

# Premios Ejercito del Aire 2021

## XLII Edición, 'Valores y Tradición'

Disciplina: Investigación Aeroespacial

Categoría: BACSI individual

“Proyecto piloto para la implementación de energías renovables en la Base Aérea de Zaragoza en la búsqueda de la eficiencia y sostenibilidad”



## Contenido

|   |    |
|---|----|
| Resumen.....  | 3  |
| 1. Introducción .....   | 5  |
| 2. Objetivo y Alcance .....   | 13 |
| 3. Normativa .....  | 14 |
| 4. Descripción del EA: emplazamiento, recurso y perfil de consumo ..... | 18 |
| 5. Dimensionado de la planta.....                                       | 27 |
| 6. Diseño de la Instalación.....  | 40 |
| 7. Optimización de la tarifa eléctrica .....                            | 61 |
| 8. Conclusiones .....   | 66 |
| 9. Bibliografía.....  | 67 |

## Resumen

El sector de la fotovoltaica en España está en auge, creciendo a ritmos inesperados hasta tal punto que, según las solicitudes de acceso y conexión recibidas por Red Eléctrica Española, la fotovoltaica multiplicaría por 12 su potencia instalada. La reducción de precios de los módulos y la optimización de costes están logrando un nivel de crecimiento que nunca antes se había presenciado. Continuando con el desarrollo fotovoltaico, el nuevo Real Decreto Ley 244/2019 del 5 de abril revolucionó el sector del autoconsumo al introducir nuevas modalidades de autoconsumo, regular la compensación por excedentes y facilitar los trámites administrativos para instalaciones que no superen cierta potencia.

El Ejército del Aire (EA), con unidades desplegadas en toda España, cuenta con un consumo de 129,53 GWh anuales que se traducen en 16,14 M€ al año. En la constante búsqueda de la mejora continua, encuentra en el autoconsumo una oportunidad para mejorar la racionalización de los recursos, reducir la huella de carbono y lograr ahorros significativos en la factura eléctrica.

Analizando el consumo del EA en la Base Aérea de Zaragoza mediante curvas de cargas anuales, se encuentra un consumo que puede variar desde los 1.500 kWh durante la tarde y periodos nocturnos, hasta puntas de 3.600 kWh que normalmente se alcanzan sobre las 9 de la mañana. El EA cuenta por lo tanto con un consumo importante durante las horas del día, lo cual se adapta al periodo de generación fotovoltaico y lo hace favorable para una instalación de autoconsumo.

Este trabajo recoge el estudio de viabilidad técnica y económica para una instalación de autoconsumo en una de las bases aéreas más importantes del EA. Teniendo en cuenta el consumo descrito y con el fin de diseñar la planta fotovoltaica con la potencia que mejor se adapte a éste, se han seleccionado como objeto de estudio las potencias de 2, 3, 4 y 5MW. Llevando a cabo simulaciones con las diferentes potencias se ha evaluado la rentabilidad y el porcentaje de autoconsumo de cada una de ellas para dar con la potencia optima.

Para ello, mediante la herramienta de simulación PVsyst se han obtenido curvas de generación horaria para cada potencia evaluada (2, 3, 4 y 5MW) y se han comparado con las curvas de consumo horario para calcular la energía auto consumida y los

excedentes que habría en cada caso. Estos se han cuantificado económicamente a modo de ahorro por autoconsumo e ingreso por venta de excedentes al mercado.

A continuación, se ha llevado a cabo un análisis de viabilidad económica para cada potencia evaluada teniendo en cuenta para cada caso la inversión inicial, costes de operación y mantenimiento y los ingresos y ahorros previamente descritos. Se ha calculado el periodo de retorno de la inversión, el valor actual neto y la tasa interna de retorno para cada caso, detectando una mejora en todos los parámetros a medida que aumenta la potencia del proyecto. La selección de la instalación que mejor se adapta al EA se ha llevado a cabo detectando el punto óptimo entre la tasa interna de retorno y el porcentaje de autoconsumo, resultando que la potencia idónea es de 3 MW.

Se han descrito a continuación los parámetros de diseño empleados en PVsyst para la instalación de 3 MW de potencia, comparando y justificando la selección de estructuras, módulos, inversores, disposición de la planta y detallando las pérdidas tenidas en cuenta.

Por último, se han expuesto las distintas tarifas eléctricas disponibles en el mercado y se han detallado las principales áreas donde se podría ahorrar en la factura eléctrica. Se ha realizado un pequeño análisis de la tarifa del EA optimizando la potencia contratada, consiguiendo mayores ahorros.

## 1. Introducción

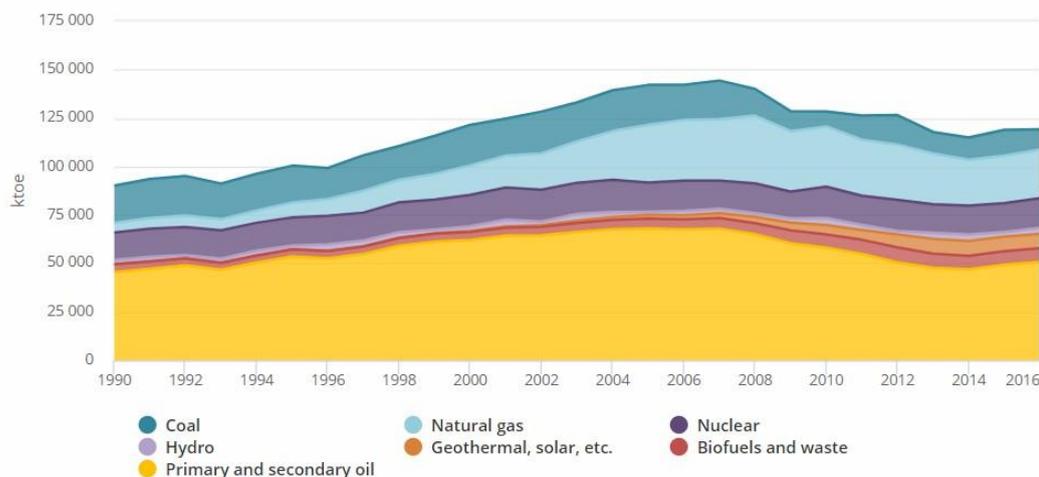
### 1.1. Contexto energético español

La población ha venido aumentando desde el siglo XX y con ello el consumo energético que llega hasta los 12.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo en el año 2000. Las perspectivas de futuro no son muy alentadoras, ya que se espera que la población siga creciendo y con ello el consumo de energía que se espera que, en el 2035 según el BP statistical review, se situé en unos 18 billones de tep anuales, de los cuales un escaso 15% se abastece con energías renovables. Las emisiones de CO<sub>2</sub> podrían alcanzar hasta los 45.000 millones de toneladas anuales en el mundo, lo cual pone de manifiesto la necesidad de cambiar nuestros modelos energéticos actuales.

Como consecuencia de dichos consumos, las emisiones de CO<sub>2</sub> son preocupantes. En 2010 hubo unas emisiones de 49 Gtn equivalentes que proceden principalmente de la generación eléctrica y de la industria. Según el modelo energético actual, estas emisiones no disminuirían sino todo lo contrario haciendo que la temperatura media del planeta aumentase hasta 5,4°C. De cara al cumplimiento de los objetivos europeos de no superar en más de 2 °C la temperatura media del planeta, las emisiones de CO<sub>2</sub> tendrían que desplomarse hasta niveles casi nulos, lo cual no podría cumplirse con el uso de carbón, petróleo o gas natural que emiten 5,2, 3,5 y 2,5 tn CO<sub>2</sub> por cada tep respectivamente.

En el año 2016, España tuvo un consumo primario de energía de 125.000 ktoe según datos publicados por el IEA, lo cual supuso 238.000 tn equivalentes de CO<sub>2</sub> liberadas a la atmosfera.

## Total Primary Energy Supply (TPES) by source\* Spain 1990 - 2016



IEA World Energy Balances 2018

Figura 1. Evolución del consumo 1990-2016 IEA

De los 260.974 GWh generados durante el 2018, 100.314GWh procedían de fuentes renovables, de los cuales 7.759 GWh se generaron mediante energía solar fotovoltaica. Aunque pueda parecer poco, esta energía sería suficiente para abastecer el consumo de 1.939.750 hogares, un 10% del total de hogares, gracias a los 4,7GW de potencia instalados de esta tecnología.

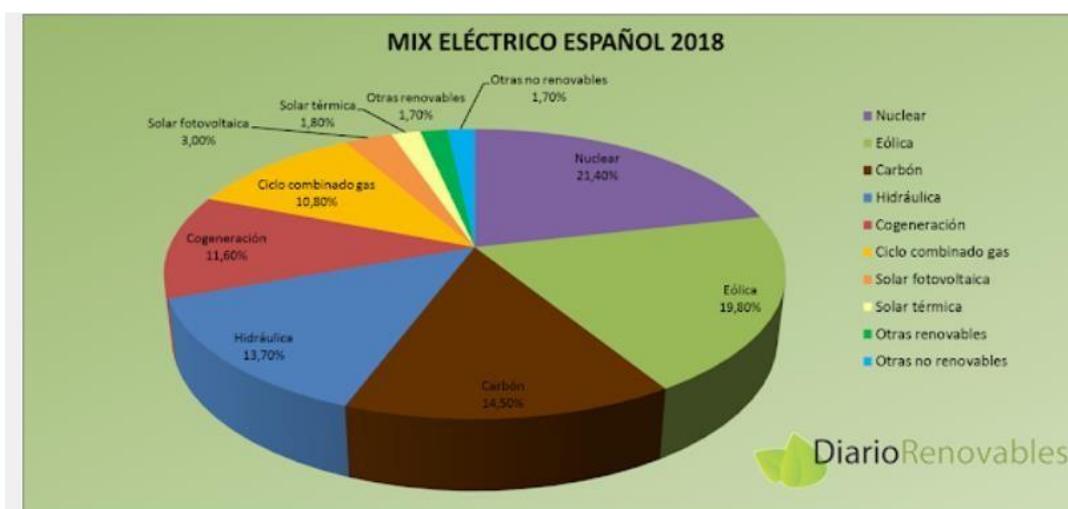
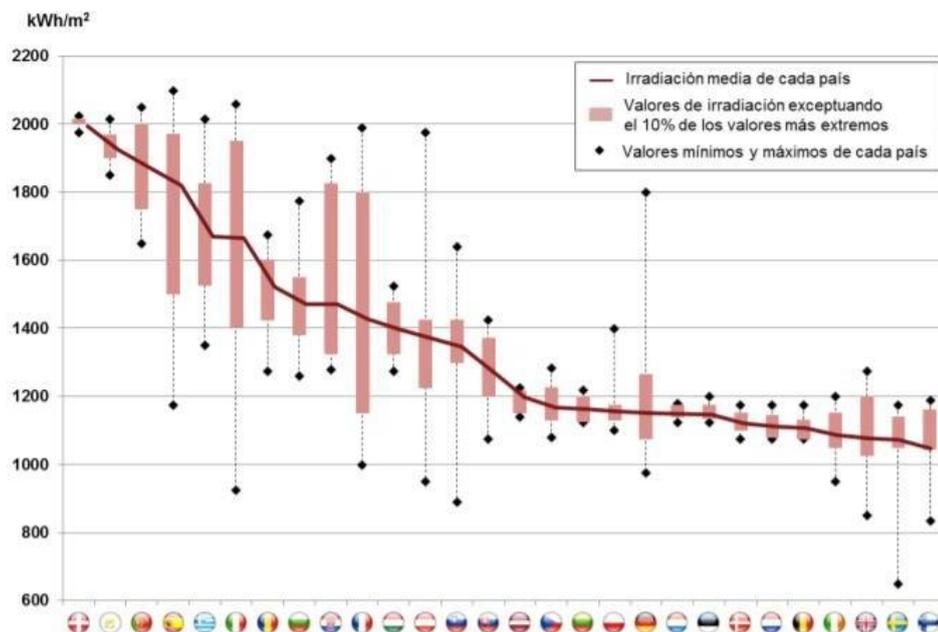


Figura 2. Mix eléctrico español año 2018. Diario Renovables

En una sociedad cada vez más concienciada con el medioambiente y, por lo tanto, con las energías renovables, puede parecer que estas cifras no son lo suficientemente

buenas y más aún si lo comparamos con los vecinos europeos. En Alemania, donde el recurso solar es muy inferior al disponible en España, la potencia instalada se multiplica casi por 8 hasta un total de 39,7 GW, en Italia tienen ya un total de 18,9 GW y en reino unido 8,8 GW.



*Figura 3. Irradiación anual sobre un módulo FV en 28 países miembros de la UE.  
Joint Research Center*

No obstante, aunque España no esté actualmente a la cabeza en cuanto a potencia instalada de energías renovables, los objetivos de descarbonización a nivel europeo marcan que para 2030 se ha de tener un 40% de reducción de gases de efecto invernadero, 27 % cuota energía renovable y 27% de mejora en eficiencia energética. Se trata de objetivos ambiciosos que no podrán llevarse a cabo sin el uso de energías renovables y la fotovoltaica se presenta como opción ganadora en España, entre otros motivos, por la gran disponibilidad de recurso solar.

## 1.2. Sector fotovoltaico y autoconsumo en España

En España, la evolución de la energía solar fotovoltaica no ha seguido el mismo rumbo que en otros países. En 2008 se vivió en España el llamado “boom” de la fotovoltaica donde se pasó de 617 MW a 3.350 MW instalados, todo ello fomentado por el RD 661/2007 del 25 de mayo que prestó un “muy favorable marco de apoyo” que “propició la rápida superación de las previsiones que había presidido su aprobación”, según el RD 244/2019. El marco regulatorio en aquel momento marcaba, entre otras primas, un precio de pool de 44,0381 c€/kWh, lo que implica un precio 10 veces superior al que existe en la actualidad.

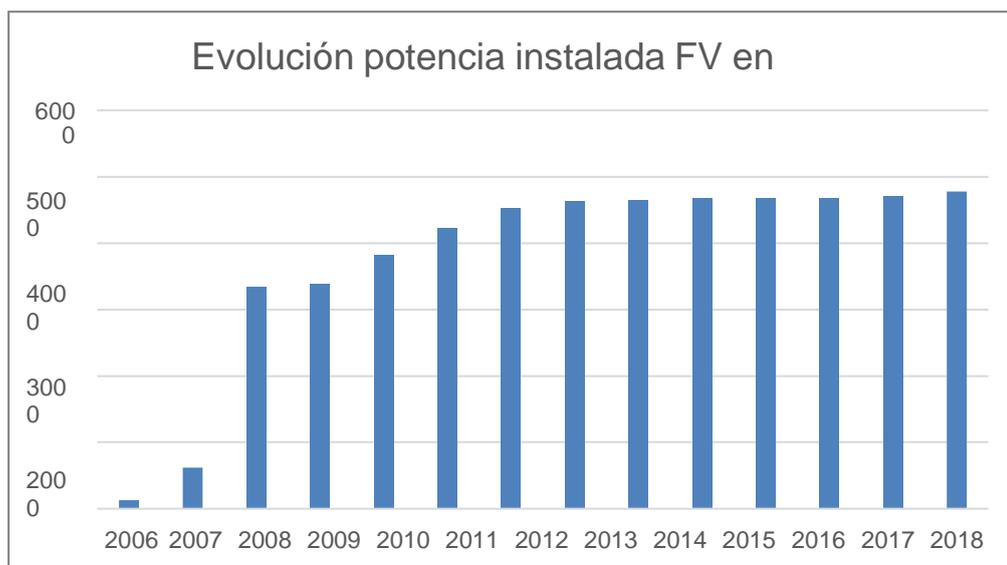
Tabla 3

| Grupo | Subgrupo | Potencia       | Plazo                | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | Límite Superior c€/kWh | Límite Inferior c€/kWh |
|-------|----------|----------------|----------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|------------------------|
| b.1   | b.1.1    | P≤100 kW       | primeros 25 años     | 44,0381                |                            |                        |                        |
|       |          |                | a partir de entonces | 35,2305                |                            |                        |                        |
|       |          | 100 kW<P≤10 MW | primeros 25 años     | 41,7500                |                            |                        |                        |
|       |          |                | a partir de entonces | 33,4000                |                            |                        |                        |
|       |          | 10<P≤50 MW     | primeros 25 años     | 22,9764                |                            |                        |                        |
|       |          |                | a partir de entonces | 18,3811                |                            |                        |                        |
|       | b.1.2    |                | primeros 25 años     | 26,9375                | 25,4000                    | 34,3976                | 25,4038                |
|       |          |                | a partir de entonces | 21,5498                | 20,3200                    |                        |                        |

*Figura 4. Primas a la fotovoltaica en el RD 661/2007*

En aquel momento, las instalaciones que mayores primas recibían eran las de 100kW y por eso es común encontrar grandes plantas agrupadas como instalaciones independientes de 100kW. Suponiendo unas 1800 horas de funcionamiento en una instalación de 100kW, suponen 180 MWh generados, que, multiplicados por el precio de pool de ese momento, resultan en 79.268 € de ingresos por venta de electricidad. Con este marco regulatorio, las plantas se amortizaban en 6-7 años fácilmente y resultaba un modelo de negocio muy rentable para los inversores, pero inviable para el estado Español.

