



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

**Estudio y comparación de una
instalación fotovoltaica de
autoconsumo con y sin acumulación
para una granja porcina**

Autor:

Martín Abad, Miguel Ángel

Tutor(es):

**Pérez García, Julián Manuel
Ingeniería Eléctrica**

**Estévez Fernández, José
Ramón**

PROYECTARENOVABLES SLU

Valladolid, febrero y 2023.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado está basado en el estudio de la instalación de paneles fotovoltaicas para el autoconsumo de una industria con y sin uso de acumuladores.

Para ello, se ha utilizado el software PVsyst 6.8.8 diseñado para cálculo de sistemas fotovoltaicos y la información otorgada por la empresa PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU donde realicé las prácticas.

Se estudiará una industria en particular usando distintas potencias pico y se analizarán los resultados.

Posteriormente, se realizará el mismo proceso utilizando acumuladores.

Por último, se hará una comparación cualitativa y cuantitativa entre la producción generada neta entre PVsyst 6.8.8 y SIZE Pro -herramienta propia de cálculo de PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU-.

Palabras clave: Autoconsumo, Fotovoltaica, Acumuladores, Industria, PVsyst

ABSTRACT

This Final Degree Project is based on the study of the installation of photovoltaic panels for self-consumption in an industry with and without the use of accumulators.

I have used PVsyst 6.8.8 software, designed for the calculation of photovoltaic systems and the information provided by the company PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU where I have been working.

A particular industry will be studied using different maximum (peak) powers and the results will be analyzed.

Subsequently, the same process will be carried out using accumulators.

Ultimately, a qualitative and quantitative comparison will be made between the net generated production between PVsyst 6.8.8 and SIZE Pro -PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU's own calculation tool-.

Key Words: Self-consumption, Photovoltaic, Accumulators, Industry, PVsyst



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	3
ABSTRACT	3
1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. JUSTIFICACIÓN	9
1.2. OBJETIVOS	10
1.3. METODOLOGÍA	10
2. EL AUTOCONSUMO	13
3. FUNDAMENTO TEÓRICO	15
4. CONCEPTOS DEL ESTUDIO	17
5. PVSYST	21
6. DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA	23
7. ESTUDIO SIN BATERÍA	25
7.1. PARÁMETROS GLOBALES DEL ESTUDIO	25
7.2. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ENERGÉTICO	27
7.3. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONÓMICO	33
7.4. POTENCIA PICO ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN	40
8. ESTUDIO CON BATERÍA	45
8.1. PARÁMETROS GLOBALES DEL ESTUDIO	45
8.2. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ENERGÉTICO	46
8.3. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONÓMICO	51
8.4. CONFIGURACIÓN CON BATERÍAS ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN	54
9. CONCLUSIONES	57
10. COMPARATIVA ENTRE SIZE PRO Y PVSYST	59
11. BIBLIOGRAFÍA	71



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i>	_____
<i>Coste del kWp en función del tamaño de la instalación</i>	_____26
<i>Tabla 2.</i>	_____
<i>Tarifa 6.1</i>	_____26
<i>Tabla 3.</i>	_____
<i>Precio venta de energía según tarifa 6.1</i>	_____27
<i>Tabla 4.</i>	_____
<i>Términos energéticos en función de potencia pico</i>	_____28
<i>Tabla 5.</i>	_____
<i>Términos energéticos en función de la potencia pico.</i>	_____35
<i>Tabla 6.</i>	_____
<i>Coste del kWh de batería en función de su capacidad.</i>	_____45
<i>Tabla 7.</i>	_____
<i>Resultados energéticos con batería.</i>	_____48
<i>Tabla 8.</i>	_____
<i>Términos económicos en función de la potencia pico y capacidad de la batería.</i>	_____52
<i>Tabla 9.</i>	_____
<i>Instalaciones deseables desde un punto de vista económico.</i>	_____54
<i>Tabla 10.</i>	_____
<i>Resultados de la comparativa entre SIZE Pro y PVsyst.</i>	_____60



ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> _____	
<i>Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España.</i> _____	14
<i>Figura 2.</i> _____	
<i>Enclave donde se encuentra la industria a estudio.</i> _____	23
<i>Figura 3.</i> _____	
<i>Consumo anual hora a hora de la industria a estudio.</i> _____	24
<i>Figura 4.</i> _____	
<i>Consumo en un día tipo de la industria.</i> _____	24
<i>Figura 5.</i> _____	
<i>Evolución del PVFrac según la potencia pico.</i> _____	30
<i>Figura 6.</i> _____	
<i>Evolución del PVFrac según la potencia pico hasta 700 kWp.</i> _____	31
<i>Figura 7.</i> _____	
<i>Evolución del SolFrac según la potencia pico.</i> _____	31
<i>Figura 8.</i> _____	
<i>Evolución del aprovechamiento según la potencia pico.</i> _____	32
<i>Figura 9.</i> _____	
<i>Idoneidad del SolFrac</i> _____	33
<i>Figura 10.</i> _____	
<i>Evolución de los ahorros anuales según la potencia pico.</i> _____	38
<i>Figura 11.</i> _____	
<i>Evolución de los ahorros anuales con potencia pico menor de 500 kWp.</i> _____	39
<i>Figura 12.</i> _____	
<i>Evolución de los costes de instalación para potencias pico menores de 400 kWp.</i> _____	39
<i>Figura 13.</i> _____	
<i>Evolución de los costes de instalación según la potencia pico.</i> _____	40
<i>Figura 14.</i> _____	
<i>Ahorros anuales Sin Excedentes en función de la potencia pico.</i> _____	41



<i>Figura 15.</i>	_____
<i>Ahorros anuales Sin Excedentes para potencias pico menores de 600 kWp.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 16.</i>	_____
<i>Necesidades del usuario para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 17.</i>	_____
<i>Resumen energético para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp:</i>	<i>43</i>
<i>Figura 18.</i>	_____
<i>Necesidades del usuario para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 19.</i>	_____
<i>Resumen energético para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp.</i>	<i>44</i>
<i>Figura 20.</i>	_____
<i>Aprovechamiento para distintas potencia pico y en función de la capacidad de las baterías.</i>	<i>50</i>
<i>Figura 21.</i>	_____
<i>Coste de instalación vs ahorro anual en función de la capacidad de las baterías para 112 kWp.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 22.</i>	_____
<i>Necesidades del usuario para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 23.</i>	_____
<i>Resumen energético para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 24.</i>	_____
<i>Necesidades del usuario para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 25.</i>	_____
<i>Resumen energético para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.</i>	<i>56</i>



1. INTRODUCCIÓN

1.1. JUSTIFICACIÓN

El presente Trabajo Fin de Grado responde a una doble finalidad. Por una parte, ser el cierre de los estudios en el Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales de la Universidad de Valladolid, y, por otra parte, servir de base para demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de este ciclo y adquirir nuevos conocimientos sobre el sector de la fotovoltaica y el autoconsumo.

