsumo individual o colectivo, variando de esta forma la cantidad de consumidores asociados, beneficiados de este autoconsumo.

A esto, se añade el tipo de conexión de la instalación fotovoltaica, que puede ser en un punto de la red interior de baja tensión del punto de suministro al cual abastecerá, lo que se conoce como **conexión directa**, o encontrarse próxima a dicho punto de suministro, pero conectándose a través de la red de distribución.

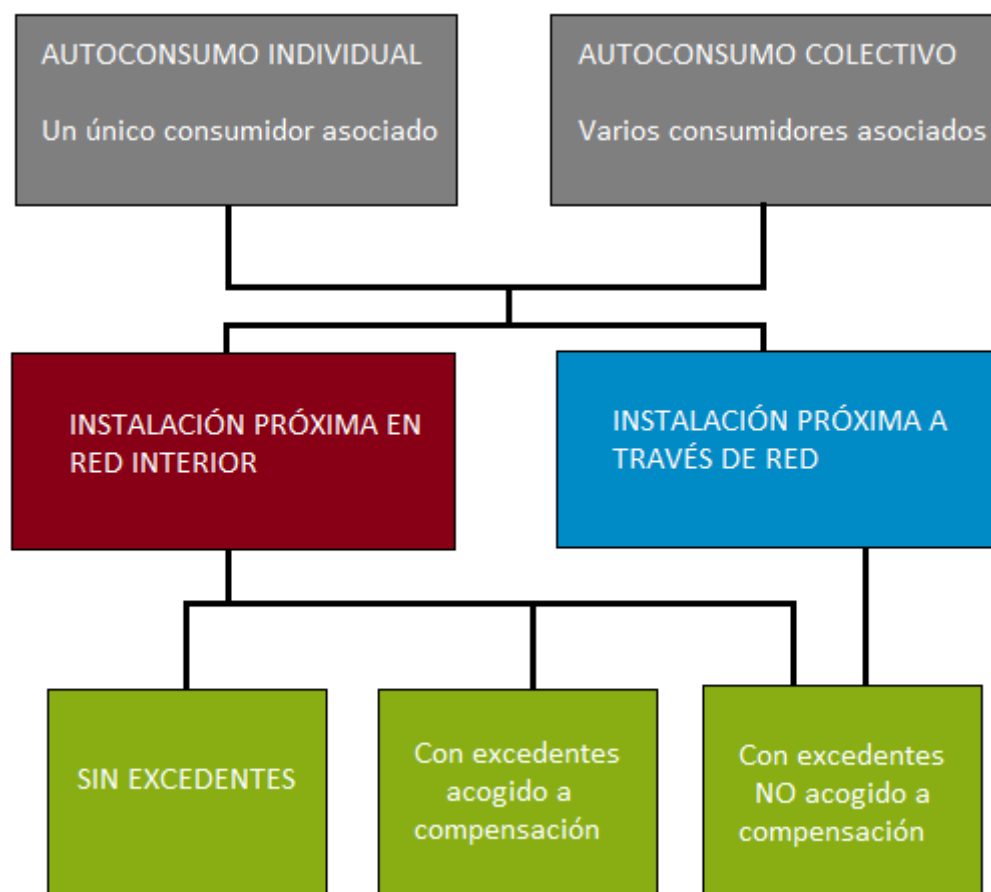


Ilustración 20. Esquema de posibilidades para cada autoconsumo

Para entender este esquema, se definen una serie de conceptos, que además sirven para establecer los requisitos que incorpora cada uno de ellos.

- **Titular del punto de suministro:** será el poseedor del punto de suministro beneficiado del autoconsumo de la instalación FV. Se registra como **Consumidor asociado** y pueden existir uno o varios, diferenciando entre autoconsumo individual o colectivo.
- **Titular de la instalación de generación:** Será aquel inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE). Puede ser la misma entidad que el Consumidor asociado u otra distinta.

En las instalaciones SIN excedentes, el titular será el consumidor. En el caso de autoconsumos colectivos, la titularidad será repartida entre todos los consumidores asociados.

En las instalaciones CON excedentes, el titular será el sujeto productor.