Esto propició un crecimiento de más de un 400% en potencia instalada en apenas un año, lo que al final provocó la anulación del real decreto RD 661/2007 del 25 de mayo y como consecuencia, el sector se quedó estancado hasta día de hoy.



*Figura 5. Evolución de la potencia instalada de FV en España*

A pesar del estancamiento de este sector en estos años, todo indica que la fotovoltaica se propone como uno de los principales pilares en la transición energética que se está viviendo y que queda por desarrollar. Los pronósticos indican que esta tecnología crecerá más que lo que está previsto para la eólica hasta alcanzar 61 GW instalados de los cuales 23,8 GW ya tienen concedidos el permiso de acceso por REE.

Los motivos para vaticinar este rumbo, que sin duda viene marcado por los objetivos de

descarbonización de Europa para 2020, 2030 y 2050, son entre otros el coste de esta tecnología. Donde antes era impensable hablar de una tecnología económicamente viable sin tener implícita la necesidad de primas, ahora se comienza a hablar de una tecnología de generación más competitiva que cualquier otra convencional sin necesidad de ningún tipo de prima. El notable aumento de la demanda de módulos, la economía de escala y la investigación han dado lugar a un aumento de competencia entre los fabricantes obteniendo como resultado descenso en el precio del módulo. En el año 2010 el precio rondaba los 2€/Wp para un módulo monocristalino mientras que a día de hoy los precios rondan los 0,25 €/Wp.

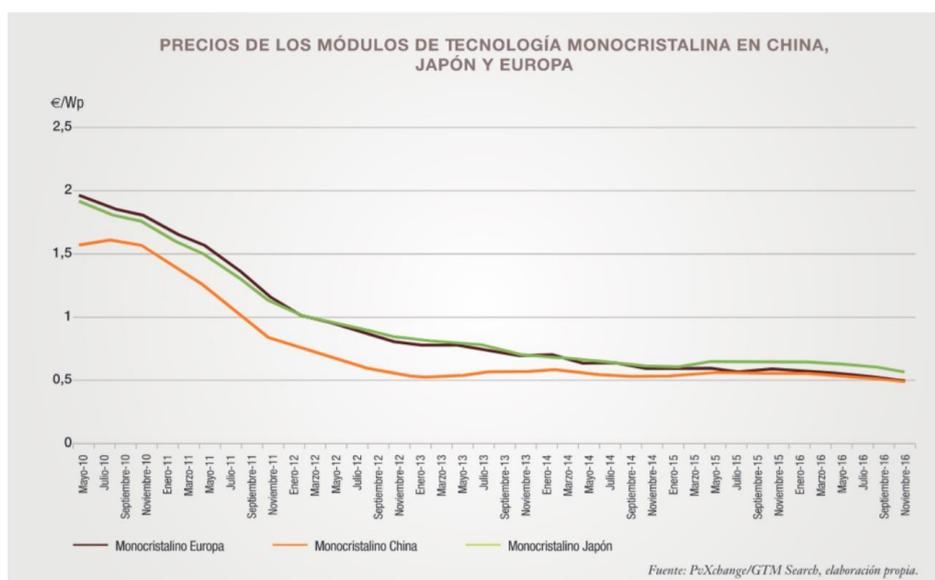


Figura 6. Evolución de los precios de módulos FV

Los objetivos de descarbonización, el elevado precio del CO<sub>2</sub>, el abaratamiento de las instalaciones fotovoltaicas, el deseo de ahorrar en las facturas eléctricas y el nuevo marco legal, han dado lugar a un crecimiento en el autoconsumo fotovoltaico. El autoconsumo presenta entre otras, dos ventajas fundamentales para el consumidor. La primera es que es mucho más eficiente que cualquier sistema de generación eléctrica ya que el punto de consumo se encuentra cercano al punto de generación y por lo tanto disminuyen las pérdidas, y la segunda es el abaratamiento de la factura de la luz.

Cada vez son más residencias e instalaciones industriales las que optan por un modelo de autoconsumo con el fin de abaratar costes en su factura energética. Los tipos de sistemas de autoconsumo que existen varían en función de las necesidades. Normalmente, para casos de autoconsumo industrial se presentan instalaciones conectadas a la red sin sistemas de acumulación. Sin embargo, en instalaciones para

viviendas es posible encontrar instalaciones que poseen sistemas de acumulación para su instalación de autoconsumo. Esto aumenta la eficiencia de la instalación ya que garantiza la disponibilidad de la energía a cualquier hora del día. En las viviendas, el principal inconveniente que se presentaba hasta la fecha es que la curva de generación que alcanza su pico a mediodía, normalmente no se adapta a la curva de consumo que es mayor en las primeras y últimas horas del día. Los sistemas de acumulación ayudan a paliar esa desventaja y el nuevo marco regulatorio, que ese explicará en el próximo apartado, ofrece soluciones a la energía excedentaria, haciendo que las instalaciones sean rentables.

En 2018, según un estudio publicado por la UNEF, Galicia, Cataluña y Andalucía son las comunidades autónomas con mas potencia instalada con 5, 4 y 3 MW. Hasta ahora, no se reconocía excedentes de energía y los trámites administrativos eran tediosos, ante lo cual, cada comunidad autónoma ofrecía mecanismos de apoyo para estas instalaciones. Llama la atención que, en Extremadura, Aragón o Valencia, el número de instalaciones está muy por debajo de Galicia o Cataluña a pesar de tener un recurso solar abundante.

| Tabla 15. Número de Instalaciones de Autoconsumo por Comunidad Autónoma y Potencia Instalada |                                  |  |
|--|----------------------------------|--|
| TOTAL POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS  |                                  |  |
| CCAA   | TOTAL nº. instalaciones por CCAA | TOTAL potencia instalada por CCAA [KW] |
| Andalucía  | 121                              | 3.124,01                               |
| Aragón   | 6                                | 184,07                                 |
| Cantabria  | 3                                | 15,10                                  |
| Castilla y León  | 31                               | 1.088,45                               |
| Castilla- La Mancha  | 32                               | 425,12                                 |
| Cataluña   | 130                              | 4.065,74                               |
| Comunidad de Madrid  | 51                               | 717,88                                 |
| Comunidad Valenciana   | 25                               | 294,28                                 |
| Extremadura  | 7                                | 63,04                                  |
| Galicia  | 85                               | 5874,54                                |
| Illes Balears  | 32                               | 635,71                                 |
| Islas Canarias   | 22                               | 650,96                                 |
| La Rioja   | 3                                | 6,56                                   |
| Navarra  | 26                               | 595,10                                 |
| País Vasco   | 14                               | 421,20                                 |
| Principado de Asturias   | 12                               | 46,29                                  |
| Región de Murcia   | 45                               | 746,88                                 |
| Ceuta (Ciudad Autónoma)  | 1                                | 24,00                                  |
|  | <b>646,00</b>                    | <b>18.978,92</b>                       |

Figura 7. Instalaciones de autoconsumo por CCAA. Unef

En términos generales, la energía solar fotovoltaica ha estado siempre muy marcada por el marco regulatorio vigente en cada momento y el autoconsumo, hasta ahora, no había tenido un régimen favorable para su desarrollo.

## 2. Objetivo y Alcance

El objetivo del presente trabajo es analizar la viabilidad técnica y económica de una instalación de autoconsumo para una de las bases aéreas más importantes del Ejército del Aire. Teniendo en cuenta las rentabilidades y el porcentaje de autoconsumo, se ha seleccionado la potencia óptima de la instalación para a continuación, diseñarla en PVsyst, comparando distintos elementos (estructuras, módulos, inversores). Por último, se incluye un análisis de la tarifa contratada por el EA para realizar una optimización y lograr mayores ahorros

## 3. Normativa

### 3.1. Marco legal en España

Ante la necesidad de cambiar el modelo energético del país y con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los objetivos 2030-2050, el gobierno aprobó el pasado 5 de abril el nuevo marco regulatorio para las instalaciones de autoconsumo. Desde entonces, son muchos los titulares que anuncian una nueva era para el autoconsumo, más oportunidades, menos trabas administrativas y más rentabilidad. En este apartado se analiza en profundidad las novedades del nuevo RD 244/2019 del 5 de abril.

En primer lugar, el nuevo real decreto distingue entre varias modalidades de autoconsumo. La primera diferenciación la hace atendiendo a si existen excedentes vertidos a la red o no. Si no existen vertidos, se trata de una instalación sin excedentes donde existe una única figura de productor y de consumidor y donde tendrá que haber las medidas necesarias para evitar vertidos. En el caso de existir excedentes, estos pueden estar acogidos a un régimen de compensación o no estar acogidos a dicho régimen.

Para que una instalación esté acogida al régimen de compensación, es necesario que cumpla varias condiciones, entre ellas, que la potencia sea inferior a 100kW. Si es así, estas instalaciones podrán compensar la energía excedentaria con la energía importada de la red en los momentos que así lo necesiten, pero en ningún caso podrá compensarse el término de potencia, que permanece inalterado en todos los casos. La energía vertida a la red en estos casos está excluida del pool eléctrico y no existe por lo tanto la obligación de pagar peajes de acceso o de generación.

Las instalaciones superiores a esa potencia que tengan excedentes serán instalaciones no acogidas a compensación y por lo tanto, la energía excedentaria tendrá el mismo tratamiento que aquella energía producida mediante cualquier otra tecnología. Es decir, esa energía será vendida en el pool eléctrico, se le aplicará un 7% de impuesto de generación, pagará peajes de acceso y además, tendrá que contar con los servicios de un representante de mercado.

Una de las principales novedades es que se autoriza el autoconsumo colectivo. Se

distingue entre autoconsumo individual, donde existe un consumidor asociado a una instalación de generación, y autoconsumo colectivo donde existen varios consumidores asociados a una instalación. En este caso, todos los consumidores han de estar acogidos a la misma modalidad de autoconsumo.

Se hace una distinción entre las instalaciones próximas a través de la red y las instalaciones próximas de red interior. En el caso de las primeras, serán aquellos consumidores estén ubicados en la misma referencia catastral según los primeros 14 dígitos o bien que estén conectados en baja tensión a menos de 500 m entre los equipos de medida. También entran en esta clasificación aquellas cuyos consumidores estén conectados en una red de baja tensión y que compartan el mismo centro de transformación.

Las instalaciones próximas de red interior están conectadas a redes interiores o líneas directas. Estas instalaciones pueden acogerse a un sistema con o sin excedentes mientras que las que son próximas a través de la red han de acogerse obligatoriamente al régimen de autoconsumo con excedente.

Los procedimientos de acceso y conexión se simplifican para las modalidades de autoconsumo sin excedentes y aquellas con excedentes cuya potencia sea inferior a 15 kW. Solo tendrán que solicitar un permiso de conexión para las instalaciones de consumo. En caso de que lo anterior no se cumpla, se tendrá que solicitar permisos de acceso y conexión para las instalaciones de consumo y por cada una de las instalaciones de producción asociadas a dicho consumo según lo estipulado en el RD 1699/2011.

En cuanto a los contratos de acceso y conexión, se tendrá que notificar a la distribuidora, la modalidad de autoconsumo a la que se va a acoger. En el caso de consumidores y generadores en baja tensión con potencia inferior a 100kW, el contrato se modifica en un plazo de 15 días, lo cual resulta un procedimiento muy ágil.

### **3.2. Marco legal aplicable en el caso de estudio**

Para el caso tratado en este trabajo, el modelo de autoconsumo al que se acogería la instalación es fácil de definir. Tal y como se tratará en próximos apartados, el consumo del EA es elevado, parecido a un consumo industrial, por lo que la potencia instalada será mayor de 100kW y por lo tanto se clasifica como régimen de autoconsumo con

excedente no acogido al mecanismo de compensación. Se trata de un autoconsumo individual, donde existe un único generador y consumidor.

En cuanto a los permisos de acceso y conexión, al tratarse de una instalación superior a 15 kW, se tendrá que proceder de la siguiente manera según lo establecido en el RD 1699/2011:

- **Solicitud de acceso y conexión a la red de distribución:** se formaliza una solicitud de conexión de generación a la distribuidora correspondiente. Según regula el RD 1699/2011 se ha de presentar el esquema unifilar de la instalación, la memoria técnica de diseño, la declaración de responsable del propietario de la finca y un croquis del emplazamiento. En función de la potencia a instalar se deberá presentar la garantía de depósito de avales en la administración. Los avales están regulados en el artículo 66 bis de dicho real decreto y están entre los 20€/kW y 500 €/KW y quedan exentas de la presentación de avales aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW.
- **Análisis de la solicitud por parte de la distribuidora:** se trata de una fase de estudio por parte de la distribuidora de la solicitud de conexión que tiene un plazo aproximado de 30 días.
- **Emisión de las condiciones técnico-económicas:** En la contestación de la distribuidora, se indica al cliente la aceptación del punto de conexión indicando coordenadas UTM, tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión y potencia de cortocircuito máxima.

En los casos en los que la potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión sea inferior a la potencia de la instalación, la distribuidora podrá denegar el acceso a dicho punto, indicando que potencia disponible existe. Si la solicitud a ese punto ha sido denegada, la distribuidora ofrece una solución alternativa en otro punto de conexión en para el que también detalla las condiciones de acceso. Esta propuesta tiene vigencia de tres meses.

En cuanto a los términos económicos, la inversión necesaria desde el punto frontera hasta el punto de conexión, correrán a cargo del solicitante y la distribuidora deberá emitir un pliego de condiciones técnicas y presupuesto para los trabajos necesarios.

Una vez aceptadas las condiciones técnicas y económicas, el solicitante cuenta con 15 meses para que la instalación quede registrada en el Registro administrativo de instalaciones de generación correspondientes.

- **Solicitud del contrato técnico de acceso:** es el documento que acredita la superación de de los requisitos previamente acordados en las condiciones técnicas. Se realizada por un instalador autorizado que emitirá un certificado de características de la instalación que ha de presentarse a la distribuidora.
- **Verificación de la configuración de medida según el RD 110/2007:** antes de la conexión de la instalación, la distribuidora ha de verificar la configuración de medida.
- **Puesta en servicio.**
- **Inscripción en el registro administrativo:** según lo dispuesto en el RD 900/2015.

A continuación se muestra un esquema simplificado del proceso:

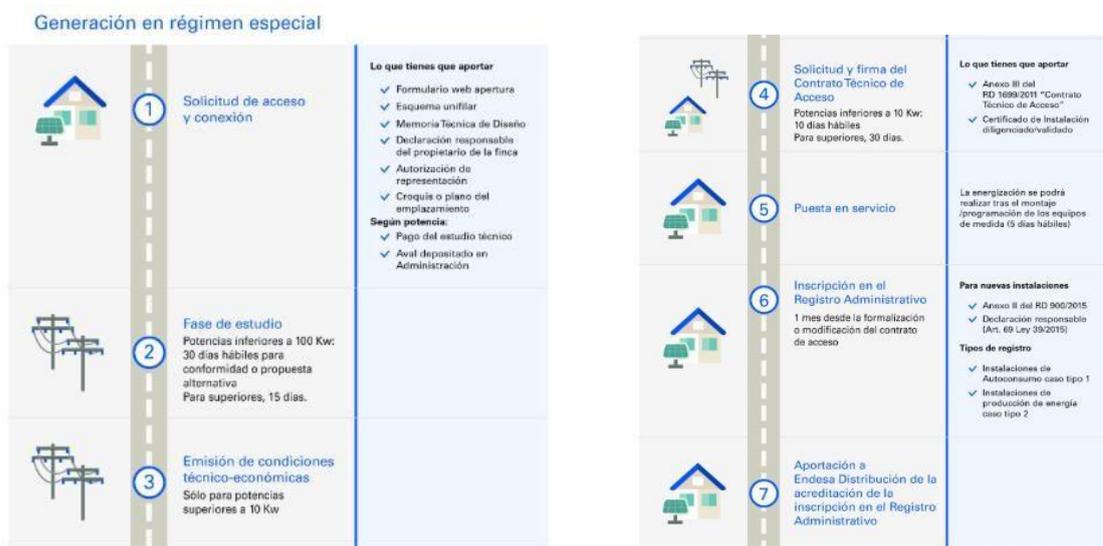


Figura 8. Esquema de proceso administrativo para instalaciones de autoconsumo.

Endesa Distribución

## 4. Descripción del EA: emplazamiento, recurso y perfil de consumo

### 4.1. Descripción del Ejército del Aire

Presente en multitud de países y con diversas operaciones internacionales en curso, el Ejército del Aire es uno de los ejércitos integrantes de las Fuerzas Armadas de España y tiene como objetivo, asignado por la constitución española, “garantizar la soberanía e independencia de España, el ordenamiento constitucional, defender su integridad territorial con cuidado especial en su espacio aéreo y mantener la seguridad internacional, en operaciones de paz y ayuda humanitaria.

Con un consumo anual de 129,53 GWh y un gasto de 16,14 M€ en electricidad, según el Instituto Español de Estudios Estratégicos, el Ejército del Aire apostó ya en 2012 por políticas energéticas que buscan la mejora de la eficiencia y optimización del consumo, así como la integración de nuevas tecnologías de generación que sustituyan progresivamente a los combustibles fósiles.