El autoconsumo es una manera de producir tu propia energía eléctrica para el consumo personal residencial o industrial. El autoconsumo fotovoltaico consiste en que dicha energía eléctrica se genera mediante placas solares, aprovechando la energía proveniente del sol y fomentando la llamada energía verde.

Hoy en día, con el cambio de las tarifas realizado en España, la reglamentación vigente, la disminución del precio de ciertos componentes fotovoltaicos y el aumento del precio de la energía de red, es muy ventajoso, sobre todo económicamente, consumir el máximo de la energía fotovoltaica producida por la instalación.

En la última década los paneles solares se han convertido en un elemento más del paisaje de nuestro país. Este boom es debido a que en España contamos con días de sol prácticamente todo el año y, por tanto, la irradiación solar es alta y superior a muchas zonas de Europa. En 2020, el 43,6% de la generación de energía eléctrica de España provino de energías renovables. Hablamos, por tanto, de un entorno totalmente favorable para la generación de energía solar.

Por otro lado, las energías renovables son imprescindibles para limitar los efectos del cambio climático. En 2015, se firmó el 'Acuerdo de París' por el que cerca de 200 países firmaron la reducción de emisiones con el objetivo de frenar el cambio climático. Esta transición energética del carbón y petróleo hacia las renovables será el punto clave para cumplir los objetivos firmados y conseguir unas consecuencias positivas para el planeta.



1.2. OBJETIVOS

En el presente trabajo se va a realizar un estudio de instalación de placas fotovoltaicas en una industria a tres turnos, haciendo hincapié en el aspecto energético y en el económico. Se estudiarán distintas configuraciones de paneles con el fin de obtener distintas potencias pico y se analizarán los resultados.

Además, se realizará el estudio tanto sin acumuladores como con ellos, eligiendo el diseño más óptimo en cada caso.

Para la realización del Trabajo se utiliza el software PVsyst 6.8.8 diseñado para cálculo de sistemas fotovoltaicos y la información otorgada por la empresa PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU, dedicada al diseño de plantas fotovoltaicas, monitoreo de las mismas y desarrollo de un software para cálculo de sistemas fotovoltaicos.

Los objetivos fijados en este Trabajo de Fin de Grado, de acuerdo con el tutor son:

- Adquirir conocimientos acerca del sector fotovoltaico, desde un aspecto técnico, teórico y práctico.
- Realizar estudios energéticos y económicos a través de uno o varios softwares que aporte valor para la vida laboral.
- Una vez conseguidos los resultados, validar si tiene coherencia y plantear cuales son las mejores opciones desarrollando los motivos.
- Aprender conocimientos sobre tratamiento de datos y su representación, de manera concisa y directa.

1.3. METODOLOGÍA

Para la realización del Trabajo, primero se han recogido datos de consumo, localización y demás características de la industria a estudiar. Posteriormente, se han realizado simulaciones mediante PVsyst variando las potencias pico de la instalación para la curva de carga de la industria. Una vez obtenidos los resultados de todas las simulaciones, se han tratado los datos para conseguir valores comparables de interés entre las distintas simulaciones. Una vez hecho esto, se elige como óptima a la simulación que cumple mejor las especificaciones que se desarrollarán después.

Análogamente, se realizará el mismo proceso con la adición de acumuladores al sistema.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Por último, se hará una comparación entre la producción neta generada entre PVsyst 6.8.8 y SIZE Pro -software propio de PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU- utilizando para ello distintos inversores, módulos, configuraciones y ubicaciones y comparando cuantitativamente los resultados obtenidos para cada caso particular de los 100 estudiados y realizando un análisis cualitativo global entre ambos softwares.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



2. EL AUTOCONSUMO

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, define la palabra **autoconsumo** como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.

Como se ha comentado anteriormente, el autoconsumo fotovoltaico consiste en que dicha energía eléctrica se genera mediante placas solares, aprovechando la energía proveniente del sol.

El artículo 9, en su actual redacción, de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, define las distintas modalidades de autoconsumo existentes:

- Autoconsumo sin excedentes: los dispositivos físicos instalados impedirán la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
- Autoconsumo con excedentes con compensación (<100 kWp): las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución compensándose de su factura la energía excedentaria.
- Autoconsumo con excedentes sin compensación: las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución, pactando un precio de venta de dicha energía con la comercializadora.

Dependiendo de las características de la instalación, por tanto, se tendrá que acoger a una de dichas modalidades.

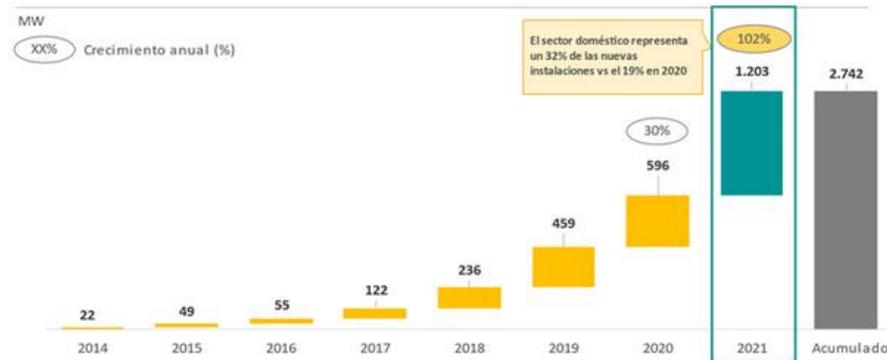
Las principales ventajas de pasarse al autoconsumo energético son un mayor ahorro a medio-largo plazo en la factura de la luz, una mayor eficiencia energética, un mayor aprovechamiento de los recursos anuales y un incremento de la sostenibilidad y compromiso del planeta en su conjunto con el medio ambiente.

Por el otro lado, los principales inconvenientes son el elevado coste inicial de la instalación, los cambios estéticos de la propiedad del usuario, el posible cambio de patrones de consumo para aprovechar correctamente la energía y, evidentemente, la incertidumbre energética basada en la necesidad de irradiación solar y el impacto meteorológico.

Pese a ello, en el siguiente gráfico realizado por la UNEF, se puede ver el crecimiento anual de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España desde 2014, siendo un país que apuesta claramente por la transición energética.

Figura 1.

Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España.



Nota. Adaptado de Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España, de UNEF, 2022, 31 enero.

Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2021 en España se instalaron 1203 MW de nueva potencia fotovoltaica en instalaciones de autoconsumo. Esta cifra supone un incremento del 101,84% con respecto a 2020, cuando se pusieron en marcha 596 MW.