- **Instalación FV próxima conectada en red interior:** Se considera aquella conectada directamente a la red propiedad del consumidor en cualquier punto previo al punto frontera donde se realizan las lecturas de medida de consumo.
- **Instalación FV próxima conectada a través de la red:** Se considera aquella cuya conexión se realiza próxima a la instalación de consumo, pero se conecta a la red de distribución. Deben darse una serie de condiciones:
 1. Que la distancia entre el contador de generación y el de autoconsumo sea menor de 500 metros.
 2. Que compartan la misma referencia catastra (los primeros 14 dígitos).
 3. Que la conexión se realice a la red de baja tensión del mismo centro de transformación.

Cabe mencionar que, para este tipo de instalaciones, en principio, solo sería posible el modelo de autoconsumo con excedentes NO acogido a compensación, aunque, si se dan las condiciones excepcionales de que, los servicios auxiliares de producción puedan considerarse despreciables, será posible interpretar que se cumplen las condiciones establecidas en el citado artículo 4.2, tal y como se muestra en el siguiente esquema:

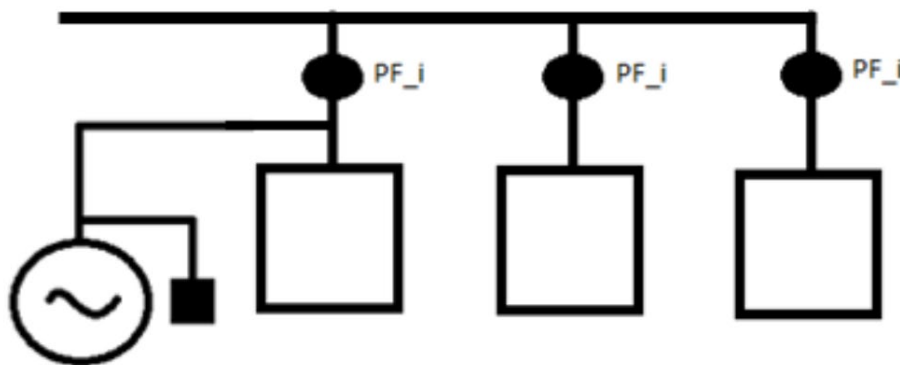


Ilustración 21. Esquema de Sistema de generación conectado a red interior de consumidor asociado
(Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: preguntas frecuentes sobre autoconsumo)

Para que estos puedan considerarse despreciables, el RD 44/2019, de 5 de abril, establece los requisitos para que los servicios auxiliares de producción puedan considerarse despreciables, y que se describen a continuación:

- Sean instalaciones próximas de red interior,

- Se trate de instalaciones de generación renovable con potencia instalada inferior a 100KW,
- En cómputo anual, consuman menos del 1% de energía neta generada por la instalación.

De esta forma, sería posible acogerse a compensación simplificada solo cuando se conectase la instalación FV de generación a la red de uno de los consumidores asociados y se consideraran despreciables los servicios auxiliares.

La Normativa ha ido actualizándose con nuevas medidas, de cara a favorecer la incorporación de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, facilitando la tramitación de estas y estableciendo una regulación común que permita la expansión de este tipo de instalaciones. Sobre todo, se ha centrado en los modelos de autoconsumo sin excedentes y con excedentes acogido a compensación simplificada, de cara a fomentar el autoconsumo a pequeña escala y aplicable tanto a nivel residencial como industrial, descongestionando la carga total de la red de distribución y transporte, y a la vez, buscando una forma de recompensar al consumidor sin que el mercado eléctrico cambie drásticamente su estructura.

Sin embargo, siguen presentándose serios problemas a la hora de tramitar y poner en marcha las instalaciones fotovoltaicas.

La falta de un estándar, común a todo el país y aplicable en cada una de las comunidades autónomas, hace que el proceso pueda variar considerablemente en términos de plazos y requisitos de una comunidad a otra.

Como se ha mencionado con anterioridad, el hecho de favorecer los modelos de autoconsumo más simples mediante discriminación positiva, han propiciado que la tramitación de estos sea prácticamente automática. Pero esto es algo que, para instalaciones con otras características, no solo no se da, sino que su tramitación es especialmente tediosa, opaca y exigente.

La rapidez con la que evoluciona esta tecnología es uno de los factores que impiden mantener un ritmo legislativo acorde y la estructura actual que rige el trámite de estas instalaciones, al depender de una cadena de pasos necesarios entre distintas entidades públicas y privadas, entorpece aún más este proceso.