Dentro de las medidas que ha comenzado a tomar el ejército en búsqueda de su objetivo se encuentra el diagnóstico energético de ciertas unidades aéreas con el fin de identificar potenciales medidas de ahorro. Además, conscientes de la escasez de recursos y a favor de la protección del medioambiente, se han ido implementando medidas encaminadas al uso de energías renovables. Por ejemplo, la implementación de energía solar térmica para el abastecimiento de agua caliente y estudios de viabilidad para la implementación de sistemas de geotermia.

El presente proyecto nace de las nuevas políticas energéticas del Ejército del Aire por mejorar su eficiencia, disminuir su huella de carbono e integrar tecnologías de generación renovable en sus instalaciones repartidas por toda España. Tomando este trabajo como un posible “proyecto piloto” que a futuro podría implantarse en otras ubicaciones, se ha seleccionado como emplazamiento en este caso, una de las bases aéreas más grandes de las que dispone el Ejército del Aire en España.

## 4.2. Emplazamiento

El emplazamiento que se ha seleccionado para este estudio piloto es la base aérea de Zaragoza, de la cual se muestra a continuación un plano aéreo.



*Figura 9. Plano aéreo del Emplazamiento. Google Maps*

Al ser una de las unidades más importantes que compone el Ejército del Aire, se trata de un complejo muy extenso, con una superficie total de 19.264.667 m<sup>2</sup> según el catastro, con espacio suficiente para albergar una instalación fotovoltaica. Para la tecnología seleccionada que se explicará mas adelante, el ratio de ocupación por potencia instalada se sitúa en 2 Ha/MW.

Evidentemente no todo el terreno está disponible para la instalación fotovoltaica ya que existen edificios, almacenes y por supuesto, pista de despegue y aterrizaje que ocupan parte del terreno. En la figura 9 se muestra coloreado en verde la zona que se ha detectado que estaría disponible para poder albergar la instalación. Mediante la herramienta de medición del catastro, se ha podido averiguar las hectáreas disponibles en esa zona concreta que son 307,55 Ha, es decir, se podría instalar hasta 150 MW en dicho espacio.



*Figura 10. Selección del terreno para la instalación de autoconsumo. Google Maps*

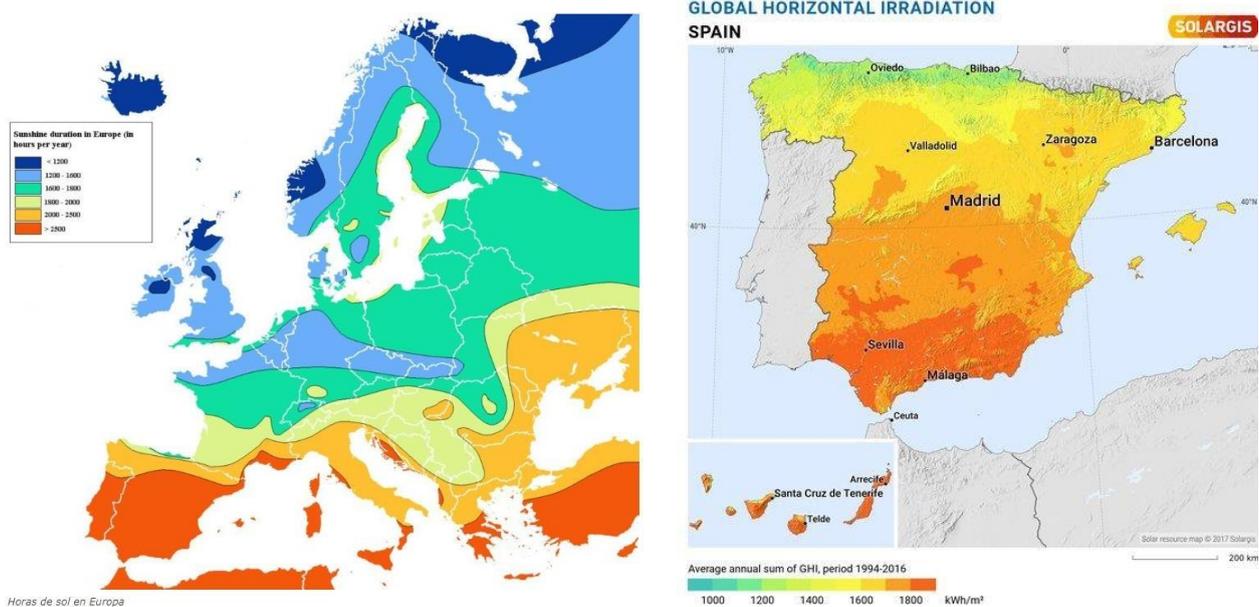
Al ser un lugar edificado y donde hay actividad aérea, la orografía revela que se trata una superficie muy plana y despejada, lo cual es una gran ventaja a la hora de instalar fotovoltaica. Una de las actividades mas costosas en la construcción de plantas fotovoltaicas es el movimiento de tierras y preparación del terreno. En este caso, el área seleccionada sería adecuada para mantener los costes en valores que harían viable el proyecto.

El plano aéreo del emplazamiento muestra que no existen elementos como edificios, árboles o elevaciones que vayan a provocar problemas de sombras a la instalación. Al tratarse de un terreno amplio, los edificios se alejados de la zona seleccionada para la implementación de la planta.

### **4.3. Análisis de recurso solar**

España es uno de los países con mayor recurso solar de Europa. Según muestran fuentes como “Geografía Infinita”, las horas de sol en España varían entre 1.800 y 2.500, aumentando de norte a sur, mientras que en países como Francia o Alemania apenas se alcanzan las 1.800 horas de sol.

Este hecho, como se ha comentado en apartados anteriores, posiciona a España en un lugar privilegiado para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.



*Figura 11. Recurso solar en Europa. Geografía Infinita Figura 12. Mapa de irradiación en España. Solargis*

Atendiendo a la irradiancia recibida en la península, según programas como “Solargis”, el promedio anual desde 1994 hasta 2016 de la irradiación solar en el plano horizontal, ha llegado hasta los 1.800 kWh/ m<sup>2</sup>, lo cual demuestra una vez más el gran recurso del que dispone España.

La zona en la que se ubica la base aérea militar tendría a priori más de 2500 horas de sol anuales según la figura 11 y una irradiación en el plano horizontal de 1666 kWh/m<sup>2</sup> según la consulta realizada en Solargis. No obstante, se ha verificado con la página web de PVGIS (photovoltaic geographical information system), desarrollada por la Comisión Europea, con más de 10 años de trayectoria. Su actividad se centra en la investigación de recurso solar y evaluación de rendimientos de instalaciones fotovoltaicas. Su página web con la reciente versión del PVGIS 5.0 es ya ampliamente conocida entre el sector, permitiendo el acceso a distintos mapas mundiales de irradiación, así como a consultas que permiten evaluar diferentes variables (inclinación, orientación etc).

Se ha realizado una consulta para la ubicación de la base aérea militar. Se muestran los resultados a continuación.

*Tabla 1. Recurso solar BBDD PVgis*

| Month        | Hh           | H(30)        | T24h |
|--------------|--------------|--------------|------|
| Jan          | 51,8         | 80,9         | 9,4  |
| Feb          | 85,6         | 126          | 8,5  |
| Mar          | 127          | 159          | 9,4  |
| Apr          | 165          | 180          | 12,3 |
| May          | 206          | 205          | 16,9 |
| Jun          | 227          | 218          | 22,6 |
| Jul          | 237          | 232          | 25,3 |
| Aug          | 212          | 227          | 25   |
| Sep          | 153          | 185          | 22,3 |
| Oct          | 101          | 139          | 17,2 |
| Nov          | 62,2         | 98,2         | 10,5 |
| Dec          | 42,2         | 62,7         | 7,1  |
| <b>Total</b> | <b>1.670</b> | <b>1.913</b> |      |

Donde Hh es la irradiación en el plano horizontal en

$\text{kWh/m}^2\text{H}(30)$  es la irradiación a 30 grados

$\text{kWh/m}^2$

T (24h) es la temperatura media en °C

Los resultados mostrados en la tabla 1 muestran concordancia con la consulta previa realizada en Solargis, con una irradiación  $1.670 \text{ kWh/m}^2$ .

En cuanto a la temperatura media para cada mes, se observa que la temperatura máxima se alcanza en julio con una temperatura de  $25,5 \text{ }^\circ\text{C}$  y la mínima en diciembre con  $7,1 \text{ }^\circ\text{C}$ . La situación ideal para una instalación fotovoltaica es aquella en la que la temperatura no es demasiado alta para que las pérdidas no sean muy elevadas. Al aumentar la temperatura, existen pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y por lo tanto, parte de la energía se pierde, ocasionando que el PR (performance ratio) disminuya.

La nueva versión de PVGIS ofrece una mejora frente a versiones anteriores que es la representación gráfica de los resultados que se muestran a

continuación

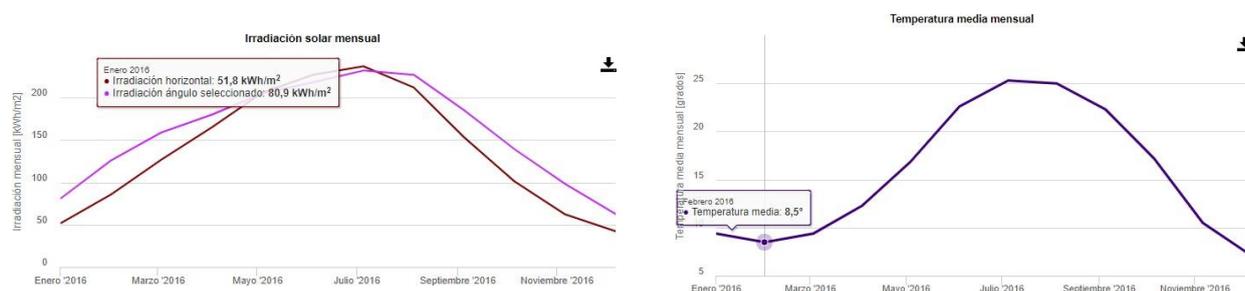


Figura 13. Recurso solar BBDD PVgis

La figura 13 permite evaluar fácilmente la diferencia entre la irradiación horizontal y la inclinada a 30°. Debido a la altura del sol en las diferentes estaciones del año, existe más o menos diferencia entre ambas irradiaciones. En los meses de invierno, cuando el sol está más bajo, la irradiación en el plano horizontal es menor que la que se capta con los módulos orientados a 30°. Sin embargo, entre los meses de mayo y agosto, el sol está más alto y por lo tanto, la diferencia entre la irradiación en el plano horizontal y 30° disminuye e incluso llega a ser algo mayor la del plano horizontal. Se trata por lo tanto de un buen emplazamiento para una instalación fotovoltaica dado el amplio terreno disponible, el abundante recurso solar y la temperatura media de la zona.

#### 4.4. Perfil de consumo del EA y tarifa contratada

En este apartado, se pretende evaluar el perfil de consumo del EA con el fin de averiguar si la curva de carga coincide en el espacio temporal con la curva de generación de una instalación fotovoltaica. Para ello, se solicitó la tarifa eléctrica, la potencia contratada, la curva de carga horaria de todo el 2018 y los importes facturados por energía y potencia.

El EA cuenta con una tarifa 6.2 de alta tensión, clasificada para aquellos consumos entre 35 y 72,5 kW. En esta tarifa existen 6 periodos horarios cuya clasificación se mostrará más adelante, en los que el coste del kWh varía y permite ajustar la potencia contratada en cada periodo. A continuación se muestra el precio de la potencia y la energía para cada periodo.

Tabla 2. Tarifa eléctrica del EA

| Periodo           | 1         | 2         | 3        | 4        | 5        | 6        |
|-------------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Precio (€/kWh)    | 0,09552   | 0,082177  | 0,062519 | 0,062519 | 0,062519 | 0,046704 |
| Precio (€/kW año) | 22,158348 | 11,088763 | 8,115134 | 8,115134 | 8,115134 | 3,702649 |

En este caso, el EA cuenta con una potencia contratada de 2.700 kW para los 6 periodos, lo que indica que su tarifa no está optimizada ya que en periodos en los que el consumo es menor, siguen pagando lo correspondiente a 2.700 kW. Por lo tanto, se ha incluido al final del trabajo, un apartado de optimización de tarifa donde se estudia la potencia que debería contratar el EA en cada periodo para tener mayores ahorros en la factura.

En cuanto al consumo anual de 2018, el EA consumió 13.159.275 kWh repartidos a lo largo del año con cierta bajada del consumo en los meses de verano, con una media mensual de 1.100.000 kWh.

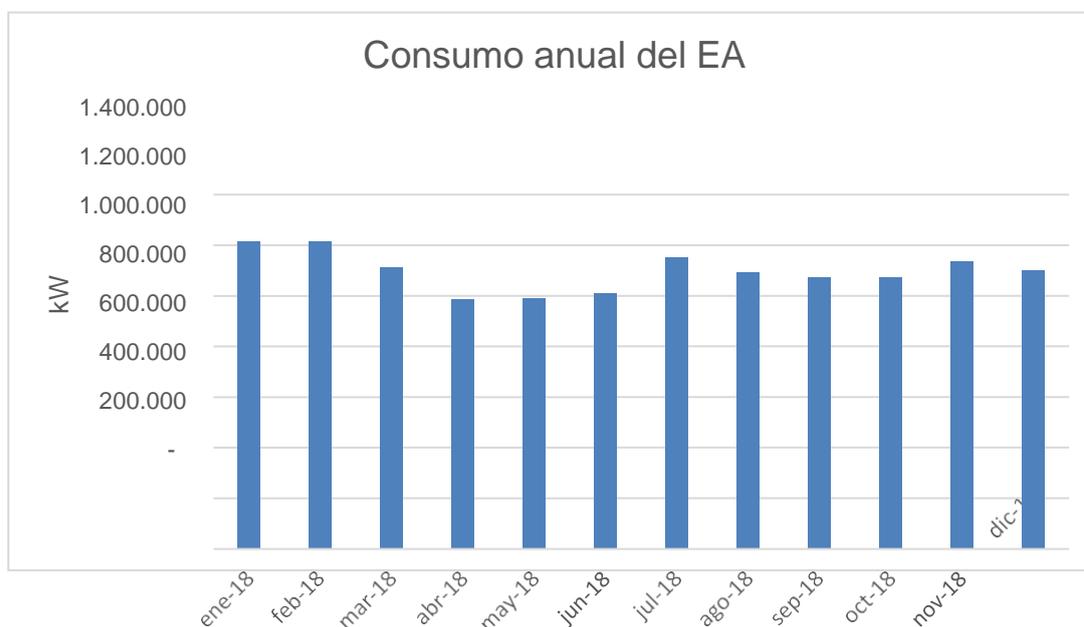
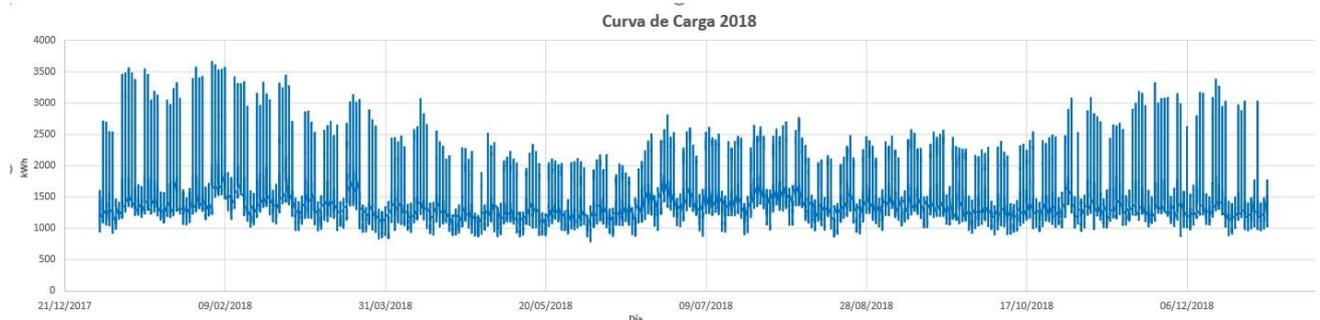


Figura 14. Consumo anual del EA

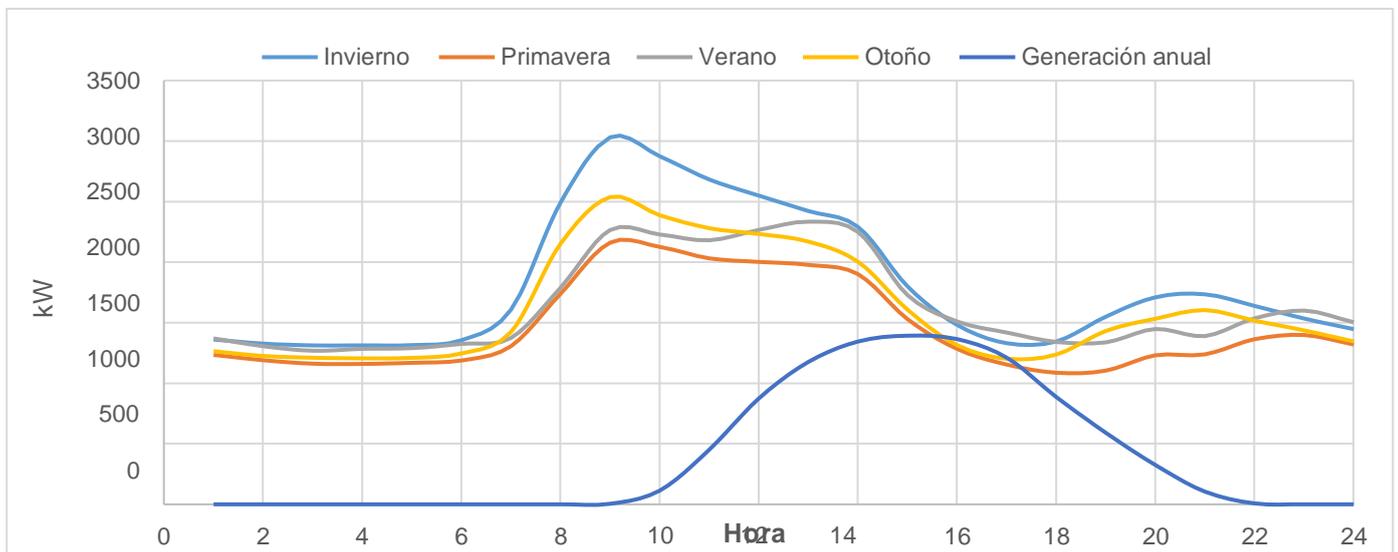
El EA proporcionó la curva de carga horaria que se graficó para evaluar los máximos y mínimos consumos registrados. Esta gráfica será de gran utilidad cuando se optimice la tarifa ya que se podrá evaluar que potencia a contratar para los distintos periodos. La curva horaria del 2018 se muestra a continuación.