La modificación y puntualización de parte de La Ley 24/2013 mediante el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, ha impulsado el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico mediante medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Por ejemplo, ha favorecido el crecimiento del autoconsumo con la llegada de nuevos modelos de uso, destacando el autoconsumo compartido para comunidades de vecinos. De esta manera, todo el mundo pueda sumarse a la corriente del autoconsumo, la cual no deja de crecer en los últimos años tanto en España como en el resto de Europa, Estados Unidos, etc.



3. FUNDAMENTO TEÓRICO

Un sistema fotovoltaico de autoconsumo es un sistema que aprovecha la irradiación solar para el autoabastecimiento energético del consumidor asociado.

Según la relación entre las necesidades del usuario y la energía fotovoltaica producida, podemos distinguir tres situaciones diferentes:

- Situación nocturna: el sistema fotovoltaico no produce energía; por lo tanto, todas las necesidades del usuario están cubiertas por la red. Sería la misma situación si no hay ningún sistema fotovoltaico.
- Insuficiente energía fotovoltaica: el sistema fotovoltaico produce energía, pero menos que la requerida por el usuario.
- Suficiente energía fotovoltaica: el sistema fotovoltaico produce más energía que la que necesita el usuario.

De acuerdo con la normativa de cada país, es posible inyectar a la red el excedente de energía fotovoltaica producida (Situación de energía fotovoltaica suficiente) y obtener ingresos extra por la venta de este excedente de energía. En el caso particular de la industria a estudiar y la reglamentación vigente en España, al ser de más de 100KW no puede acogerse a la compensación de consumos simplificada.

Por tanto, las dos opciones restantes serían realizar una instalación anti vertido (sin excedentes) o acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación, teniendo que negociar la venta de excedentes y demás condiciones con la comercializadora como indica el BOE en la Resolución de 15 de julio de 2021: *“Se modifica el procedimiento para que las instalaciones de autoconsumo con excedentes, no acogidas a compensación, y sin obligación de inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) puedan solicitar el cambio de sujeto de liquidación para pasar del representante de referencia a un BRP libremente elegido por ellos, siempre que estén inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica (RAAEE)”*.

En este Trabajo, se ha decidido realizar las distintas simulaciones acogiéndose a la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación para la cual sería necesario registrar la instalación como productora de energía eléctrica, como indica el Real Decreto 244/2019.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



4. CONCEPTOS DEL ESTUDIO

Previamente a realizar las distintas simulaciones, se han definido distintos conceptos con el objetivo de simplificar el estudio y comprender de manera intuitiva el comportamiento de cada uno de los casos.

Se definen, por tanto, las siguientes energías:

- $E_{OUT\ INV}$: energía fotovoltaica producida por la instalación fotovoltaica (salida del inversor, después de eventuales pérdidas AC).
- E_{USER} : necesidades energéticas del usuario (energía consumida por el usuario).
- E_{GRID} : exceso de energía que produce la instalación fotovoltaica, el cual es inyectado a la red.
- E_{FRGRID} : energía extraída de la red para el consumo interno, cuando la energía fotovoltaica no es suficiente y durante la noche.
- $E_{SOLAR} = E_{USER} - E_{FRGRID}$: energía proveniente de la fotovoltaica que consume el usuario. También se puede denominar como Energía FV.

Para poder evaluar, desde un punto de vista energético, la bondad de la potencia seleccionada para la instalación fotovoltaica vamos a definir las siguientes ratios:

- Fracción fotovoltaica (PV_{FRAC}):

$$PV_{Frac} = \frac{E_{OUT\ INV}}{E_{USER}} \quad (1)$$

Relación entre la energía producida (autoconsumida y excedentes) y la energía consumida total por el usuario. Esta ratio define el porcentaje del consumo total de la empresa que proviene de la fotovoltaica. Es decir, si el consumidor adaptara su consumo a la producción fotovoltaica y/o no generara excedentes, este ratio equivaldría a la cobertura o fracción solar máxima de la instalación fotovoltaica. Cuanto mayor sea la fracción fotovoltaica, mayor será el impacto del sistema fotovoltaico para el usuario. Si nosotros queremos que el tamaño del sistema fotovoltaico sea apropiado para las necesidades del usuario, debemos fijar un valor mínimo y máximo para esta relación. Se

recomienda un mínimo de 50% y un máximo de 200% desde una perspectiva comercial.

- Fracción solar (SOL_{FRAC}):

$$Sol_{Frac} = \frac{E_{SOLAR}}{E_{USER}} \quad (2)$$

Relación entre la energía autoconsumida y la energía total consumida por el usuario. También conocido como cobertura, es un parámetro que define qué porcentaje del consumo tiene origen fotovoltaico. Cuanto mayor sea la fracción solar, mayor será el consumo de energía fotovoltaica por parte del usuario. Este parámetro es vital en el diseño de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, ya que nos mostrará si es un autoconsumo realmente y no uno oculto conectado al sistema de la red, que no tiene nada de “autoconsumo”. Debemos, por tanto, definir un valor mínimo para esta relación. Se sugiere un mínimo cercano al 50%, aunque este valor puede variar dependiendo de la curva de consumo del usuario -planteando para mejorarlo en esos casos el uso de acumuladores-.

- Aprovechamiento:

$$Aprovechamiento = \frac{E_{SOLAR}}{E_{OUT INV}} \quad (3)$$

El aprovechamiento, al igual que la fracción solar, es una ratio que nos mostrará si nuestra instalación es realmente un autoconsumo o no, ya que relaciona la energía autoconsumida con la energía total generada por la instalación fotovoltaica. Se sugiere un mínimo cercano al 50% - mitad de la energía generada se auto consume-.

Para poder evaluar, desde un punto de vista económico, vamos a definir la siguiente fórmula:

- Ahorro anual:

$$Ahorro\ anual = (Factura\ sin\ PV - Factura\ con\ PV) - \frac{Coste\ de\ PV}{25} \quad (4)$$

El ahorro anual es el dinero que el usuario evita pagar a lo largo de un año. Cuanto mayor sea el ahorro anual, mayor será la rentabilidad de la instalación fotovoltaica y, por tanto, antes se amortizará la inversión.



- **Factura sin PV:**

$$\mathbf{Factura\ sin\ PV} = \sum Grid\ PP * E_{USER} \quad (5)$$

Se multiplica cada kilovatio hora consumido por su precio en ese momento hora a hora, usando, en este caso particular, la tarifa 6.1 TD.

Es el coste de la factura si no hubiera ningún tipo de instalación fotovoltaica.

- **Factura con PV:**

$$\mathbf{Factura\ con\ PV} = \sum ((Grid\ PP * E_{FRGRID}) - (Grid\ SP * E_{GRID})) \quad (6)$$

Se multiplica cada kilovatio hora consumido de la red por su precio en ese momento hora a hora, usando, en este caso particular, la tarifa 6.1 TD y se resta a la multiplicación del kilovatio hora inyectado a red por su precio de venta.