5. Trámites para legalización de la instalación FV con diferentes entidades y organismos

Como se ha mencionado con anterioridad, es un factor vital para el fomento del crecimiento de la tecnología solar fotovoltaica en nuestra sociedad el que exista un marco regulador que establezca unas pautas comunes y claras que faciliten la tramitación y puesta en marcha de estas instalaciones.

Las participaciones de numerosas entidades en la puesta en marcha de la instalación, suponen una extensión en el tiempo más que notoria que puede traducirse en meses desde el inicio del proyecto hasta que la instalación se ha puesto en marcha y retribuye las condiciones respectivas al modelo de registro correspondiente.

Para reflejar este proceso, se pone como ejemplo la tramitación de la instalación diseñada en este trabajo, definida por las características clave:

- Titular del punto de suministro: Comunidad de regantes, el consumidor asociado.
- Titular de la Instalación Fotovoltaica: Empresa instaladora.
- Autoconsumo individual con excedentes sin acogerse a compensación
- Potencia instalada: 52,6 kWp
- Potencia nominal: 50 kW
- Ubicada en Suelo no urbanizado
- Instalación conectada en red interior de BT del consumidor



Ilustración 22. Esquema de Autoconsumo individual NO acogida a compensación (Fuente: Guía Profesional de tramitación del autoconsumo, IDAE, 2019)

Se siguen para ello las instrucciones que se describen en la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En esta, se refleja con carácter general, el siguiente esquema de tramitación:

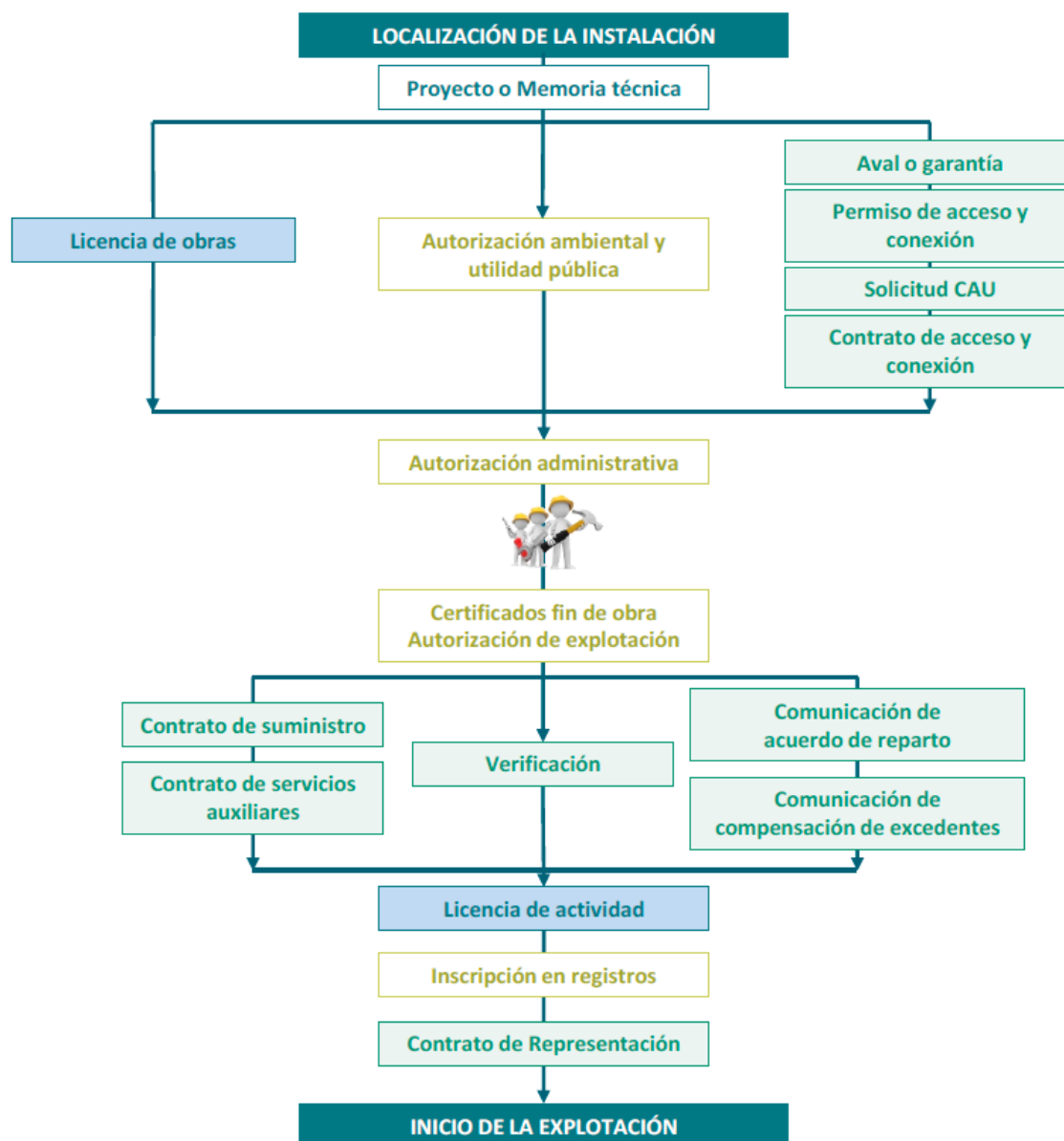


Ilustración 23. Esquema general de tramitación de instalaciones FV (Fuente: Guía Profesional de tramitación del autoconsumo, IDAE, 2019)

El primer paso, antes de iniciar los trámites correspondientes siempre será asegurarse de que no existe impedimento legal para realizar la instalación en la ubicación designada, ya sea medioambiental, urbanístico o infraestructural.

De igual forma, que los consumidores asociados cumplen con las condiciones exigidas para acogerse a la modalidad seleccionada de autoconsumo.

La tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo requerirá trámites tanto a nivel estatal, como autonómico y local, además de trámites con la empresa distribuidora correspondiente a cada ubicación.

Factores importantes que determinarán si hay que realizar trámites adicionales son la potencia de la instalación, la modalidad de autoconsumo, el tipo de conexión y/o si se va a tratar de una instalación individual o colectiva.

5.1. Diseño de la instalación

Al ser la potencia de la instalación estudiada de $50 \text{ kW} > 10 \text{ kW}$, será necesario elaborar un proyecto técnico firmado por un técnico competente.

El proyecto deberá reflejar toda la información y documentación técnica de la instalación. Esto incluye dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, mantenimiento, etc. Además de incluir los cálculos del posible consumo eléctrico correspondiente a los servicios auxiliares de la instalación, ya que si su porcentaje respecto a la energía total generada, no sobrepasan el 1%, pueden considerarse despreciables.

5.2. Aval o Garantía y Solicitud del Punto de acceso y Conexión

Constitución del Aval

Este se efectúa en la Caja General de Depósitos y debe presentarse el resguardo de haberlo efectuado en la Delegación de la Consejería que tenga adscrito el Servicio de Energía. Este emitirá el resguardo acreditativo, el cual será necesario presentar ante la empresa Distribuidora para proceder a la solicitud de Acceso y conexión a red.

Este depósito se determina por una cuantía de 40 €/kW.

Paralelamente a la constitución del Aval, el instalador debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU). Este será el que identifique de forma única al autoconsumo y está formado por el CUPS (Código Unificado del Punto de Suministro) del punto de conexión al que se asocie, seguido de A000.

Solicitud del Punto de acceso y Conexión

Se lleva a cabo con la Compañía distribuidora. Al tratarse de una instalación mayor de 15 kW y menor de 100 kW en BT, los pasos, descritos por el Real Decreto 1699/2011. Según se recoge en la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo son los siguientes:

- a. *“Solicitud de acceso y punto de conexión, debiendo presentar el promotor de la instalación a la compañía distribuidora una solicitud con los datos:*
- *Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto del promotor.*
 - *Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.*
 - *Esquema unifilar de la instalación.*
 - *Punto propuesto para realizar la conexión.*
 - *Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida.*
 - *Propietario del inmueble donde se ubica la instalación.*
 - *Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.*
 - *Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del mismo RD 1699/2011.*
 - *Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente de 40€/kW, ante el órgano de la Administración competente (Caja de Depósitos) según lo previsto en el RD 1955/2000.”*

5.3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

La Guía profesional de tramitación del autoconsumo dice lo siguiente *“Las instalaciones en autoconsumo CON excedentes y con potencia menor de 100 kW no deberían requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección.”*

No obstante, al tratarse de un trámite a realizar con la comunidad autónoma y estas tienen libertad para aplicar restricciones o tramitaciones específicas, conviene preguntarles directamente para asegurarse.