*Figura 15. Curva de carga horaria del EA*

Se observa mediante la curva de carga que los consumos no bajan prácticamente en ninguna ocasión de los 1000 kWh y llegan en determinados momentos a los 3500 kWh. Se detecta también la misma bajada en el consumo durante el periodo estival que se muestra en la figura 14, siendo siempre los máximos en el periodo comprendido entre diciembre y febrero.

Con el fin de estudiar más detalladamente el consumo, se han realizado curvas medias horarias para las distintas estaciones del año, de manera se puede definir un perfil de consumo horario en invierno, primavera, verano y otoño. Además, las curvas se han superpuesto con una curva de generación horaria de una instalación fotovoltaica ubicada cerca del emplazamiento del EA.



*Figura 16. Curvas promedio estacionales y curva de generación*

Las curvas horarias siguen un mismo patrón en todas las estaciones del año, con un consumo base en entre las 1 y las 6 h y las 16 a las 24 h de unos 1300 kWh – 1500 kWh y una alta actividad comprendida entre las 7 y las 15 h cuyo consumo varía en función de la estación.

En invierno el consumo a las 9 de la mañana puede llegar hasta los 3.000 kWh, en otoño a los 2.500 kWh y en primavera y verano ronda los 2.200 kWh. Una vez superado el pico de consumo de las 9am, la curva va disminuyendo progresivamente hasta los 2.000 -2.3000 kWh para luego, a partir de las 15 h volver a la carga base de unos 1.500 kWh.

Se observa por lo tanto un claro perfil de consumo, con cargas base en las primeras y últimas horas del día y con un pico intenso hacia las 9 de la mañana.

Se ha hecho una comparativa con una curva de generación promedio anual de una instalación de 2MW, facilitada por una empresa del sector, con el fin de analizar las horas de consumo y generación. Como se muestra en la figura 16, la curva de generación, de media, comienza a las 9 de la mañana y finaliza sobre las 9 de la noche, alcanzando los máximos valores de producción entre las 13 y las 15. Resulta evidente que el pico de consumo focalizado a las 9 de la mañana no va a poder ser cubierto con energía procedente de la instalación fotovoltaica, pero ésta sí que podrá aportar parte de la energía consumida durante las horas centrales del día.

Por lo tanto, al tratarse de un EA que tiene un perfil de consumo parecido en todos los meses del año y consumo durante las horas de sol, es un claro caso de un cliente

susceptible a la instalación de energía solar fotovoltaica para consumo propio.

## 5. Dimensionado de la planta

Con el objetivo de determinar qué potencia es la que mejor se adapta, en este apartado se han evaluado distintas posibilidades variando la potencia, teniendo en cuenta el perfil de consumo del EA y el marco regulatorio vigente.

### 5.1. Antecedentes

Tal y como se ha comentado anteriormente en el apartado 3.1 de normativa se ha producido un punto de inflexión a raíz de la aprobación del RD 244/2019 del 5 de abril provocando un antes y un después en los proyectos de autoconsumo.

Con anterioridad al RD mencionado, se instalaban potencias por lo general menores a la contratadas y se instalaban limitadores para asegurar que la producción fuera destinada íntegramente al consumo y así evitar excedentes ya que, no se podían compensar de ninguna manera.

Sin embargo, el mecanismo de compensación de excedentes que introdujo el nuevo RD 244/2019 abre la posibilidad de instalar potencias algo mayores con el fin de cubrir la mayor demanda posible, con la ventaja de que si existen excesos se verán económicamente compensados.

### 5.2. Rangos de potencia objeto de estudio

Con el análisis ya realizado del consumo del EA, se ha determinado que a primera hora de la mañana tiene un consumo de 1.500 kWh, en las horas centrales del día entre 2.500 kWh para luego volver a bajar a los 1.500 kWh en las horas finales. En alguna ocasión, existen picos de demanda que se sitúan entre los 3.500 kWh. Por lo tanto, se han evaluado instalaciones de 2, 3 y 4 MW en base al consumo analizado y además, se ha evaluado una instalación de 5 MW con el fin de analizar si la compensación de excedentes introducida por el nuevo real decreto, favorece la rentabilidad de instalaciones de mayor potencia.

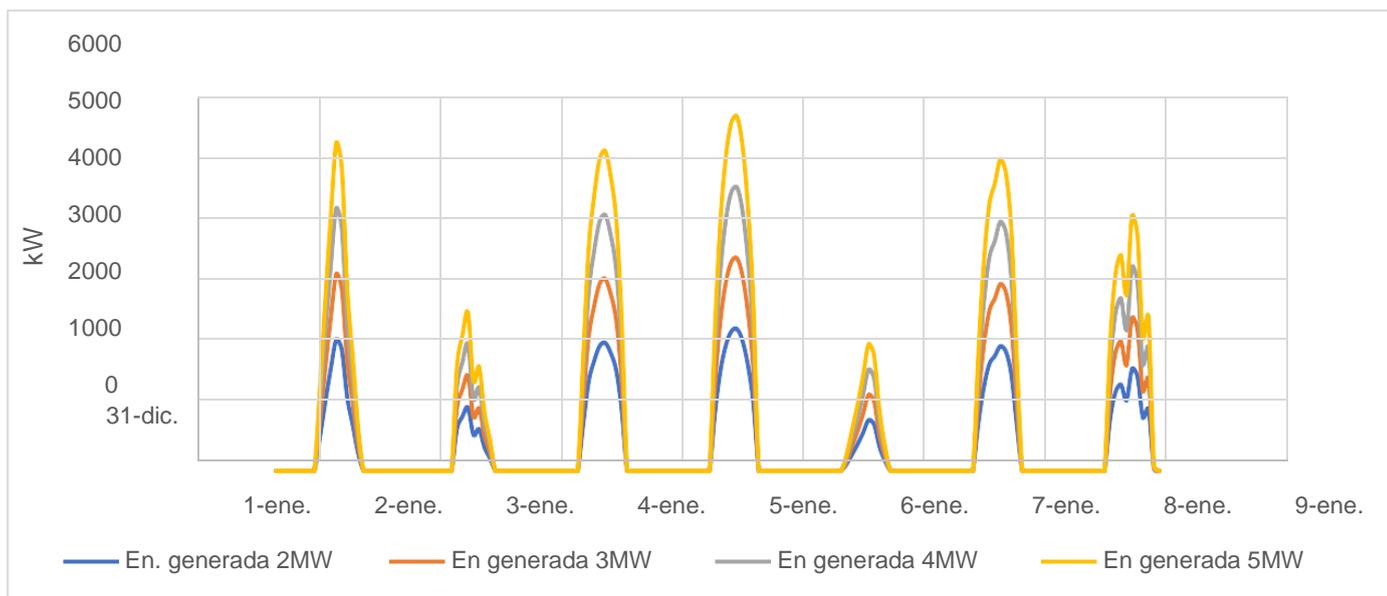
### 5.3. Curva de consumo y generación

El EA facilitó la curva de consumo horaria para todo el año 2018, que fue solicitada a la comercializadora. Las curvas generación horaria se han obtenido mediante simulaciones en PVsyst para cada una de las potencias evaluadas. Los detalles de la simulación y criterios de diseño se describen más adelante con la potencia óptima seleccionada.

A continuación se muestran los resultados de generación obtenidos con el simulador para cada potencia, así como un extracto de las curvas de generación obtenidas.

*Tabla 3. Resultados de generación anual con PVsyst*

|                    | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW       |
|--------------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Producción kWh/año | 4.429.400 | 6.644.100 | 8.858.800 | 11.073.500 |



*Figura 17. Muestra de curvas de generación horaria 2, 3, 4 y 5MW primera semana de enero*

### 5.4. Cálculo de ingresos y ahorros

Una vez obtenidas las curvas de generación horarias para las distintas potencias evaluadas, en este apartado se ha comparado cada una de ellas con la curva de consumo, con el fin de cuantificar la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a la red. Estos implican ahorros en la factura e ingresos por pool respectivamente. A

continuación se explica el procedimiento de cálculo y se muestran resultados para cada potencia evaluada.

#### 5.4.1. Ingresos por excedentes

En primer lugar, se ha restado horariamente la generación al consumo, de tal manera que, si la resta es positiva, significa que existen excedentes en la generación, es decir, la energía generada en ese momento es superior a la energía consumida por el EA. En estos casos, los kWh excedentes, tal y como marca la regulación, son vertidos a la red y tratados de la misma manera que la energía generada por cualquier otra tecnología, se vende en el pool eléctrico.

De la energía excedente disponible para verter a la red, habría que considerar las pérdidas que podrían existir desde el punto de medida hasta el punto de conexión, debido a elementos eléctricos como transformadores o la propia línea de evacuación que en ocasiones es de varios kilómetros. Dichas pérdidas raramente superan el 3% y en este caso se ha considerado que no existen elementos eléctricos ni una línea de evacuación demasiado larga y por lo tanto las pérdidas son 0%.

De cara a valorizar económicamente los excedentes se ha descargado de la página web del OMIE los precios horarios desde enero a diciembre del 2018 que se han multiplicado por los excedentes de cada hora. A continuación, se han tenido en cuenta el 7% de impuestos de generación, el peaje de acceso a la red 0,5 €/MWh y la tasa por representación ante el mercado que se ha supuesto de 0,31€/MWh según referencias consultadas. Como se mencionaba anteriormente, los excedentes producidos en este modelo de autoconsumo se consideran como energía producida por cualquier otra tecnología y como consecuencia llevan asociados estos costes.

A continuación se muestran los resultados.

*Tabla 4. Resultados energía exportada e ingresos por excedentes*

|                               | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW       |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Energía generada kWh /año     | 4.429.400 | 6.644.100 | 8.858.800 | 11.073.500 |
| Energía exportada kWh /año    | 405.126   | 1.639.649 | 3.397.910 | 5.335.962  |
| Ingresos por excedentes €/año | 20.218    | 86.015    | 181.333   | 286.828    |

Se observa como a medida que aumenta la potencia y con ello la producción, aumenta la energía exportada y por lo tanto, los ingresos por excedentes. En concreto, entre la instalación de 2MW y la de 5 MW, los ingresos por pool se incrementan casi en 15 veces.

#### 5.4.2. Energía Autoconsumida y Ahorros

Una vez calculados los ingresos por excedentes, es importante valorizar la energía autoconsumida de cara a cuantificar los ahorros generados por la instalación fotovoltaica, para posteriormente tenerlos en cuenta en el análisis de rentabilidad.

Para ello, se le ha asignado a cada hora del año el periodo que le corresponde según la tarifa 6.2. Como ya se ha explicado anteriormente, esta tarifa se caracteriza tener seis periodos en los que el precio de la energía varía. A cada franja horaria del año se le asigna un periodo, recogidos en el BOE (ITC 2794/2007), como se muestra a continuación.

Tabla 5. Discriminación horaria. BOE ITC 2794/2007

| HORAS       | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|-------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Jan         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 | 2 | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  |
| Feb         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 | 2 | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  |
| Mar         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 4 | 4 | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 4  | 4  |
| Apr         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  |
| May         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  |
| 1-15 JUNIO  | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 4 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| 16-30 JUNIO | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 | 2 | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| Jul         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 | 2 | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| Aug         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  | 6  |
| Sep         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 4 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| Oct         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  |
| Nov         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 4 | 4 | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 4  | 4  |
| Dec         | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 | 2 | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 2  | 2  | 2  |

El periodo más barato es el 6, que suele concentrarse en periodos nocturnos y en el mes de agosto, hasta llegar al periodo 1 que es donde el precio es más caro. La tarifa de la que dispone el EA se muestra en el apartado 4.4 en la tabla 2.

Una vez asignada a cada hora del año su correspondiente periodo y por lo tanto, la correspondiente tarifa, se han multiplicado la energía autoconsumida a cada hora por el precio de la tarifa que corresponda. Haciendo esto para todas las horas del año se calcula la energía autoconsumida y el ahorro obtenido por consumir energía de la planta fotovoltaica en vez de consumir de la red.

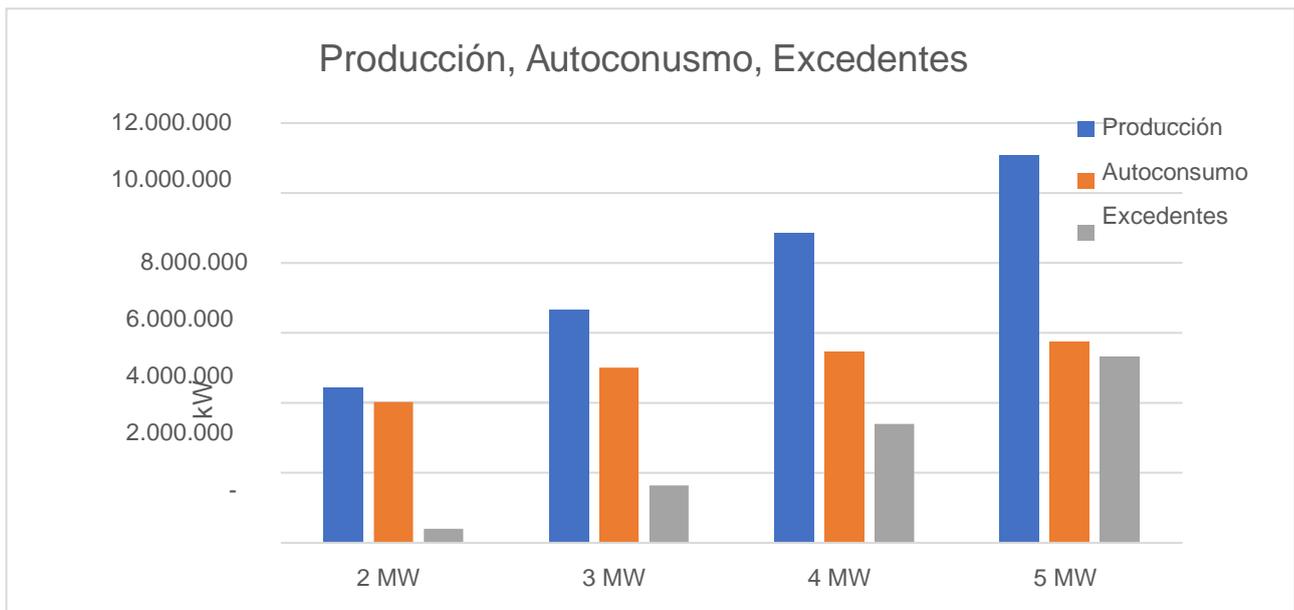
Se ha calculado además el porcentaje de autoconsumo que relaciona la energía total generada con la energía autoconsumida, de manera que se puede saber el porcentaje de energía que se destina al autoconsumo. Se muestra a continuación el cálculo de este parámetro y los resultados obtenidos.

$$\% \text{ Autoconsumo} = \frac{\text{Energía Autoconsumida (kWh)}}{\text{Energía Total Generada (kWh)}} * 100 \quad (1)$$

*Tabla 6. Energía autoconsumida, ahorros y porcentaje de autoconsumo*

|                                  | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW       |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Energía Generada<br>kWh/año      | 4.429.400 | 6.644.100 | 8.858.800 | 11.073.500 |
| Energía Autoconsumida<br>kWh/año | 4.024.274 | 5.004.451 | 5.460.890 | 5.737.538  |
| Ahorros por autoconsumo<br>€/año | 276.282   | 344.196   | 375.126   | 393.683    |
| % Autoconsumo                    | 90,9      | 75,3      | 61,6      | 51,8       |

El porcentaje de autoconsumo es un parámetro importante a la hora de evaluar los proyectos ya que se al tratarse de una instalación de autoconsumo, el objetivo principal es consumir la mayor energía posible de toda la energía generada. Los resultados muestran una disminución en el porcentaje de autoconsumo a medida que aumenta la potencia de la instalación. Es un resultado lógico ya que a mayores potencias se obtienen mayores excedentes que son vertidos a la red y por lo tanto, el porcentaje de energía autoconsumida es menor.