Es el coste de la factura con excedentes sin compensación tras instalación fotovoltaica.

- **Años de amortización:**

$$\mathbf{Años\ de\ amortización} = \mathbf{Coste\ de\ instalación/Ahorro\ anual} \quad (7)$$

Tiempo, en años, en el cual se recupera el dinero que se ha invertido en la instalación. A partir de este momento, todo ahorro causado por la instalación y uso de paneles fotovoltaicos serán beneficios económicos para el propietario.

Además, es necesario definir los siguientes conceptos:

- **Grid PP:** precio de compra de energía de red (coste de cada kilovatio hora extraído de la red).
- **Grid SP:** precio de venta de energía inyectada a red (precio de cada kilovatio hora inyectado a la red).
Dependiendo de si la instalación se acoge a compensación o no, este valor se descontará de la factura de la luz o será un ingreso aparte tras negociar el precio con una comercializadora.
- **Coste PV:** coste total de los componentes, mano de obra y demás costes asociados a la instalación del sistema fotovoltaico (la mejor manera es conocer la inversión por vatio pico).



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES



5. PVSYST

PVsyst es un paquete de software todo en uno para la evaluación de sistemas fotovoltaicos. Proporciona herramientas integradas para evaluar los diseños iniciales del sistema (con una gran base de datos de componentes preconstruidos para una configuración más fácil de los parámetros iniciales y un editor completo para ajustar cada componente para satisfacer sus necesidades), una herramienta de dimensionamiento del sistema para explorar el dimensionamiento óptimo del inversor y otros parámetros de su configuración de PV, herramienta interactiva y altamente personalizable de 3D Shading Scene que puede simular la efectividad de su configuración, simulación integral y servicio de informes, soporte para el cálculo del almacenamiento de la red, integración directa con el servicio de metrónomo para colocar y probar la configuración de su PC en cualquier ubicación simulada en la Tierra, base de datos de datos meteorológicos, otros módulos y componentes fotovoltaicos, simulación por lotes de varios años de efectos de envejecimiento y muchas más herramientas y servicios.

Para este Trabajo de Fin de Grado se ha utilizado la versión de PVsyst 6.8.8, donde los pasos realizados con el programa han sido los siguientes:

1. Definir la ubicación, orientación y situación del sistema fotovoltaico, así como cargar la curva de consumo de la industria.
2. Determinar la potencia pico del sistema fotovoltaico.
3. Diseñar el sistema fotovoltaico en función de la potencia seleccionada (número de módulos por string y número de strings en paralelo, utilizando el mismo modelo de módulo y de inversor para poder comparar los resultados).
4. Simular este sistema fotovoltaico utilizando PVSystem.
5. Obtener los archivos de datos energéticos a lo largo de las 8760 horas del año (energía fotovoltaica producida, energía extraída de la red, energía inyectada a la red y demás variables de interés).
6. Calcular el ahorro anual mediante la ecuación (4), utilizando el archivo Excel del paso 5, modificándolo para facilitar el cálculo.
7. Aumentar o disminuir la potencia del sistema fotovoltaico y volver a realizar los pasos anteriores desde el 2.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

6. DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA

La industria estudiada en este Trabajo de Fin de Grado está localizada en el municipio de Santo Domingo de Las Posadas perteneciente a la provincia de Ávila y cuyas coordenadas son 40.788, -4.651.

La nave donde se realizará el estudio, la más grande de todas las que se ven en la imagen, tiene 5462.82 metros cuadrados de tejado, siendo éste a dos aguas y con una inclinación de 18° . Por tanto, solamente se propondrá instalar paneles en la parte del tejado que mira al sur (2731.41 metros cuadrados disponibles). Cabe resaltar que dicha parte del tejado tiene -23° de acimut y que el enclave donde se encuentra no tiene ningún tipo de obstáculo que genere sombras -ni pérdidas debido a ellas- a las placas fotovoltaicas.

Figura 2.

Enclave donde se encuentra la industria a estudio.



La empresa propietaria de la nave se dedica al sector ganadero, más concretamente al sector porcino, siendo el perfil de industria catalogado como de tres turnos sin vacaciones -consumo 24 horas del día durante los 365 días del año- y con una tarifa 6.1 TD.

Los datos de consumo de la explotación ganadera a lo largo de las 8760 horas corresponden a la siguiente gráfica:

Figura 3.

Consumo anual hora a hora de la industria a estudio.

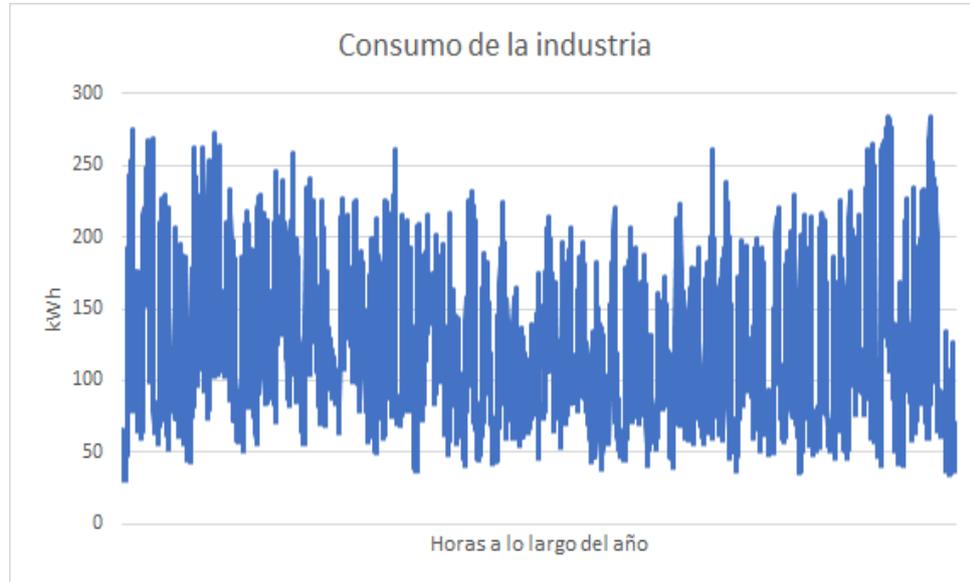
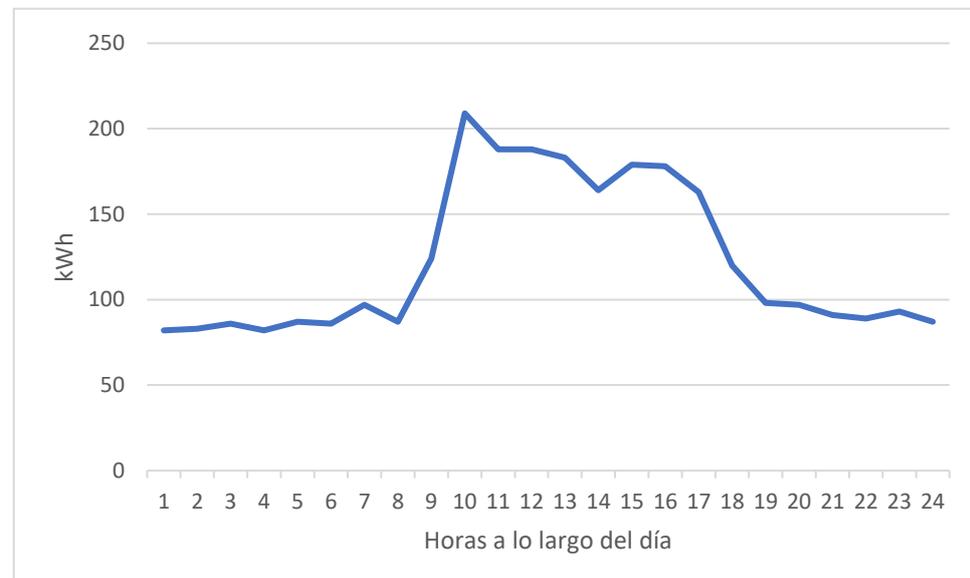