5.4. Autorización Administrativa previa y de construcción

“Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW

conectadas directamente a una red de tensión menor de 1kV, es decir en BT, quedan excluidas del

régimen de autorización administrativa previa y de construcción”

Al ser una instalación conectada en BT y menor de 100 kW, queda excluida del régimen de autorización de autorización administrativa previa y de construcción.

5.5. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras

Debe solicitarse el permiso de obras a la entidad municipal correspondiente.

Será esta quien defina si es necesario realizar una declaración responsable o una comunicación previa de obra. En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta.

Al tratarse de una instalación de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación, y dado que se realiza venta de energía a la red, podría exigirse el pago del Impuesto de Actividades Económicas (IAE).

5.6. Ejecución de las instalaciones

“Las instalaciones en autoconsumo CON excedentes de potencia menor o igual a 100 kW, conectadas en BT se ejecutarán de acuerdo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).”

“En cuanto a las configuraciones de medida para las instalaciones de autoconsumo con excedentes, deberán tomarse en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el reglamento de puntos de medida y los requisitos particulares recogidos en la normativa específica de autoconsumo”. Estos quedan definidos por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en el Capítulo IV. Este, en el Punto 4 del Artículo 10, dice:

“4. los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación, podrán acogerse a la siguiente configuración de medida, siempre que se garantice lo dispuesto en el apartado primero y permita el acceso a los equipos de medida por parte del encargado de la lectura:

- a. Un equipo de medida bidireccional que mida la energía horaria neta generada.*
- b. Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.”*

5.7. Inspección inicial e inspecciones periódicas

Al tratarse de una instalación mayor de 25 KW, esta precisa pasar la inspección por parte de un Organismo de Control (OCA).

5.8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Al ser mayor de 10 kW y estar conectada en BT, la empresa instaladora deberá aportar un Certificado de Instalación Eléctrica de BT, además de un Certificado Final de Obras firmado por el técnico competente. Certificando así que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación tal y como indica la ITC-BT-40.

5.9. Autorización de explotación

En lo referente a este apartado, se indica que *“No existe consenso entre las comunidades autónomas sobre este trámite por lo que se aconseja hacer la consulta a la comunidad autónoma implicada o a la DGPEM.”*

Por lo que deberá preguntarse a la comunidad autónoma por la necesidad de realización de este trámite.

5.10. Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

Se trata de un contrato a firmar entre el titular de la instalación FV y la distribuidora donde se determinan los datos clave de la instalación. Este lo solicita la distribuidora para instalaciones de más de 15 kW y/o ubicadas en suelo no urbanizado

Esto es, desde su diseño, potencia instalada, módulos empleados y sus datos característicos, inversor/es empleado/s, interruptor general de corte, etc. Hasta los datos estimados de energía generada anual, porcentaje estimado destinado al autoconsumo, porcentaje estimado vertido a red como excedentes, etc.

5.11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

“Los servicios auxiliares de producción son aquellos suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación, definidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, artículo 3.33.

Si la empresa instaladora habilitada certifica que los servicios auxiliares se pueden considerar despreciables, no es necesario suscribir un contrato de

suministro específico para el consumo de estos servicios; esa situación se dará en los casos en que se cumplan TODAS estas condiciones:

- I. Instalaciones próximas en red interior.*
- II. Instalaciones de generación de tecnología renovable de potencia menor de 100 kW.*
- III. En cómputo anual, la energía consumida por estos servicios auxiliares sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación. “*

Al cumplirse en este caso todas las condiciones no será necesario este paso.

5.12. Licencia de actividad

“Las instalaciones en autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación, sí realizan actividad económica ya que pueden vender la energía sobrante al mercado.”

De este modo, deberá realizarse la consulta al ayuntamiento correspondiente para confirmar si es necesario este trámite.

5.13. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

“El RD 244/2019 habilita a las comunidades autónomas a crear sus propios registros si bien es elección de cada comunidad autónoma crearlo o no.”

En este caso al tratarse de autoconsumo CON excedentes con potencia menor a 100 kW y conectadas a BT, se encuentra exento de realizar el trámite de inscripción. La comunidad autónoma de Andalucía, realizarán de oficio la inscripción de estas instalaciones en sus registros autonómicos (si existen) a partir de la información que reciban en aplicación del REBT.