*Figura 18. Resultados: producción, autoconsumo y energía exportada*

Estos resultados dan idea de que potencias se adaptan mejor al consumo del EA y penaliza a las instalaciones que sobrepasan esas necesidades. Las instalaciones de 4 y 5 MW tienen un porcentaje de autoconsumo bajo y por lo tanto, gran parte de la energía generada se verterá a la red.

### **5.5. Rentabilidad de las instalaciones evaluadas**

Se ha calculado para las potencias de 2,3,4 y 5MW las curvas de generación horarias que se han comparado con el consumo horario del EA con el fin de hallar los ingresos por excedentes, el ahorro económico procedente de la energía autoconsumida y el porcentaje de autoconsumo para cada potencia evaluada. El siguiente objetivo es el cálculo de la rentabilidad de las distintas potencias evaluadas, con el fin de seleccionar la óptima.

#### **5.5.1. Costes**

En primer lugar, se han calculado los costes de inversión de cada proyecto, es decir el EPC (engineering, procurement and construction), que en este caso se ha desglosado en dos conceptos: obra civil y mecánica y equipos y montaje eléctrico. A continuación se detallan los conceptos y los precios que se han estimado en base a otros proyectos a los que se ha tenido acceso.

*Tabla 7. Desglose de costes del proyecto*

| <b>CIVIL &amp; MEC</b>         | <b>€/Wp</b> |
|--------------------------------|-------------|
| Resto O.Civiles                | 0,02        |
| Mov. Tierras                   | 0,01        |
| Estructural y Montaje Mecánico | 0,04        |

| <b>EQUIPOS Y MONAJE</b>      | <b>€/Wp</b> | <b>€/unidad</b> |
|------------------------------|-------------|-----------------|
| <b>ELECTRICO</b>             |             |                 |
| Estación Meteorológica       |             | 14.414          |
| CCTV & Ethernet              |             | 52.252          |
| BT & MT                      | 0,03        |                 |
| Interconexión en 15kV        |             | 30.000          |
| MÓDULO FV                    | 0,24        |                 |
| STRING INVERTERS             | 0,04        |                 |
| Centros de Transformación MT |             | 216.216         |
| SCADA                        |             | 18.018          |
| Contingencias                |             | 72.072          |
| SERVICIOS de PMC             |             | 243.243         |

Teniendo en cuenta los costes descritos, se ha calculado el coste total para cada proyecto y se ha calculado el ratio de euro por cada Wp para comparar el coste unitario por proyecto.

*Tabla 8. Comparativa costes totales de los proyectos*

|                              | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW      |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| EPC €/Wp                     | 0,80      | 0,68      | 0,62      | 0,57      |
| Inversión inicial<br>€ (EPC) | 1.874.095 | 2.216.258 | 2.558.420 | 2.900.582 |

Se observa claramente el efecto de la economía de escala en los costes del EPC, tal y como ocurre en la mayoría de los proyectos. Al aumentar la potencia, los costes variables aumentan, pero la parte de los costes fijos se mantienen. En ocasiones a esto se le suma que algunos fabricantes ofrecen descuentos cuando las compras se hacen en mayores volúmenes y por lo tanto, los costes disminuyen.

Se han tenido en cuenta también costes de operación y mantenimiento que, teniendo en cuenta que normalmente están en torno a los 0,025 – 0,03 €/W, se ha escogido el valor más alto para ser conservadores.

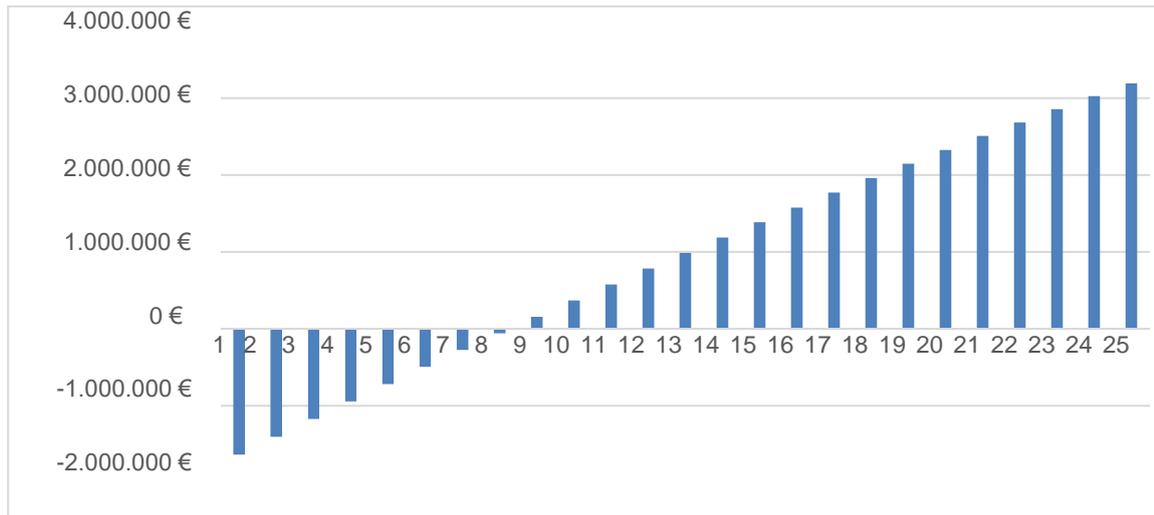
### **5.5.2. Cash Flow y payback**

Una vez se han calculado costes e ingresos, se han calculado los cash flow para cada proyecto de distinta potencia. Se ha considerado un año 0 en el que se asume la inversión inicial, que la planta cuenta con una vida útil de 25 años, que los ingresos y ahorros van menguando año a año en un 0,5% debido a la disminución que se espera en la producción por motivos de degradación de módulos y que los costes de O&M aumentan anualmente un 2% debido al IPC.

El cash Flow se ha calculado como ingresos menos costes, donde se han tomado como ingresos aquellos procedentes de ventas de excedentes en el pool eléctrico y los ahorros generados debido al autoconsumo y donde los costes que figuran son los de operación y mantenimiento.

$$\text{Cash Flow} = \text{Ingresos pool} + \text{Ahorros por autoconsumo} - \text{Costes O\&M} \quad [2]$$

Calculando a continuación el cash Flow acumulado, se puede hallar el año en el que se recupera la inversión, termino conocido como payback. Se muestra a continuación el Cash Flow acumulado para la instalación de 2MW en el que se consigue el payback en el año 9.



*Figura 19. Payback para proyecto de 2 MW*

Se muestra a continuación los resultados obtenidos para cada potencia evaluada.

*Tabla 9. Resultados de Payback para los proyectos evaluados*

|         | 2 MW | 3 MW | 4 MW | 5 MW |
|---------|------|------|------|------|
| Payback | 9    | 7    | 7    | 6    |

Se observa que a medida que aumenta la potencia de la instalación se alcanza antes el payback, debido en gran parte a la economía de escala mencionada anteriormente.

### 5.5.3. Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

En ámbitos económicos, a la hora del cálculo de la rentabilidad de una inversión, es común hacerlo evaluando el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR)

El valor actual neto se define como el parámetro que actualiza los ingresos y gastos de un proyecto con el fin de saber los beneficios totales que tendrá la inversión. Para ello, trae al presente todos los flujos de caja descontándole el tipo de interés que se le exija a la inversión. La ecuación para elVAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad [3]$$

Siendo  $I_0$  la inversión inicial,  $F_t$  los flujos en cada momento,  $k$  el interés que se le exige a la inversión y  $n$  el número de años de vida del proyecto.

El VAN por lo tanto es un parámetro que mide la rentabilidad en términos absolutos, es decir en euros, dólares, libras etc y sirve para evaluar si una inversión generará o no beneficios y compararlos entre distintos proyectos.

Aplicando la ecuación 3 para los flujos de caja del proyecto, teniendo en cuenta que para este tipo de inversiones la rentabilidad exigible suele estar en un 4% y suponiendo 25 años de vida útil, se ha calculado el VAN para los distintos proyectos evaluados. A continuación se muestran los resultados:

*Tabla 10. Resultados VAN de los proyectos*

|         | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW      |
|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| VAN (€) | 1.380.546 | 2.449.552 | 3.407.584 | 4.332.967 |

Se observa que a medida que el proyecto aumenta en potencia el VAN aumenta. Estos parámetros mantienen coherencia con los resultados anteriores, donde a medida que aumenta la potencia, aumentan los ingresos y disminuye el payback.

La TIR es también un parámetro muy importante para evaluar la rentabilidad de una inversión. La tasa interna de retorno es la tasa de interés o la rentabilidad que tendrá un proyecto. La TIR es aquel valor que hace que el VAN sea cero y viene expresada como un porcentaje. La ecuación mediante la cual se halla la TIR es la siguiente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad [4]$$

En esta ecuación el VAN toma valor cero,  $I_0$  es la inversión inicial,  $F_t$  los flujos en cada momento,  $n$  el número de años de vida del proyecto y se despeja la TIR. En función del resultado de la TIR, la inversión es o no rentable.

- Si la TIR es mayor que  $k$  quiere decir que la rentabilidad del proyecto es mayor a la exigida inicialmente y por lo tanto, el proyecto será llevado a cabo.
- Si la TIR es igual que  $k$  quiere decir que la rentabilidad del proyecto es igual que la exigida en el momento inicial y probablemente, el proyecto se lleve a cabo.
- Si la TIR es menor que  $k$  quiere decir que la rentabilidad es menor que la exigida en el momento inicial y probablemente el proyecto no se lleve a cabo.

Aplicando esta ecuación a los flujos de caja suponiendo 25 años de vida útil, se ha calculado la TIR para cada proyecto. Se muestran los resultados a continuación.

*Tabla 11. Resultados TIR de los proyectos*

|         | 2 MW | 3 MW | 4 MW | 5 MW |
|---------|------|------|------|------|
| TIR (%) | 10,6 | 13,6 | 15,  | 16,7 |

Se observa que la TIR va desde un 10,6% para el proyecto de 2 MW hasta un 16,7% para el proyecto de 5 MW. En cualquiera de los casos los resultados son positivos ya que, en todos, la TIR supera la rentabilidad mínima exigida al proyecto que se había establecido en un 4%.

Del mismo modo que ocurría con las anteriores variables analizadas, los resultados mejoran a medida que aumenta la potencia del proyecto. A continuación se muestra un resumen con los resultados.

*Tabla 12. Resumen resultados económicos*

|         | 2 MW      | 3 MW      | 4 MW      | 5 MW      |
|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| VAN €   | 1.380.546 | 2.449.552 | 3.407.584 | 4.332.967 |
| Payback | 9         | 7         | 7         | 6         |
| TIR (%) | 10,6      | 13,6      | 15,4      | 16,7      |

Atendiendo a los resultados económicos resulta evidente que el proyecto con mayor potencia es el que mejores resultados obtiene, con un VAN de más de 4 M€, un payback de 6 años y una TIR de casi un 17 %.

#### 5.5.4. Selección de la potencia óptima

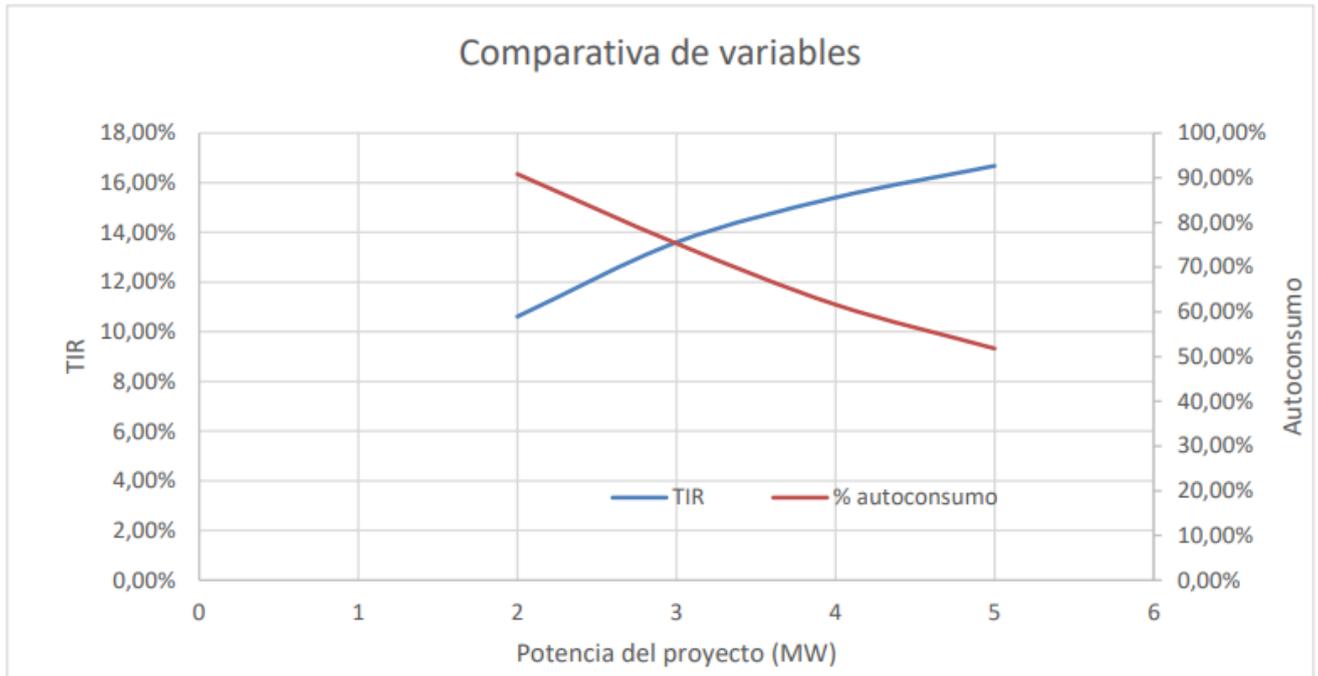
Los resultados económicos obtenidos son positivos, en todos los casos con un payback de menos de 10 años y con tasas de rentabilidad muy razonables. Esto pone de manifiesto el hecho de que el nuevo real decreto de autoconsumo, al permitir que los excedentes participen en el mercado eléctrico, está ayudando a mejorar la rentabilidad de estas instalaciones.

En un principio, parece que la instalación de 5 MW es la que mejores resultados obtiene, sin embargo, existe un parámetro ajeno a la parte económica que resulta decisivo a la hora de determinar la potencia óptima del proyecto, que es el porcentaje de autoconsumo. Este parámetro se ha explicado con anterioridad en el apartado 5.4.2.

En la tabla 6 se muestran los resultados, donde se observaba que a medida que aumenta la potencia del proyecto, disminuye el porcentaje de energía autoconsumida, lo que implica que cada vez mayor parte de la producción está siendo destinada al mercado y por lo tanto está expuesta a fluctuaciones en el precio del pool. Esto significa que aquellas instalaciones con menor porcentaje de autoconsumo están asumiendo mayor riesgo financiero que aquellas instalaciones cuya generación se adapta mejor al consumo.

Se han comparado los parámetros más importantes de este análisis que son la TIR y el porcentaje de autoconsumo con el fin de averiguar si existe una relación óptima entre la rentabilidad del proyecto y las necesidades del EA.

Los resultados se muestran a continuación.



*Figura 20. Comparativa TIR y porcentaje de autoconsumo*

Cuando se compara la TIR de cada proyecto con el porcentaje de autoconsumo, se observa que existe un cruce de ambas variables que indica el punto óptimo, situado el 3 MW. En este proyecto se obtiene una TIR de un 13,6 % y un porcentaje de autoconsumo de un 75,3 %. Por lo tanto, se ha determinado que el proyecto que mejor se adapta a las necesidades del EA es el de 3 MW y a continuación se detallan los criterios de diseño de la instalación de 3 MW.

Los cálculos detallados se muestran en el Excel adjunto.

## 6. Diseño de la Instalación

En este apartado se describen los criterios para el diseño de una instalación de autoconsumo de 3 MW utilizando el programa de simulación fotovoltaico PVsyst con la versión 6.7.8. Se hará una comparativa y selección de los principales equipos (módulos e inversores) y se definirán los criterios de pérdidas aplicados en la instalación. Se diseña también disposición de los módulos analizando las sombras cercanas y por último se muestran los resultados.

## 6.1. Recurso solar. Base de datos

En el diseño de la instalación de PVsyst, en primer lugar, es necesario seleccionar la base de datos a utilizar en la simulación. En concreto, el programa dispone de dos bases de datos a elegir, MeteoNorm 7.2 y NASA-SSE. Comparando ambas bases de datos para el emplazamiento seleccionado, se obtuvo una irradiación de 1549 kWh/m<sup>2</sup> para la de NASA y 1653 kWh/m<sup>2</sup> para la de MeteoNorm. Atendiendo a los resultados del apartado 4.3 donde se evaluaba el recurso solar del emplazamiento, se observa que la base de datos de MeteoNorm obtiene resultados más parecidos a los del PVGIS y por lo tanto, se ha seleccionado esta base de datos para la simulación de PVsyst.