Figura 4.

Consumo en un día tipo de la industria.



Podemos ver como la industria tiene picos de consumo de más de 280 kWh y mínimos cercanos a los 40 kWh. Esto significa que la instalación, para ser realista, superará los 100 kWp y, por ley, no podrá acogerse en ningún caso a compensación de excedentes y será catalogado como productor de electricidad con energía solar teniendo que negociar con una comercializadora el precio de los excedentes -se tomarán valores reales otorgados por la empresa-.



7. ESTUDIO SIN BATERÍA

7.1. PARÁMETROS GLOBALES DEL ESTUDIO

Como se ha mencionado anteriormente, todos los escenarios estudiados se han realizado sobre la industria y ubicación vistos en el apartado anterior.

Para estandarizar el estudio y acotar la cantidad de variables posibles a intervenir, se ha decidido utilizar un mismo tipo de módulo e inversor para todos los escenarios; variando el número de los mismos para obtener mayor o menor potencia pico en la instalación.

El módulo utilizado es el LR6-72 HPH 400 M perteneciente a la marca Longi Solar, el cual tiene como características principales una potencia nominal de 400 W, tecnología monocristalina, una corriente de cortocircuito de 10.26 A, una intensidad en punto de máxima potencia de 9.64 A, una tensión en circuito abierto de 49.9 V y un voltaje en punto de máxima potencia de 41.50 V.

El inversor utilizado es el Symo GEN24 10.0 Plus, trifásico, perteneciente a la empresa Fronius International, el cual tiene como características más relevantes una potencia nominal de 10 kVA, una corriente CA nominal de 14.4 A, 2 seguidores MPPT con 2 entradas en el primario y 1 entrada en el secundario.

Por otro lado, se han mantenido como parámetros de campo la inclinación del plano donde se pondrían los módulos fotovoltaicos a 18° y el acimut a -23° .

Además, se han mantenido constantes los valores otorgados por la base de datos meteorológicos de *Meteonorm* para simular con las mismas condiciones climáticas las diferentes pruebas.

También, se utilizarán las tablas de precios reales otorgadas por la empresa, donde se interpolará si es necesario, tablas 1, 2 y 3:

- En la tabla 1, se definirá el coste del kWp en función de los kWp instalados en la instalación.
- En la tabla 2, se definirá el coste del kWh de energía dependiendo del periodo en el que se consuma dicha energía.
- En la tabla 3, se definirá el precio de venta del kWh de energía dependiendo del periodo en el que se genere dicha energía.



Tabla 1.

Coste del kWp en función del tamaño de la instalación

Tamaño instalación kWp	Coste en €/kWp
2,5	2460
5	1666
10	1218
25	947
35	906
75	817
100	804
150	786
200	773

Tabla 2.

Tarifa 6.1

Periodo	Término de energía en €/kWh
1	0.242511
2	0.226265
3	0.207155
4	0.182511
5	0.166265
6	0.147155

Tabla 3.

Precio venta de energía según tarifa 6.1

Periodo	Término de venta de energía en €/kWh
1	0.05
2	0.05
3	0.05
4	0.05
5	0.05
6	0.05

Cabe recordar, que los costes de instalación que posteriormente han sido calculados con los datos otorgados por una empresa real y para un caso real mostrados en la tabla 1, no son siempre fijos. Estos costes cambian dependiendo de la empresa instaladora, stock de módulos e inversores fotovoltaicos, situación económica global, sobrecostes etc. pero responden concretamente al valor a finales de mayo de 2022.

Evidentemente, pasa lo mismo con los términos de energía y venta de energía.

Por tanto, este estudio y cualquier estudio, los resultados óptimos dependerán del momento en el que se realice y el contexto que englobe ese momento concreto.

En cambio, los resultados energéticos son atemporales y no dependen nada más que de que se cumplan aproximadamente las predicciones meteorológicas utilizadas para el cálculo.

7.2. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ENERGÉTICO

Una vez definidas las características de nuestro proyecto, se ha utilizado el software de PVsyst para simular los distintos escenarios y obtener un archivo de salida Excel con las variables: energía consumida por el usuario (E_{USER}), energía fotovoltaica producida ($E_{OUT INV}$), energía inyectada a la red (E_{GRID}), energía obtenida de la red (E_{FRGRID}), la



energía de origen fotovoltaico usada (E_{SOLAR}) y la fracción solar (SOL_{FRAC}). Además, se añadirán al Excel que nos otorga el programa con los resultados, dos columnas con el precio de compra de energía según la tarifa 6.1 en junio y el precio de venta de la energía que tiene pactada la industria con la comercializadora en ese momento -debido a la situación vivida actualmente con la inestabilidad del mercado energético, ese precio correspondió a una semana puntual ya que se estaban firmando contratos de compra-venta de 10 días de duración-, así como distintas cuentas -sobre todo sumatorios- para obtener el ahorro anual (4) que nos dirá si la instalación es rentable o no en comparación con el resto. Esto último se verá en el siguiente apartado.

A continuación, se presenta una tabla (tabla 4) con los valores energéticos mencionados anteriormente, obtenidos en las distintas pruebas realizadas con diferentes potencias pico, sumando los 8760 valores -hora a hora- y convirtiendo así los términos horarios en anuales.

Tabla 4.