5.14. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

“Todas las instalaciones de autoconsumo CON excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, pero este paso no supone ninguna carga administrativa adicional para los autoconsumidores ya que es un procedimiento entre administraciones.”

La instalación de este trabajo estará inscrita en la sección segunda en la subsección siguiente:

“Subsección b1: autoconsumo CON excedentes no acogidas a compensación que dispongan de un contrato único de suministro. “

5.15. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE)

“Los titulares de instalaciones en autoconsumo con excedentes de potencia igual o inferior a 100 kW no precisan realizar el trámite de inscripción en RAIPRE. Será la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción a partir de la información procedente del registro administrativo de autoconsumo.”

5.16. Contrato de venta de energía

“Las instalaciones en autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación normalmente deberán formalizar un acuerdo de representación en el mercado con alguna compañía comercializadora para la venta de energía, y cumplir con las obligaciones fiscales y tributarias que se desprendan de esa actividad económica.”

“Existe la posibilidad de que las instalaciones con excedentes vendan directamente en el mercado eléctrico, para lo cual deberán darse de alta como sujetos de mercado generadores, debiendo realizar los trámites pertinentes exigidos por el operador del sistema y el operador del mercado.”

En este punto, al tener que decidir, cómo se venderá la energía excedentaria a la red, si a través de un representante agente del mercado eléctrico, o directamente como tal, la opción más sencilla es la primera.

Si se llega a un acuerdo con una comercializadora para que esta, mensualmente y en base a una formula indexada basada en el precio del Mercado SPOT del OMIE, aporte mensualmente una factura con la correspondiente contraprestación económica. A esta energía habrá que descontarle los distintos peajes y pagos de obligado cumplimiento como pueden ser:

- Costes al Operador de Mercado
- Costes al Operador del Sistema
- Peajes de Acceso a terceros a distribuidora y transporte
- Impuesto de Venta de energía a productores
- Comisión de Representación del agente
- Desvíos (Este quedaría absorbido por el propio agente representante, al disponer de una cartera de gran volumen de unidades de producción energética). Estos vienen indicados por la diferencia entre la previsión estimada el día anterior de la energía generada a cierta hora y la que realmente se genera llegado el momento.

Vender la energía en el Mercado de Productores sin un Representante, agente de mercado, supone un trámite adicional que, además de ser opaco y complicado, requiere una unidad de venta de energía que hay que dar de alta, a

través del alta en distintas plataformas indispensables, como REE, adquisición de EIC, etc.

Esto además conlleva la obligatoriedad de la venta de la energía producida a un día vista, para todas las horas del mismo y por tanto una persona al cargo responsable de ello.

Es un camino que, solo interesa una vez se tiene una cartera de unidades de producción lo bastante grande como para poder suplir entre ellos los desvíos.

6. Conclusiones

A lo largo de este Trabajo de Fin de Master, se exponen las principales características de las instalaciones fotovoltaicas flotantes y el potencial que tienen.

Ya no es ningún misterio que la energía solar fotovoltaica tiene un papel muy importante en el futuro a corto, medio y largo plazo. Aunque esta energía presenta dos grandes problemas a solventar: el aún mejorable rendimiento por un lado y la necesidad de grandes superficies para llevarlas a cabo, por otro.

Las instalaciones fotovoltaicas flotantes plantean una solución interesante de cara al problema de la superficie, al poder dar uso a una gran cantidad de superficies acuáticas que no impiden su explotación de cara a ocuparlas mediante estas.

Aunque esta tecnología ya está empezando a despegar en otros países, en España tan solo está empezándose a ver, existiendo cada vez más oportunidades para este tipo de instalaciones. Es cuestión de tiempo que se asiente y su incorporación al mix energético sea una pieza clave para el sistema energético español y mundial.

Las bondades que conlleva esta tecnología son de gran interés de cara a favorecer un crecimiento más pronunciado, aunque también conllevan unos requisitos de diseño adicionales a tener en cuenta, como lo es dimensionar los flotadores, o un aumento de los costes de producción, derivados de la exigencia de materiales y elementos mejor preparados ante las inclemencias climáticas como la exposición a un alto grado de humedad o el contacto con el agua, así como un aumento de los mantenimientos.

Su grado de implementación será dependiente del Marco Regulatorio que permita una tramitación más sencilla, más transparente, así como facilidades y ayudas destinadas a promover este tipo de instalaciones.