## 6.2. Comparativa y selección de estructura y módulos

En la energía solar fotovoltaica, existen distintas tecnologías disponibles. En función del tipo de estructura que soporta el módulo fotovoltaico puede ser de estructura fija, de seguimiento a un eje y de seguimiento a dos ejes. Además, existen distintos tipos de módulos fotovoltaicos que se diferencian en el proceso de fabricación. Los módulos pueden ser monocristalinos, policristalinos o de capa fina.

En este apartado se describe la diferencia entre cada tecnología y módulos existentes y se seleccionan los elementos para el proyecto.

### 6.2.1. Estructuras

- **Fijas**



La estructura fija es la tecnología más sencilla y la que más se está instalando en la actualidad precisamente por su sencilla operación y mantenimiento y su reducido coste. Consiste en una estructura metálica que se fija a un ángulo determinado sobre la que se anclan los módulos.

Al no disponer de ninguna parte móvil no existe riesgo de avería en la estructura y además, son más resistentes ante fuertes vientos.

Figura 21. Estructura fija.  
Solarmat

- **Estructuras de seguimiento a un eje**

Las estructuras de seguimiento a un eje cuentan con una parrilla móvil que se mueven mediante motores eléctricos o hidráulicos. Estos sistemas hacen un seguimiento cenital o azimutal de la trayectoria solar de tal manera que orientan a los módulos siempre en perpendicular al sol. Esta tecnología logra mayores producciones que las estructuras fijas, pero cuentan con una desventaja que son sus partes móviles.

Al tener partes móviles y motores eléctricos que mueven la parrilla, normalmente estas instalaciones tienen mayores indisponibilidades y además, son más vulnerables cuando existen condiciones climatológicas severas.



*Figura 22. Seguidor un eje. Deger Iberica*

- **Estructuras de seguimiento dos ejes**

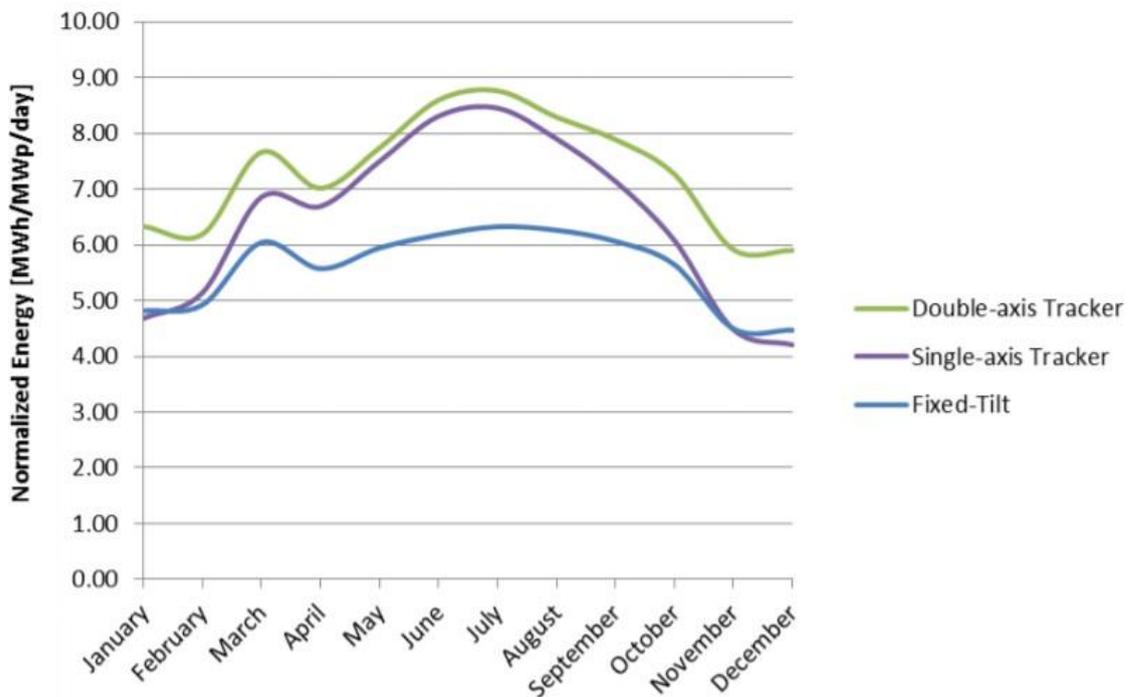


Las estructuras de seguimiento a dos ejes son como unas estructuras de un eje pero hacen seguimiento cenital y azimutal. Presentan mayores producciones que la tecnología de un eje pero presentan mayores indisponibilidades que las de un solo eje al contar con mayores partes móviles. Son muy vulnerables con condiciones de viento, llegando incluso a ocasionar roturas en los seguidores.

*Figura 23. Seguidor 2 ejes.*

*RBa Ingenieros*

A continuación se muestra una comparativa de las producciones obtenidas con distintas tecnologías.



*Figura 24. Comparativa distintas tecnologías*

Se observa que las estructuras de seguimiento obtienen mayores producciones sobre todo en los meses centrales del año cuando el sol se encuentra más alto. Sin embargo, la vulnerabilidad de estos sistemas hace que no sean viables en zonas donde existe una velocidad de viento elevada.

Para este caso en concreto, la ubicación de la planta es en una zona climática que cuenta con meses de viento considerables que en ocasiones puede llegar a los 20 km/h y además se pretende que la estructura sea lo más sencilla posible para no tener un mantenimiento demasiado complejo. Por estos motivos, se ha seleccionado una estructura fija inclinada a 30° y orientada al sur.

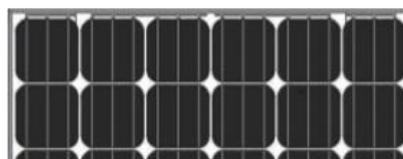
Se orientan al sur en el hemisferio norte con el fin de aprovechar al máximo las horas de sol y se le da una inclinación de 30° ya que se ha demostrado que en la latitud en la que nos encontramos (alrededor de 40°) es la que maximiza la producción.

### 6.2.2. Módulos

Los módulos son el corazón de una instalación solar fotovoltaica y su selección es algo importante. Las principales diferencias entre unos y otros son su proceso de fabricación. A continuación se describen los principales tipos de módulos.

- **Monocrystalino**

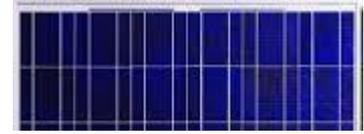
Los módulos monocristalinos se componen de células de silicio que se fabrican a partir de bloques de silicio cilíndricos denominados Ingots. Estos bloques contienen una elevada pureza en silicio y por lo tanto, proporcionan mayores eficiencias a los módulos. Los cilindros son cortados en los bordes formando células con los bordes redondeados.



*Figura 25. Módulo monocristalino  
Todoen Solar*

- **Policristalinos**

El proceso de fabricación de los módulos policristalinos o multicristalinos es diferente al anterior. En este caso el silicio se funde en bruto, con impurezas, para luego se vertido en unos moldes rectangulares o cuadradas. Las células, al contener impurezas tienen un rendimiento menor al de los módulos monocristalinos pero sin embargo, son más baratos.



*Figura 26. Módulo policristalino.*

*Distribuciones solares*

- **Capa fina**

Son módulos que se fabrican con menor contenido en silicio con el objetivo de reducir la dependencia de este material y además, reducir el coste de los módulos. Los paneles de capa fina más importantes son los de capa fina de cobre, indio y selenio (CIS) o de cobre, indio, galio y selenio (CIGS) y por último los paneles de capa fina a base de cadmio y telurio (CdTe) (7).

Para este caso, se ha seleccionado un módulo monocristalino por sus mejores propiedades. En concreto, se ha utilizado el módulo de la marca Longi el modelo LR 6-72 HPH con las siguientes características.

- Potencia pico 400Wp
- Voc: 49,90V
- Voc (-10°C) 55,2V
- Vmpp: 41,50 V
- Isc: 10,260 A
- Impp: 9,640 A

La selección de este módulo ha sido principalmente por la gran potencia que ofrece. Cuanta mayor potencia disponible en un módulo, menores módulos se necesitarán y por lo tanto, menor terreno hará falta para la instalación.

### 6.3. Comparativa y selección de inversores

Los inversores, igual que los módulos, son un equipo fundamental en la planta fotovoltaica, siendo los responsables de transformar la corriente continua en corriente alterna. La potencia del conjunto de los inversores determina la potencia de la planta. Existen dos tipos principales de inversores, centrales y string, cada uno con sus características que se explican a continuación.

- **Inversores centrales**

Los inversores centrales son equipos de gran potencia, muy voluminosos y pesados, llegando incluso a los 4000 kg. Estos inversores recogen toda energía generada por los módulos en el campo de continua y la convierten en corriente alterna. La ventaja de estos inversores es que cuentan con una larga trayectoria en el mercado y por lo tanto, es una tecnología fiable.



Sin embargo, presentan ciertas desventajas. Por ejemplo, en los casos en los que un módulo o una serie de módulos se encuentre dañada y esté produciendo por debajo, los demás strings adaptan su tensión al de aquel que se encuentra por

debajo, afectando a la producción. Al estar conectados todos a un mismo inversor, el efecto de mismatching es más severo. Además, un fallo en el inversor central implica una bajada o parada de producción en toda la planta.

*Figura 27. Inversores centrales.  
ABB*

- **Inversores string**

Los inversores string son equipos de menor potencia y por consiguiente de menor tamaño. Estos inversores recogen la producción de uno o varios strings pero no de todos ellos. Al estar la planta dividida en varios inversores string implica que ante problemas en módulos, sombras o averías, solo afectaría a la producción del inversor que tenga la serie averiada y no a toda la planta. Estos inversores garantizan mayores disponibilidades de la planta y reducen el impacto en caso de averías.

Además, al necesitar menor cableado desde el campo de continua hasta el inversor, las pérdidas óhmicas son menores.



Por estos motivos, se ha seleccionado para este caso un inversor string, en concreto de la marca Huawei, el modelo SUN 2000-60KTL-HV-D1-001 con las siguientes características.

- Potencia 60 kW
- Rango de tensión MPP 800-1450V
- Voltaje FV máximo absoluto 1500V
- Inversor con 4 MPPT, 8 entradas.

*Figura 28. Inversor central seleccionado. Huawei*

#### 6.4. Diseño del campo de continua y alterna

Una vez seleccionados los módulos y los inversores utilizados, se ha de diseñar el campo de corriente alterna y corriente continua.

El dimensionado de la parte de AC es sencillo ya que partiendo de que la planta tiene una potencia nominal de 3.000 kW y sabiendo que los inversores seleccionados son de 60 kW, el cálculo del número de inversores necesarios es directo.

$$n^{\circ} \text{ inversores} = \frac{3.000 \text{ kW}}{60 \text{ kW/inversor}} = 50 \text{ inversores}$$

En cuanto al dimensionado de la parte de DC, se parte de la premisa de que la relación DC/AC debe ser de en torno a 1,3. Esto significa que el campo de continua está sobredimensionado para la parte de alterna con el fin de maximizar la producción como se muestra en la siguiente gráfica. Es cierto que al sobredimensionar el campo de continua, en los momentos en los que el inversor se encuentra funcionando en su potencia nominal, hay parte de energía que se pierde porque se excede la potencia nominal del inversor.

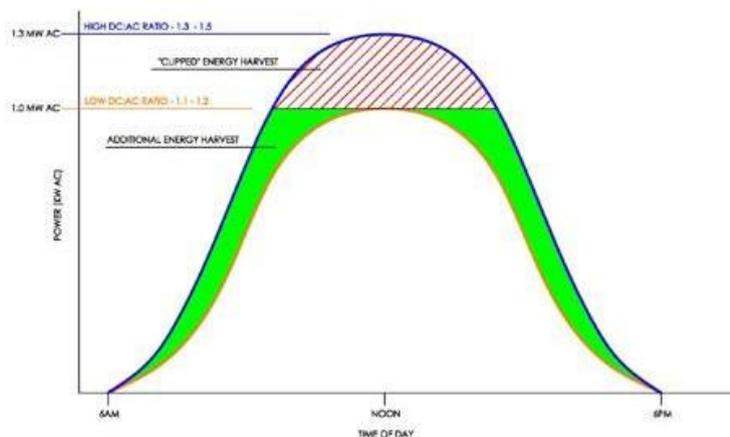


Figura 29. DC/AC ratio. Dynapower

Hace años esta práctica no era nada común debido al elevado precio del módulo y sin embargo, con la reciente caída, los ratios DC/AC son cada vez más agresivos.

El inversor seleccionado cuenta con 4 MPPT, cada una con dos entradas para dos strings, es decir, a un solo inversor se conectan 8 strings. Dividiendo la potencia total del inversor entre el número de strings, se obtiene la potencia en AC por cada string.

$$\frac{60kWac}{8 strings} = 7,5 \frac{kWac}{string}$$

Teniendo en cuenta que se requiere un DC/AC ratio de 1,3 se puede saber que potencia de DC se ha de tener en cada string.

$$\frac{DC}{AC} = 1,3; \quad 1,3 * 7,5 \frac{kWac}{string} = 9,75 \frac{kWdc}{string}$$

Sabiendo que el módulo escogido tiene una potencia de 400 Wp, se puede saber el número de módulos necesarios por string.

$$\frac{9750 \frac{W}{string}}{400 \frac{W}{modulo}} = 24 \frac{modulos}{string}$$

En cada string, se ha de colocar 24 módulos en serie. Es necesario comprobar que para la temperatura mínima de la zona (-10°C), la tensión del string no supera la máxima tensión admisible por el inversor que son 1500V.

$$V_{string} (-10^{\circ}C) = 55,2 \frac{V}{modulo} * 24 \frac{modulos}{string} = 1324 V$$

Se confirma que la tensión del string en la temperatura mínima no supera la tensión máxima del inversor.

Por último, para hallar el número total de strings, basta con multiplicar el número de inversores por los strings que contiene cada inversor.

$$n^{\circ} strings = 50 inversores * 8 \frac{strings}{inversor} = 400 strings$$

PVsyst cuenta con herramientas para confirmar que la asociación de módulos e inversores está bien calculada. En la siguiente imagen se observa el rango de trabajo de los módulos se encuentra dentro del rango de trabajo del inversor. Por lo tanto, el sistema está bien diseñado.

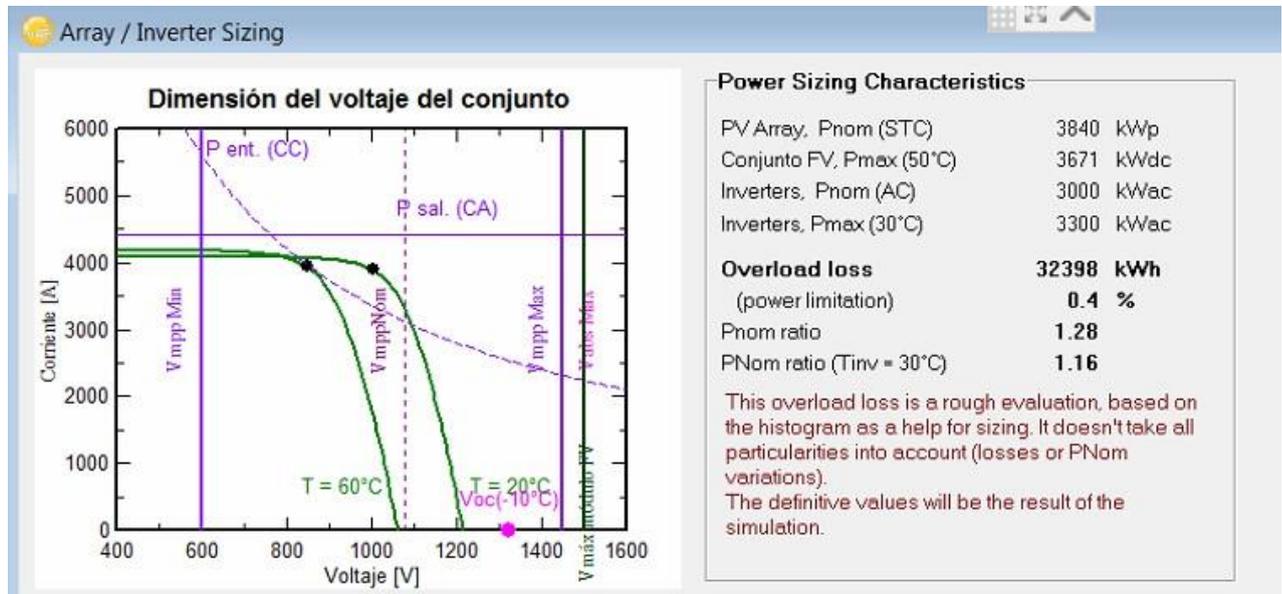


Figura 30. Conjunto seleccionado PVsyst

### 6.5. Pérdidas detalladas de la instalación

En este apartado se pretende detallar las pérdidas que se han tenido en cuenta a la hora del diseño de la instalación en PVsyst. Es una cuestión importante ya que tendrá repercusión sobre la producción total de la planta.