Términos energéticos en función de potencia pico

Potencia pico (kWp)	E_{USER} (MWh)	$E_{OUT INV}$ (MWh)	E_{FRGRID} (MWh)	E_{GRID} (MWh)	E_{SOLAR} (MWh)	SOL_{Frac} (%)	PV_{Frac} (%)
100	1000	170	833	3	168	17 %	17 %
112	1000	189	816	4	185	18 %	19 %
123	1000	208	799	6	202	20 %	21 %
134	1000	226	782	9	218	22 %	23 %
146	1000	245	767	12	234	23 %	25 %
157	1000	264	752	16	249	25 %	26 %
168	1000	282	738	20	262	26 %	28 %
179	1000	299	726	24	274	27 %	30 %
192	1000	320	711	31	289	29 %	32 %
204	1000	343	698	40	302	30 %	34 %
216	1000	363	686	49	314	31 %	36 %



Tabla 4. (cont.)

Potencia pico (kWp)	E_{USER} (MWh)	$E_{OUT INV}$ (MWh)	E_{FRGRID} (MWh)	E_{GRID} (MWh)	E_{SOLAR} (MWh)	SOL_{Frac} (%)	PV_{Frac} (%)
228	1000	383	676	58	325	32%	39%
237	1000	395	669	63	331	33 %	39 %
250	1000	416	659	75	342	34 %	42 %
270	1000	454	644	98	356	36 %	45 %
288	1000	484	634	117	367	37 %	48 %
397	1000	662	588	249	412	41 %	66 %
499	1000	833	563	395	437	44 %	83 %
521	1000	864	559	422	441	44 %	86 %
540	1000	907	555	463	445	44 %	91 %
550	1000	918	554	471	447	45 %	92 %
560	1000	927	552	479	448	45 %	93 %
570	1000	958	550	508	450	45 %	96 %
582	1000	971	549	520	452	45 %	97 %
600	1000	1008	546	554	454	45 %	101 %
650	1000	1078	539	617	461	46 %	108 %
700	1000	1160	533	693	467	47 %	116 %
1000	1000	1665	511	1175	490	49 %	166 %
1997	1000	3330	481	2810	519	52 %	333 %
4000	1000	6670	462	6132	538	54 %	667 %
8000	1000	13340	450	12790	550	55 %	1334 %
20000	1000	33351	441	32791	559	56 %	3334 %

Como vemos en la tabla 4, energéticamente cuánto más alta es la potencia pico de la instalación mayor es la energía producida y, por tanto, menor es la energía que hay que coger de la red. Esto se puede ver rápidamente consultando el parámetro E_{SOLAR} , el cual va creciendo progresivamente a medida que incrementamos la potencia pico.

También podemos ver el crecimiento tan rápido de la ratio PV_{Frac} , lo cual indica como crece linealmente la energía producida con respecto a las necesidades del usuario -fijas- mientras que la ratio SOL_{Frac} , tiene un crecimiento mucho más contenido y va quedándose prácticamente estacionaria pese a que la potencia pico se aumente mucho.

Para entender mejor lo explicado en el párrafo anterior, se muestran las siguientes gráficas cuyos ejes son potencia pico y las ratios PV_{Frac} y SOL_{Frac} para todas las pruebas realizadas.

Figura 5.

Evolución del PV_{Frac} según la potencia pico.

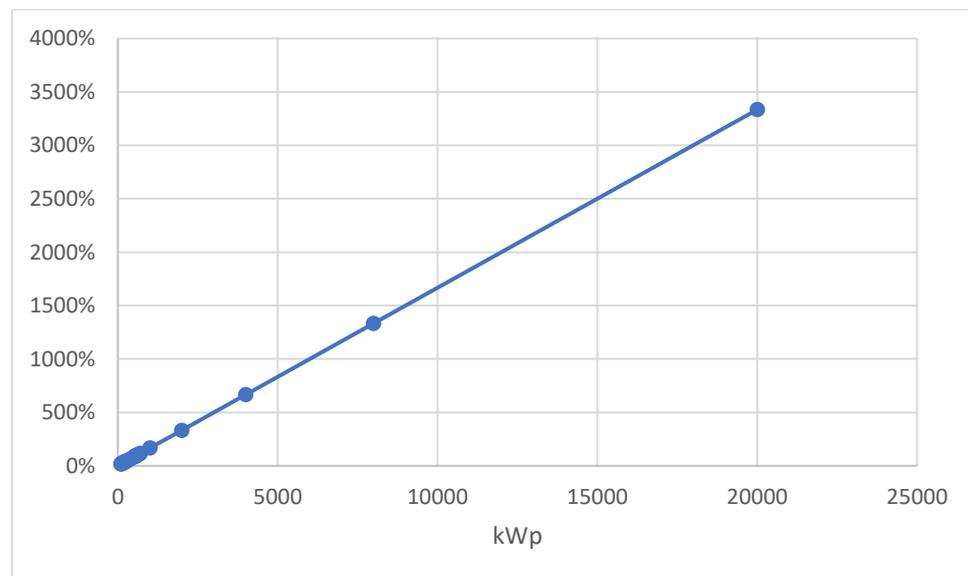


Figura 6.

Evolución del PV_{Frac} según la potencia pico hasta 700 kWp.

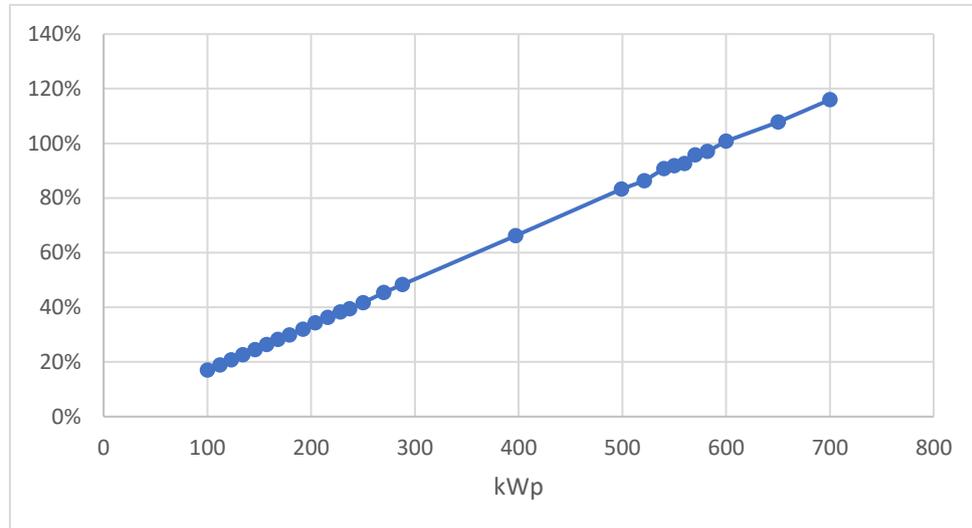
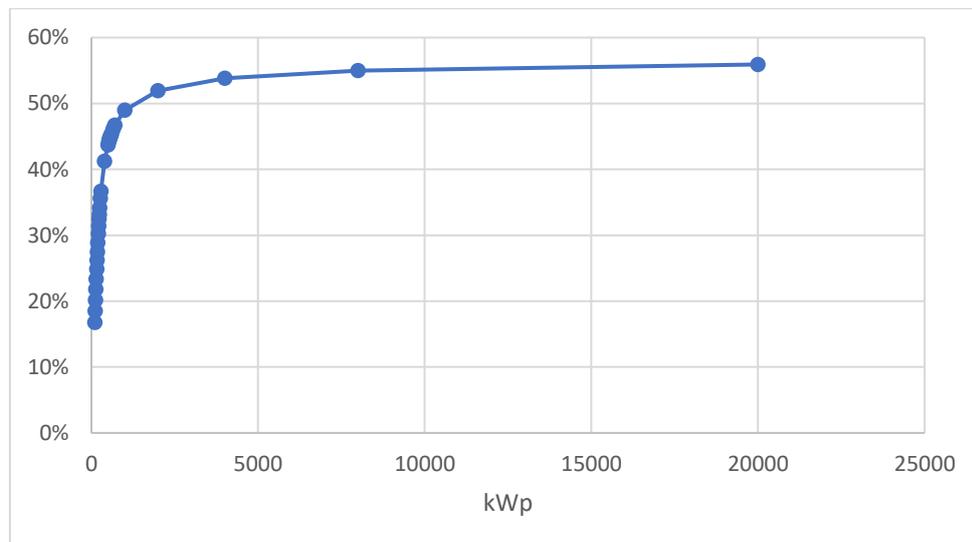