Más concretamente, la tramitación de instalaciones que se salen de los modelos más favorecidos como lo son los de Autoconsumo con compensación de excedentes o sin excedentes, supone problemas notorios adicionales a la hora

de llevarse a cabo o de resolver las posibles dudas o incidencias acerca del proceso.

Aunque la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo se encarga de reunir la información más general acerca de la legislación correspondiente a este sector, surgen cuestiones específicas que no ven una solución directa en esta.

A la hora de buscar solución a dudas más concretas, tanto del proceso administrativo de puesta en marcha de este tipo de instalaciones, como dudas técnicas de ejecución o relacionadas con la retribución de la energía vertida a red, se ha recurrido incluso a ponerse en contacto con las distintas entidades competentes involucradas en este proceso, como pueden ser la Secretaría General de Industria, Energía y Minas, e-Distribución, distribuidora a la que se atribuye la zona de Andalucía estudiada, el OMIE, el IDAE y comercializadoras de mercado libre como Endesa, Audax Renovables y Axpo, como comercializadoras de último recurso como Energía XXI.

Al contactar con estos, haciendo alusión a dudas no contempladas en la normativa vigente o algún proceso concreto, se recibía información contradictoria entre las distintas entidades, y con frecuencia se derivaba a la misma Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo de la que se hacía mención o no se recibía solución.

Todas las dudas planteadas debían estar planteadas por escrito o derivadas por los servicios telefónicos a los técnicos competentes, dando paso a las respuestas mencionadas arriba, en ocasiones hasta un mes después de realizar la consulta.

Esta falta de respaldo de las entidades que toman parte en la tramitación, a la hora de resolver las cuestiones o incidencias que puedan surgir, sumado a los largos tiempos que requieren hasta la resolución de algunos de los pasos necesarios para la puesta en marcha de la instalación, son los principales responsables de que se dilaten meses en el tiempo.

Todo esto se traduce en una barrera por parte de las entidades competentes que dificulta la expansión de este tipo de instalaciones

7. Bibliografía y fuentes

- Raniero Cazzaniga y Marco Rosa-Clot, 2021. *The booming of floating PV*, Solar Energy. Volume 219:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X20310112>
- Masson, G., Kaizuka, P., 2019. Trends in photovoltaic applications. Report IEA PVPS. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/5319-iea-pvps-report-2019-08-lr.pdf>
- Acharya, M., Devraj, S., 2019. Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector?
<https://www.teriin.org/sites/default/files/2020-01/floating-solar-PV-report.pdf>
- Engel, D., 2019. Renewables, Power and Energy Use Forecast to 2050. DNVGL energy transition outlook. https://aeere.org/wp-content/uploads/2019/10/DNV_GL_Energy_transition_Outlook2019_lowres_single.pdf
- Gijo George y Pranav Patel, Floating PV systems – an overview of design considerations, 2019:
<https://www.dnv.com/Publications/floating-pv-systems-an-overview-of-design-considerations-171199>
- World Bank Group, ESMAP, SERIS. 2018. Where the Sun Meets Water: Floating solar market report.
<https://documents1.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>
- Normativa de aplicación
 - Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la producción de los consumidores.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias
- UNE-EN 50618:2015: Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- UNE-HD 60364-7-712: Instalaciones eléctricas en baja tensión; Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales; Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)
- UNE-EN 60364-5-52: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- Enlaces web:
 - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO): *Preguntas frecuentes sobre autoconsumo*: <https://acortar.link/v2EoZo>
 - IDAE: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. Actualizada, octubre 2020: https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf
 - Junta de Andalucía: Manual de la secretaría general de Industria, Energía y Minas para la tramitación administrativa de las instalaciones de generación de energía eléctrica en régimen de autoconsumo en la Comunidad Autónoma de Andalucía: https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/20191118_Manual%20Autoconsumo%20Tras%20RD%20244%20v7.pdf
 - Mark Osborne, 2017 *First ever hydro-electric and floating solar project operating in Portugal*. <https://www.pv->

[tech.org/first-ever-hydro-electric-and-floating-solar-project-operating-in-portugal/](https://www.tech.org/first-ever-hydro-electric-and-floating-solar-project-operating-in-portugal/)