- **Horizonte/ Sombras**

El terreno presenta un horizonte limpio, sin construcciones cercanas u objetos que puedan producir sombras sobre la planta fotovoltaica. Por lo tanto, en PVsyst, no se ha definido el horizonte ya que se ha considerado que no tiene un impacto sobre la producción.

- **Pérdidas térmicas**

Las pérdidas térmicas han de tenerse en cuenta ya que afectan al funcionamiento de los

módulos y por lo tanto, de las series. Estas pérdidas se deben a la diferencia de temperatura existente entre la superficie de la célula y el ambiente y provocan una bajada en la tensión de circuito abierto que se estima en unos 2,5 mV/Cel °C, provocando una pérdida de potencia. En concreto, según estudios publicados, un módulo de 110 Wp puede llegar a perder entre 11 y 14 W cuando existe una diferencia de temperatura de 30°C.

Las pérdidas térmicas dependen por lo tanto de la diferencia de temperatura entre el medio y la superficie de la célula, es decir, dependen de la transmitancia del medio en el que se encuentre el módulo. PVsyst ofrece ciertas recomendaciones al usuario sobre el valor de U en función de si el módulo está o no aislado por la parte trasera, y en este caso, se ha seleccionado el valor más desfavorable, 29 W/m<sup>2</sup>K.

- **Pérdidas por ensuciamiento**

Las pérdidas por ensuciamiento ocurren por acumulación de polvo, deposiciones de pájaros u otro tipo de materia orgánica en uno o todos los módulos que afecta negativamente en la producción y rendimiento de la planta. La deposición de suciedad provoca una menor captación de irradiación solar y por lo tanto reduce la producción y además, acelera el proceso de degradación de los módulos.

El ensuciamiento será más o menos severo en función de la ubicación de la planta. Aquellas ubicadas en desiertos o cerca del mar donde el salitre forma costras encima de los módulos, tendrán mayores pérdidas por ensuciamiento. Sin embargo, aquellas plantas situadas en zonas donde llueve con frecuencia y por lo tanto los módulos se limpian de manera natural, tendrán menores pérdidas por suciedad.

En este caso concreto la planta se ubica en una zona seca, alejada del mar y donde hay precipitaciones de manera regular. Se ha considerado una pérdida de un 1% debido a ensuciamiento.

- **Pérdidas por envejecimiento**

Como es habitual, el paso del tiempo provoca bajadas en el rendimiento de los equipos y también de los módulos. En este caso, se ha considerado una pérdida de un 0,02% anual debido a envejecimiento de los módulos.

- **Pérdidas Óhmicas**

La resistencia óhmica del cableado en el campo de continua produce pérdidas entre la potencia disponible en los módulos y la potencia al final del string. En sistemas con tecnología fija el cableado es menor y por lo tanto las pérdidas también lo son. Los inversores string favorecen a minimizar las pérdidas ya que también reducen la longitud del cable y por lo tanto hay menores caídas de tensión y menores pérdidas. Se ha considerado para el campo de continua unas pérdidas del 0,2%.

En el campo de alterna, se han considerado también pérdidas entre el inversor y el transformador, que se han establecido en un 1,5%.

- **Consumos Auxiliares**

Dentro de una planta fotovoltaica es necesario contar con iluminación, con sistema de seguridad y cámaras, sistema de comunicaciones, sistemas de ventilación en las casetas de inversores etc. Estos sistemas necesitan un suministro de energía al que se denomina consumo de servicios auxiliares.

Se ha considerado un consumo de 5 W/ kW generado.

- **Pérdidas por indisponibilidades**

A la hora de calcular la producción de una planta, es necesario asumir ciertas indisponibilidades a lo largo del año. Normalmente vienen derivadas por averías en inversores, incidencias en la red o incidencias externas que afecten a la producción de la planta.

Para ser conservadores, se ha estimado una indisponibilidad anual de un 2%.

## 6.6. Disposición de módulos y filas

En este apartado se ha definido la disposición de los módulos en cada bandeja y la disposición de las filas en el terreno y para ello, se ha tenido en cuenta las dimensiones del módulo escogido. Los datos disponibles según la base de datos de PVsyst son los que se muestran a continuación.

| Descripción <b>Longi Solar, LR6-72 HPH 400 M</b> |                       |
|--|-----------------------|
| <b>Módulo</b>                                    |                       |
| Largo  | 1996 mm               |
| Ancho  | 991 mm                |
| Espesor  | 40.0 mm               |
| Peso   | 23.50 kg              |
| Sup. módulo                                      | 1.978 m <sup>2</sup>  |
| <b>Células</b>                                   |                       |
| En serie   | 72                    |
| En paralelo                                      | 2                     |
| Superficie célula                                | 122.5 cm <sup>2</sup> |
| Núm. total células                               | 144                   |
| Superficie células                               | 1.764 m <sup>2</sup>  |

Figura 31. Características del módulo seleccionado en PVsyst

Se ha decidido que los módulos se van a colocar de manera apaisada en mesas de 48 módulos por fila y 4 filas en total. Por lo tanto, la mesa ha de medir 97m de largo y 4 m de alto.

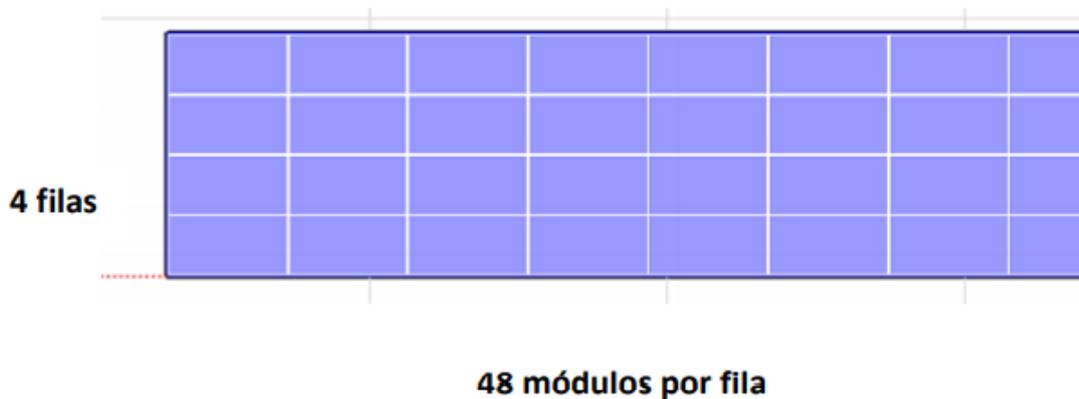


Figura 32. Disposición de módulos en las mesas

A continuación se ha diseñado la disposición de filas, calculado la distancia necesaria para que las mesas no se den sombra entre sí.

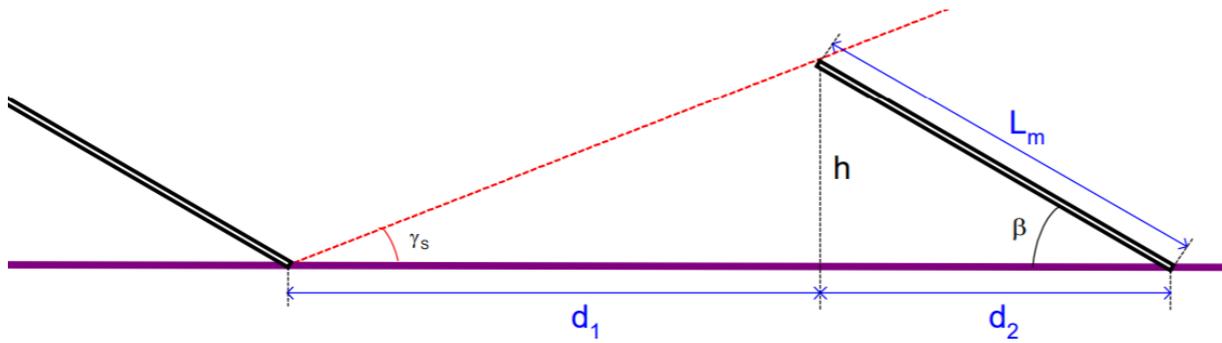


Figura 33. Distancia necesaria entre filas para evitar pérdidas por sombras cercanas

Observando la imagen, el cálculo de las distancias  $d_1$  y  $d_2$  se reduce a un problema sencillo de trigonometría donde:

$$d_1 = \frac{h}{\tan \gamma_s} ; h = L_m * \text{sen } \beta$$

$$d_2 = \cos \beta * L_m$$

Sabiendo que  $\beta$  es la inclinación del módulo y que  $L_m$  es la longitud de la mesa, fijada en 4m se calcula  $d_2$  y  $h$ .

$$d_2 = \cos 30 * 4,04 = 3,5m$$

$$h = 4,04 m * \text{sen } 30 = 2,02m$$

Para el cálculo de  $d_1$  es necesario saber la altura del sol,  $\gamma_s$  y está varía a lo largo del año. Para el cálculo, se ha escogido a situación más desfavorable que es cuando el sol está mas bajo, es decir en invierno.

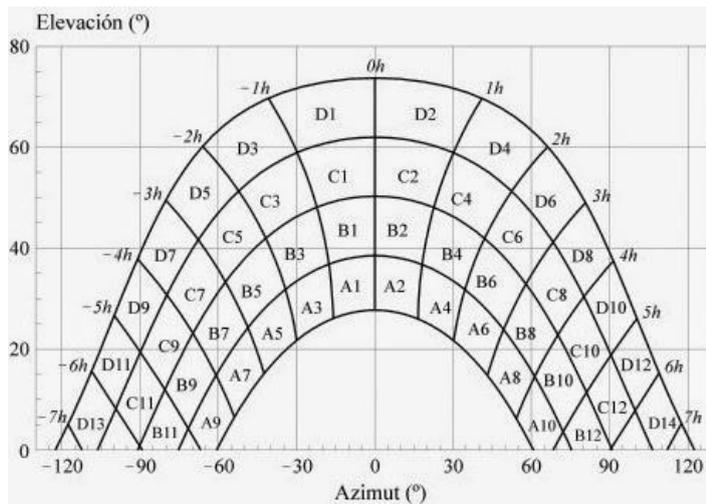


Figura 34. Altura solar. PVsyst

Para un azimut 0° y la curva solar de invierno, la altura solar está sobre los 26° y por lo tanto, el calculo de d1 sería:

$$d1 = \frac{2,02m}{\tan 26^\circ} = 4,1m$$

La distancia total entre filas es la suma de d1 y d2, es decir 7,6 m.

En este caso, al disponer de terreno suficiente, se ha aumentado esa distancia para asegurar que las sombras se minimizan al máximo, poniendo una distancia de 10 m entre dilas.

Con esta premisa se han colocado las mesas agrupándolas en filas de 10. Se muestra a continuación la disposición que se ha dibujado en PVsyst.

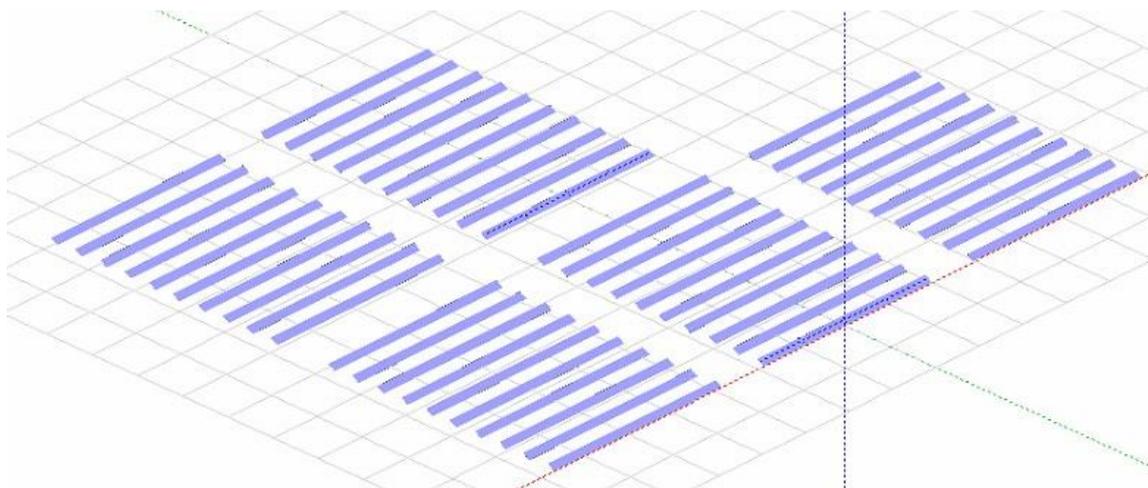


Figura 35. Disposición en PVsyst

## 6.7. Autoconsumo

PVsyst ofrece la posibilidad de introducir perfiles de consumo para los casos en los que se esté diseñando una instalación de este tipo. Se puede definir el consumo con diferentes grados de detalle, desde un valor constante para todo el año hasta valores diarios. En este caso se ha seleccionado la opción de definir el consumo diario modelizado para las 4 estaciones del año, tal y como se mostraba en la figura 14.

A la hora de diseñar una instalación de autoconsumo, es importante definir, con el mayor grado de detalle posible, el perfil de consumo del usuario. Esto permitirá que el cálculo de la energía autoconsumida, vertida a red e importada sea lo más fiel a la realidad posible.

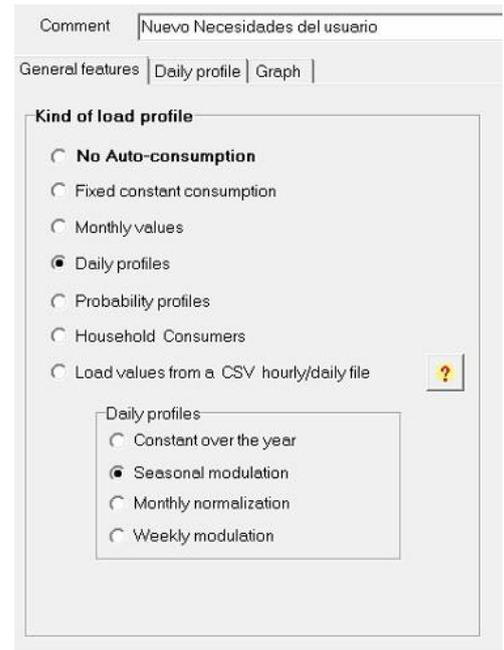


Figura 36. Perfil consumo en PVsyst

## 6.8. Resultados de la simulación

Una vez dimensionada y diseñada la planta fotovoltaica de 3 MW, se simulado su funcionamiento en PV syst. A continuación se muestran las tablas de resultados mas significativas.

| Simulación para la 1.º año de funcionamiento |                  |                             |                              |
|--|------------------|-----------------------------|------------------------------|
| <b>Parámetros principales del sistema</b>    | Tipo de sistema  | <b>Cobertizos de tierra</b> |                              |
| Horizonte                                    | Elevación Media  | 1.3°                        |                              |
| <b>Sombreados cercanos</b>                   | Sombreado lineal |                             |                              |
| Orientación Campos FV                        | inclinación      | 30°                         | acimut 0°                    |
| Módulos FV                                   | Modelo           | LR6-72 HPH 400 M            | Pnom 400 Wp                  |
| Conjunto FV                                  | Núm. de módulos  | 9600                        | Pnom total <b>3840 kWp</b>   |
| Inversor                                     | Modelo           | SUN2000-60KTL-HV-D1-001     | Pnom 60.0 kW ac              |
| Paquete de inversores                        | Núm. de unidades | 50.0                        | Pnom total <b>3000 kW ac</b> |
| Necesidades del usuario                      | perfil diario    | Modulación estacional       | Global 14226 MWh/año         |

*Figura 37. Esquema de la simulación en PVsyst*

Esta tabla recoge los parámetros principales de la planta: módulos e inversores seleccionados con sus correspondientes características, necesidades del usuario y resultados principales. Se obtiene una generación de 6.641 MWh/año y una producción específica de 1.691 kWh/kWp anuales. La producción específica se ha visto penalizada al aumentar el ratio de DC/AC ya que, tal y como se explicaba en el apartado 6.4, parte la energía se deshecha por no poder ser asumida por el inversor. Se obtiene una fracción solar de en torno un 30%, es decir, de las necesidades del EA, ese porcentaje se cubre con energía solar fotovoltaica.