Figura 7.

Evolución del SOL_{Frac} según la potencia pico.



La ratio PV_{Frac} sigue un crecimiento lineal y la ratio SOL_{Frac} sigue un crecimiento logarítmico, por tanto, por mucho que aumentemos la potencia pico este último valor nunca llegará al 100 % -al menos sin acumuladores-.

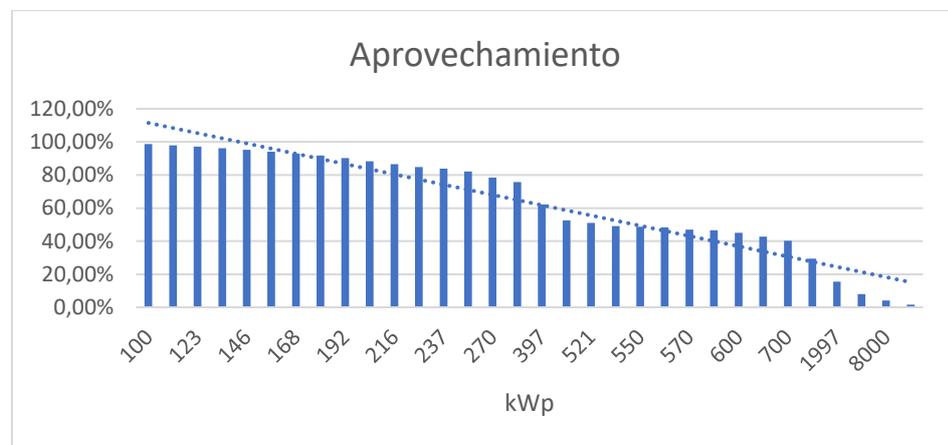
Esto quiere decir, que por mucho que se aumente la potencia pico de la instalación, hay un punto en el cual la energía generada no se puede aprovechar más, ya que la industria tiene consumos nocturnos.

Además, aunque siempre se pueda generar más energía, esto no es lo más aconsejable ya que no se está aprovechando y, por tanto, se convierte en un vendedor de energía encubierto más que en una instalación de autoconsumo, como se ha mencionado anteriormente.

Para valorar este hecho, utilizaremos el concepto de aprovechamiento (3), que será uno de los parámetros energéticos que nos ayudará a elegir la potencia pico óptima, aparte de los ya mencionados anteriormente.

Figura 8.

Evolución del aprovechamiento según la potencia pico.



En esta gráfica vemos como a partir de 700 kWp, el aprovechamiento es menor del 40% y, por tanto, es difícil definir a esa instalación como autoconsumo.

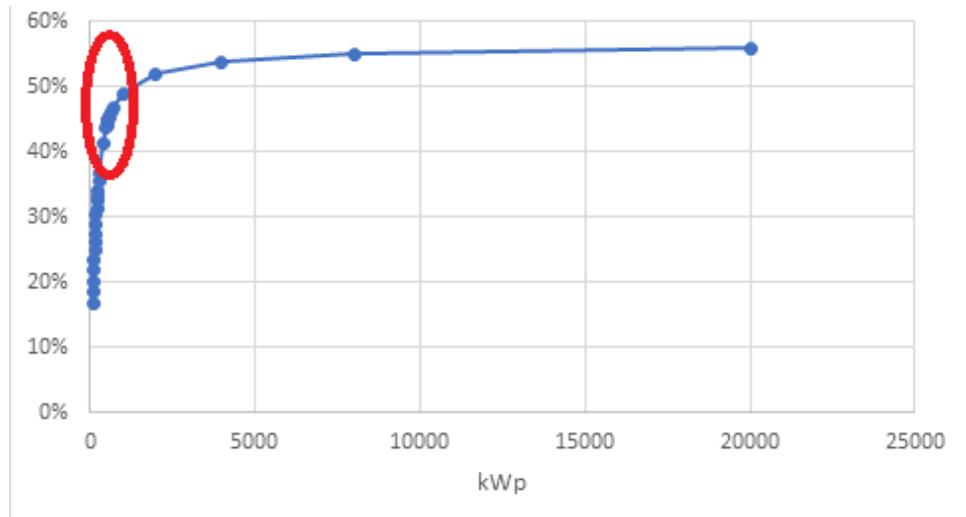
Para instalaciones menores de 150 kWp, el aprovechamiento es cercano al 100%, pero las otras dos ratios empeoran mucho.

Por tanto, pese a que mayor potencia pico, mejor energéticamente ya que más energía se genera, es necesario valorar cualitativa y cuantitativamente las ventajas e inconvenientes para cada instalación y decidir cuál es el caso óptimo.

Desde el punto de vista energético, habría que intentar que nuestra instalación de autoconsumo esté en el tramo señalado en rojo:

Figura 9.

Idoneidad del SolFrac



Para buscar el valor óptimo preciso, en el siguiente apartado, se realizará un estudio económico que aportará luz a nuestra decisión.