- Acciona. La primera planta fotovoltaica flotante conectada a red en España.
<https://www.acciona.com/es/proyectos/planta-fotovoltaica-flotante-sierra-brava/>
- Europapress. Acciona instalará en el embalse de Zorita la primera planta fotovoltaica flotante. 03/2020.
<https://www.europapress.es/extremadura/noticia-acciona-instalara-embalse-zorita-primera-planta-fotovoltaica-flotante-20200303125730.html>
- Grupoelectrostocks.
<https://www.grupoelectrostocks.com/material-electrico-energia-renovable>
- Isifloating. *Sistema flotante para aplicaciones fotovoltaicas*:
https://www.mapa.gob.es/images/es/isifloating_center_v1_tm30-376240.pdf

8. Índice Ilustraciones

Ilustración 1. Evolución de la energía generada mediante Fotovoltaica flotante y estimación a futuro (Fuente: The booming of floating PV).....	5
Ilustración 2. Primera instalación fotovoltaica flotante conectada a una central hidroeléctrica en Montalegre, Portugal (Fuente: pvtech.org)	9
Ilustración 3. Embalse de Sierra Brava, Extremadura. Donde se ubica la instalación flotante de ACCIONA. (Fuente: Web de Acciona)	10
Ilustración 4. Instalación flotante de Sierra Brava. Diseño. (Fuente: Web de Acciona) 10	
Ilustración 5. Datos históricos del IEA y previsión de energía generada hasta 2050 a fecha de 2019. (Fuente: DNV GL. Energy transition Outlook 2019)	11
Ilustración 6. Tendencia de la energía de las distintas fuentes hasta 2030. (Fuente: The booming of floating PV)	12
Ilustración 7. Ubicación de la instalación	14
Ilustración 8. Balsa donde se ejecuta la instalación	15
Ilustración 9. Panel KASEEL – KSHC-144 (KASEEL Hoja de Características).....	16
Ilustración 10. Ejes y orientación	18
Ilustración 11. Inversor SUN2000-50KTL-M0 (Huawei. Hoja de Características)	20
Ilustración 12. ISIFLOATING 4.0 (Fuente: isifloating. Hoja de Características).....	23
Ilustración 13. Esquema de descargador de tensiones	33
Ilustración 14. Esquema de conexión de los descargadores de sobretensión.....	36
Ilustración 15. Desglose del consumo del suministro	42
Ilustración 16. Clasificación de sistemas FV	45
Ilustración 17. Esquema de Autoconsumo sin excedentes (Fuente GrupoElectrostocks)	46
Ilustración 18. Esquema de autoconsumo con excedentes (fuente GrupoElectrostocks)	47
Ilustración 19. Esquema de autoconsumo aislado (fuente GrupoElectrostocks).....	47
Ilustración 20. Esquema de posibilidades para cada autoconsumo	48
Ilustración 21. Esquema de Sistema de generación conectado a red interior de consumidor asociado (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: preguntas frecuentes sobre autoconsumo)	49
Ilustración 22. Esquema de Autoconsumo individual NO acogida a compensación (Fuente: Guía Profesional de tramitación del autoconsumo, IDAE, 2019).....	51
Ilustración 23. Esquema general de tramitación de instalaciones FV (Fuente: Guía Profesional de tramitación del autoconsumo, IDAE, 2019)	52

9. Índice de Tablas

Tabla 1. Potencial técnico para las distintas zonas climáticas con una cobertura del 1% (Fuente: The booming of floating PV)	6
Tabla 2. Características físicas del módulo FV	17
Tabla 3. Características eléctricas del módulo FV	17
Tabla 4. Características del flotador	23
Tabla 5. Características del cable de corriente continua propuesto	28
Tabla 6. Características del cable de corriente alterna propuesto	30
Tabla 7. Protección de sobreintensidades para CC	31
Tabla 8. Protección contra sobretensiones en CC	34
Tabla 9. Protección contra sobreintensidades en AC	34
Tabla 10. Protección de personas	35
Tabla 11. Protección contra sobreintensidades en AC	35
Tabla 12. Radiación solar (Wh)	37
Tabla 13. Energía generada promedio mensual	38
Tabla 14. Consumos mensuales adaptados a Tarifa 3.0 TD	39
Tabla 15. Energía generada desglosada en períodos	39
Tabla 16. Energía autoconsumida	40
Tabla 17. Energía vertida a red como excedente	40
Tabla 18. Resumen del desglose energético del estudio	41
Tabla 19. Porcentaje destinado a autoconsumo y vertido a red	41