Nueva variante de simulación  
Balances y resultados principales

|            | GlobHor            | DiffHor            | T_Amb | GlobInc            | GlobEff            | EArray | E_User | E_Solar | E_Grid | EFrGrid |
|------------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|--------|--------|---------|--------|---------|
|            | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | °C    | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | MWh    | MWh    | MWh     | MWh    | MWh     |
| Enero      | 57.5               | 29.00              | 6.70  | 90.0               | 85.8               | 327.9  | 1324   | 279.8   | 41.2   | 1044    |
| Febrero    | 79.5               | 34.90              | 7.80  | 114.7              | 109.6              | 415.3  | 1196   | 346.3   | 60.1   | 850     |
| Marzo      | 133.6              | 43.70              | 11.80 | 171.3              | 163.9              | 603.3  | 1087   | 431.2   | 123.5  | 658     |
| Abril      | 163.5              | 67.80              | 13.20 | 181.4              | 172.2              | 632.1  | 1052   | 461.9   | 156.0  | 590     |
| Mayo       | 203.6              | 66.50              | 18.40 | 205.1              | 195.1              | 702.7  | 1087   | 514.3   | 172.2  | 573     |
| Junio      | 223.0              | 72.10              | 23.20 | 214.3              | 203.6              | 718.2  | 1182   | 568.2   | 133.0  | 613     |
| Julio      | 234.3              | 63.50              | 24.80 | 229.5              | 218.6              | 762.1  | 1221   | 586.1   | 149.8  | 635     |
| Agosto     | 199.7              | 63.60              | 24.40 | 215.3              | 205.1              | 718.2  | 1221   | 560.2   | 140.8  | 661     |
| Septiembre | 149.1              | 46.40              | 20.10 | 180.6              | 172.5              | 612.1  | 1164   | 455.1   | 142.7  | 709     |
| Octubre    | 98.9               | 39.50              | 15.90 | 134.8              | 128.7              | 473.2  | 1203   | 395.1   | 67.4   | 808     |
| Noviembre  | 65.1               | 27.30              | 10.00 | 104.2              | 99.7               | 376.9  | 1164   | 320.5   | 48.4   | 844     |
| Diciembre  | 47.9               | 22.60              | 5.89  | 82.2               | 78.3               | 302.0  | 1324   | 276.7   | 19.1   | 1047    |
| Año        | 1653.7             | 576.90             | 15.23 | 1923.4             | 1832.9             | 6644.1 | 14226  | 5195.2  | 1254.2 | 9031    |

|           |         |                                 |         |  |
|-----------|---------|---------------------------------|---------|--|
| Leyendas: | GlobHor | Irradiación global horizontal   | GlobEff | Global efectivo, corr. para IAM y sombreados |
|           | DiffHor | Irradiación difusa horizontal   | EArray  | Energía efectiva en la salida del conjunto   |
|           | T_Amb   | Temperatura Ambiente            | E_User  | Energía suministrada al usuario              |
|           | GlobInc | Global incidente plano receptor | E_Solar | Energía del sol                              |
|           |         |                                 | E_Grid  | Energía inyectada en la red                  |
|           |         |                                 | EFrGrid | Energía de la red                            |

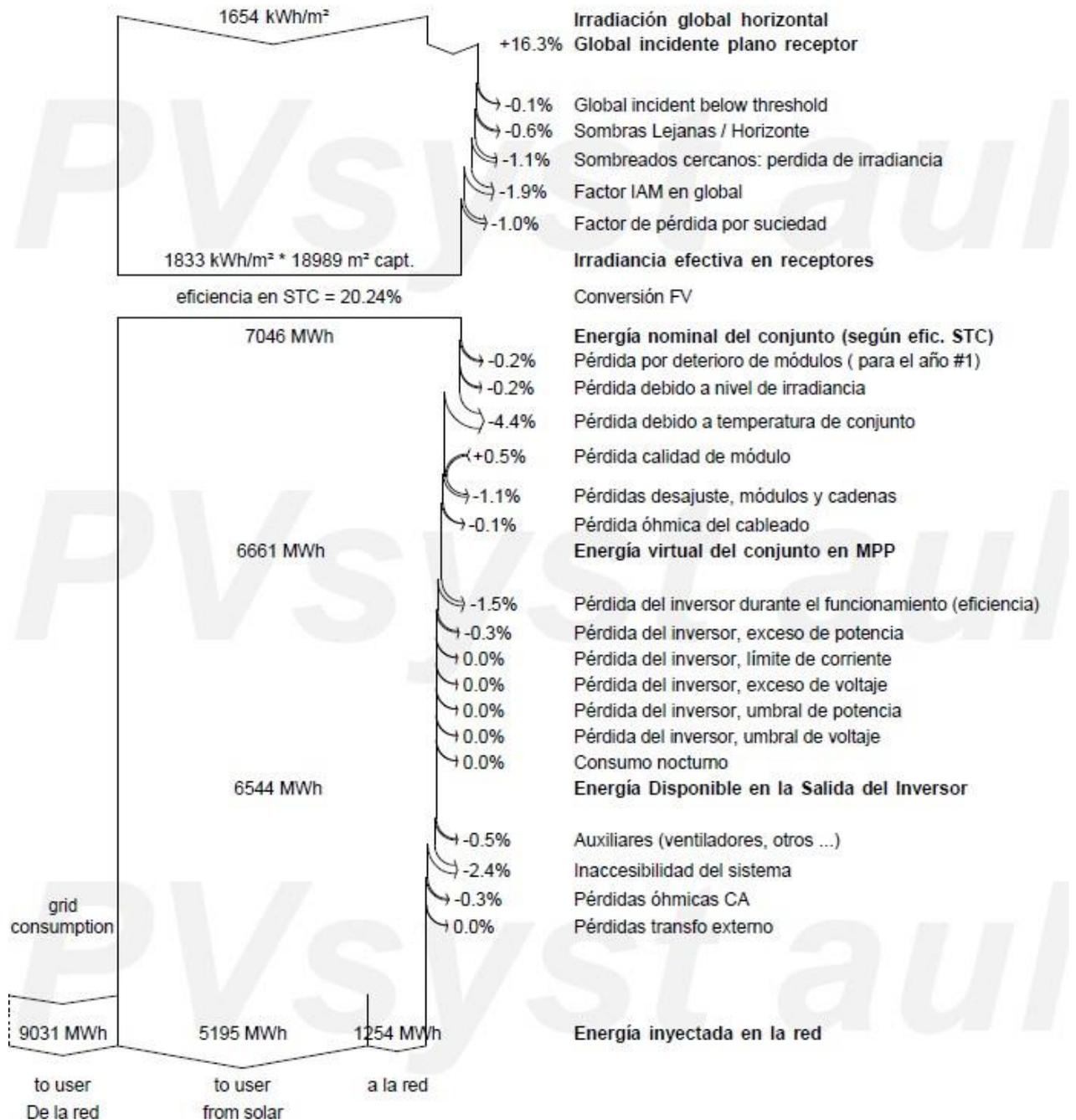
Figura 38. Principales resultados PVsyst

Esta tabla de resultados muestra las irradiaciones recibidas, la energía generada por el conjunto, la energía autoconsumida, vertida a red e importada de la red. Se ha calculado el porcentaje de autoconsumo con los resultados obtenidos de esta simulación.

$$\% \text{ Autoconsumo} = \frac{E_{\text{autoconsumida}}}{E_{\text{total generada}}} * 100 = \frac{5.195,2 \text{ kWh}}{6.644,1 \text{ kWh}} * 100 = 78\%$$

Introduciendo el perfil de autoconsumo en PVsyst se obtiene un porcentaje de autoconsumo de un 78%, cercano al 75% que se observa en la tabla 6.

### Diagrama de pérdida durante todo el año



El diagrama de Sankey obtenido de la simulación hace una recapitulación de todas las pérdidas a lo largo del proceso. Se observa que se encuentran las pérdidas que se detallaban en el apartado

6.5 y se observa que aparecen las pérdidas por sombreados cercanos.

Estas son resultado de la disposición de los módulos que se ha establecido y se podrían disminuir si la separación entre las filas fuera mayor. Sin embargo, existe un parámetro denominado el Ground Coverage Ratio que define el porcentaje de terreno ocupado por los módulos en base a total del terreno. El GCR que se ha de utilizar depende de la tecnología ya que, para seguidores de uno o dos ejes, es necesaria una mayor separación entre ellos para evitar sombras. En el caso de tecnología fija, se suele determinar un GCR de 35% y con los resultados de la simulación de PVsyst se ha obtenido un GCR de 30,1%. Significa que se podría utilizar un 5% más de terreno y se podrían disminuir las pérdidas por sombreados cercanos.

## 7. Optimización de la tarifa eléctrica

Se ha incluido dentro del alcance del trabajo un análisis de la tarifa eléctrica contratada por el EA con el objetivo de detectar otros posibles focos de ahorro. En general, existen ciertos aspectos en los que se puede lograr ahorros significativos en la factura:

- **Adecuar la tarifa contratada:** según la tabla que se muestra a continuación, existen varias tarifas disponibles para la misma tensión y potencia contratada. La diferencia de unas tarifas y otras reside en el número de periodos de los que dispone, es decir, disponen de discriminación horaria. Estas tarifas conllevan costes altos de la energía en periodos punta pero ofrecen costes mas bajos en el periodo valle. Este tipo de tarifas es muy común entre usuarios del coche eléctrico, consiguiendo un coste por kWh mucho mas bajo durante la noche para cargar el coche en este periodo. El sistema de Lumios, diseñado por REE permite comparar costes entre las tarifas 2.0A, 2.0 DHA y 2.0 DHS.

Tabla 13. Tarifas eléctricas del mercado

|           | Tarifa de acceso | Nº periodos | Potencia contratada                      | Tensión del suministro                      |
|-----------|------------------|-------------|--|---|
| <b>BT</b> | <b>2.0A</b>      | 1           | $P_c \leq 10 \text{ kW}$                 | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>2.0DHA</b>    | 2           | $P_c \leq 10 \text{ kW}$                 | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>2.0DHS</b>    | 3           | $P_c \leq 10 \text{ kW}$                 | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>2.1A</b>      | 1           | $10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$ | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>2.1DHA</b>    | 2           | $10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$ | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>2.1DHS</b>    | 3           | $10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$ | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
|           | <b>3.0A</b>      | 3           | $P_c \geq 15 \text{ kW}$                 | $V_s \leq 1 \text{ kV}$                     |
| <b>AT</b> | <b>3.1A</b>      | 3           | $P_c \leq 450 \text{ kW}$                | $1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$     |
|           | <b>6.1</b>       | 6           | $P_c > 450 \text{ kW}$                   | $1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$     |
|           | <b>6.2</b>       | 6           | $P_c > 450 \text{ kW}$                   | $30 \text{ kV} \leq V_s < 36 \text{ kV}$    |
|           | <b>6.3</b>       | 6           | $P_c > 450 \text{ kW}$                   | $36 \text{ kV} \leq V_s < 72,5 \text{ kV}$  |
|           | <b>6.4</b>       | 6           | $P_c > 450 \text{ kW}$                   | $72,5 \text{ kV} \leq V_s < 145 \text{ kV}$ |
|           | <b>6.5</b>       | 6           | $P_c > 450 \text{ kW}$                   | $V_s \geq 145 \text{ kV}$                   |

Además, existen tarifas que pertenecen al mercado regulado y otras que pertenecen al mercado libre. Normalmente las primeras ofrecen precios más competitivos, aunque hay que tener en cuenta que solo las tarifas con potencias contratadas igual o inferiores a 10 kW pueden pertenecer al mercado regulado. Un cambio de este tipo, que no ocasiona ningún gasto, puede conllevar ahorros significativos.

- **Negociación del precio de la energía:** esta es una opción disponible para aquellos clientes que pertenezcan al mercado libre. Las comercializadoras de libre mercado tienen la posibilidad de regularizar sus precios si el cliente se dispone a negociar. Esta medida, que tampoco ocasiona gastos, también contribuye a aumentar los ahorros.
- **Optimización de la potencia contratada:** esta es una medida disponible para aquellas tarifas en las que existe más de un periodo. En estos casos, se permite regular la potencia contratada en cada periodo de tal manera que si se optimiza adecuadamente, se evita pagar por potencia no utilizada. Esta modificación no supone ningún coste y también genera ahorros significativos.
- **Anular los costes por energía reactiva:** en algunas ocasiones, existen comercializadoras que imputan costes a sus clientes por la energía reactiva. En estos casos, de cara al ahorro existen dos posibilidades: negociar con la comercializadora para anular ese gasto por reactiva o bien instalar una batería de condensadores para minimizar la reactiva. Esta medida si que acarrea un coste que es la de la batería de condensadores.

En cuanto al caso que se está evaluando en este trabajo se ha considerado que la tarifa contratada es la correcta ya que se corresponde con la potencia y tensión de suministro y no puede ser una tarifa del mercado regulado. En cuanto al coste de la energía, no se contempla la negociación del precio con la comercializadora y en este caso, la energía reactiva no se está penalizando económicamente. Por lo tanto, se ha optado por analizar la potencia contratada en cada periodo para optimizarla.

Tal y como se comenta en apartados anteriores, la potencia contratada del EA es de 2.700 kW, idéntica en cada periodo. Se ha analizado la potencia activa en cada periodo identificando el máximo y el mínimo de cada periodo, se muestran los resultados a continuación

*Tabla 14. Máximos y mínimos en cada periodo*

| Periodo | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Máximo  | 3.395 | 3.665 | 2.516 | 3.303 | 3.071 | 2.939 |
| Mínimo  | 946   | 880   | 837   | 871   | 846   | 790   |

Se observa que los periodos 1, 2, 4 y 5 no son fácilmente optimizables ya que el máximo de potencia activa supera la potencia contratada. Sin embargo, en los periodos 3 y 6 se observa que la potencia puede ser optimizable. Aunque en el periodo 6 aparezca el máximo como 2.939 kW, superior a la potencia contratada, se ha analizado las horas en las que verdaderamente se sobrepasan los 2700 kW, resultando que en tan solo 48 horas de las 3416 horas en las que se consume en este periodo, sobrepasan la potencia. Por lo tanto, se ha incluido también como periodo optimizable. Se ha comparado los costes entre el escenario actual y el propuesto con los precios de potencia mostrados en la tabla 2 para calcular los ahorros.

Se muestra a continuación la propuesta de optimización.

Tabla 15. Propuesta de optimización

| Periodo                         | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      | 6     | Total €/año    |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|----------------|
| Potencia en escenario actual kW | 2700   | 2700   | 2700   | 2700   | 2700   | 2700  |                |
| Coste €/año                     | 59.828 | 29.940 | 21.911 | 21.911 | 21.911 | 9.997 | <b>165.497</b> |
| Escenario optimizado kW         | 2.700  | 2.700  | 2.500  | 2.700  | 2.700  | 2.500 |                |
| Coste €/año                     | 59.828 | 29.940 | 20.288 | 21.911 | 21.911 | 9.257 | <b>163.133</b> |

Se logran unos ahorros de 2.363 € anuales, un ahorro casi un 1,5% sobre el coste de potencia de la factura, sin necesidad de ninguna inversión adicional.

Por último, según se muestra en la tabla 15, las potencias utilizadas en los periodos 1,2,3 y 5 son superiores a la potencia contratada. Esto significa que esta instalación está acarreando penalizaciones por sobrepasar dicha potencia y por lo tanto, también podría ser optimizada. En este caso, esta optimización queda fuera del alcance del proyecto ya que para ello, habría que comparar las penalizaciones impuestas por la comercializadora con el coste de aumentar la potencia contratada y determinar si compensa o no aumentar la potencia.

## 8. Conclusiones

Se exponen a continuación las conclusiones obtenidas de este proyecto.

- El RD 244/2019 del 5 de abril facilita administrativamente e impulsa económicamente, mediante los distintos mecanismos de compensación de excedentes, las instalaciones de autoconsumo.
- El análisis llevado a cabo revela que se trata de un proyecto viable. Con una instalación de autoconsumo de 3 MW, el Ejército del Aire ingresaría **86.015€** por excedentes venidos en el pool y ahorraría **344.196€** en la factura de la luz, suponiendo un **ahorro total de un 47%** con respecto al coste actual del término de energía. El periodo de retorno sería de 7 años con una tasa interna de retorno de 13,6%.
- El Ejército del Aire cumpliría uno de sus objetivos principales: reducir su huella de carbono consumiendo 5 GWh/año procedente de energía renovable y evitando la emisión de 1.925tn de CO2 eq al año.
- El Ejército del Aire cuenta actualmente con una tarifa eléctrica fácilmente optimizable. Ajustando la potencia contratada en cada periodo podría ahorrar 2.363 €/ anuales lo que supone un 1,5% sobre el coste actual del término de potencia.
- El Ejército del Aire podría disponer de energía renovable de generación propia, dotando a sus unidades de mayor independencia energética, siendo capaces de generar energía limpia en casos de incidentes externos.

## 9. Bibliografía

IEA; <https://www.iea.org/statistics/?country=ESP&isISO=true>

<https://elperiodicodelaenergia.com>

REE; <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

PWC, <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia>

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[https://www.diariorenovables.com/2019/01/generacion-electrica-en-espana-2018\\_17.html](https://www.diariorenovables.com/2019/01/generacion-electrica-en-espana-2018_17.html)

UNEF; <https://unef.es/wp-content/uploads>

Joint Research Center; [https://ec.europa.eu/info/departments/joint-research-centre\\_es](https://ec.europa.eu/info/departments/joint-research-centre_es)

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. RD 1699/2011 acceso a red

<http://www.ejercitodelaire.mde.es/EA/ejercitodelaire/es/misiones/actualidad/>

Instituto Español de Estudios Estratégicos

<https://www.geografiainfinita.com/2017/07/reparto-las-horas-sol-mundo/>

Influencia de la Temperatura en el Generador fotovoltaico. Proyecto Fin Carrera. Manuel Martín Sánchez 2015

<https://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>

<http://www.nacleanenergy.com/articles/18948/maximizing-energy-harvest-through-pv-inverter-innovations>