7.3. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONÓMICO

Como se ha comentado en el apartado anterior, se añadirán al Excel que nos otorga el programa con los resultados, dos columnas con el precio de compra de energía según la tarifa 6.1 en junio y el precio de venta de la energía que tiene pactada la industria con la comercializadora en ese momento -debido a la situación vivida actualmente con la inestabilidad del mercado energético, ese precio correspondió a una semana puntual ya que se estaban firmando contratos de compra-venta de 10 días de duración-, así como distintas cuentas -sobre todo sumatorios- para obtener el ahorro anual (4) que nos dirá si la instalación es rentable o no en comparación con el resto.

Lo primero de todo ha sido calcular el coste del kilovatio pico utilizando la tabla 1, la factura sin fotovoltaica y la factura con fotovoltaica para posteriormente calcular los ahorros anuales de cada instalación hipotética.

Para calcular la factura sin y con fotovoltaica, se utilizan las fórmulas (5) y (6) con los precios de las tablas 2 y 3.

Además, tras ver los resultados se ha añadido una columna con el ahorro anual en el caso de que no se recibiera nada por los excedentes.



Es decir, compensación sin excedentes. Para distinguirlo, se añadirán las siglas SE al final de cada término que siga este criterio (por ejemplo: Ahorro anual SE).

También, cabe resaltar que no se hará mención a los años de amortización como parámetro importante para encontrar el valor óptimo ya que, en los casos extremos a estudio, tanto el de menor potencia pico instalada (100 kWp) como el de mayor potencia instalada (20000 kWp) los años de amortización pasan de ser de 2,83 a 13,97 años, respectivamente. Con lo cual, todos los estudios realizados, tendrán años de amortización dentro de ese rango, que es en todo caso bueno, ya que la vida aproximada de los módulos fotovoltaicos es de 25 años.

A continuación, en la tabla 5 se mostrarán los distintos parámetros económicos obtenidos para las diferentes pruebas realizadas (en función de la potencia pico:



Tabla 5.

Términos energéticos en función de la potencia pico.

Potencia pico (kWp)	Costes instalación (€)	Factura sin PV (€)	Factura sin PV SE (€)	Factura con PV (€)	Factura con PV SE (€)	Ahorro anual (€)	Ahorro anual SE (€)
100	80400	179599	179599	147929	148044	28453	28339
112	89564	179599	179599	144573	144764	31444	31252
123	97874	179599	179599	141288	141583	34396	34101
134	106096	179599	179599	138077	138503	37278	36852
146	114966	179599	179599	134949	135537	40051	39464
157	123116	179599	179599	131913	132696	42761	41978
168	131262	179599	179599	129100	130102	45248	44246
179	139344	179599	179599	126575	127794	47450	46231
192	148815	179599	179599	123506	125072	50140	48575
204	157692	179599	179599	120468	122483	52823	50808
216	166968	179599	179599	117850	120295	55070	52625



Tabla 5. (cont.)

Potencia pico (kWp)	Costes instalación (€)	Factura sin PV (€)	Factura sin PV SE (€)	Factura con PV (€)	Factura con PV SE (€)	Ahorro anual (€)	Ahorro anual SE (€)
228	176244	179599	179599	115356	118276	57193	54273
237	183201	179599	179599	113823	116995	58448	55276
250	193250	179599	179599	111357	115094	60512	56775
270	208710	179599	179599	107467	112353	63784	58898
288	222624	179599	179599	104452	110311	66241	60383
397	306881	179599	179599	89234	101709	78089	65614
499	385727	179599	179599	77294	97058	86876	67112
521	402733	179599	179599	75167	96276	88322	67213
540	417420	179599	179599	72503	95629	90399	67273
550	425150	179599	179599	71740	95303	90853	67289
560	432880	179599	179599	71064	94996	91220	67288
570	440610	179599	179599	69291	94689	92684	67285



Tabla 5. (cont.)

Potencia pico (kWp)	Costes instalación (€)	Factura sin PV (€)	Factura sin PV SE (€)	Factura con PV (€)	Factura con PV SE (€)	Ahorro anual (€)	Ahorro anual SE (€)
582	449886	179599	179599	68351	94329	93252	67274
600	463800	179599	179599	66130	93818	94917	67229
650	502450	179599	179599	61705	92537	97796	66964
700	541100	179599	179599	56772	91414	101183	66541
1000	773000	179599	179599	28372	87143	120307	61536
1997	1543681	179599	179599	-59094	81431	176945	36420
4000	3092000	179599	179599	-228804	77788	284722	-21869
8000	6184000	179599	179599	-563860	75663	496099	-143425
20000	15460000	179599	179599	-1565638	73929	1126837	-512730

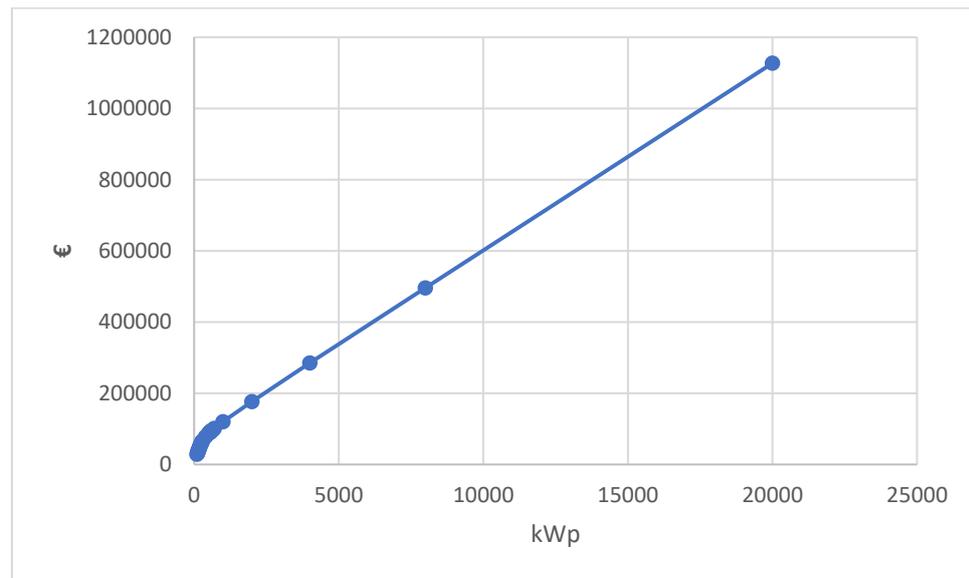
Como vemos en la tabla 5, cuánto mayor es la potencia pico de la instalación para esta industria, mayores son los ahorros anuales obtenidos por la empresa. Esto tiene sentido, ya que la factura con PV va disminuyendo a medida que se aumenta la potencia pico, llegando incluso a ganar más dinero de la venta de energía producida que gastos de consumo de red. Pese a que económicamente es bueno, carece de sentido para una instalación fotovoltaica de autoconsumo generar más energía para vender que para consumir y es algo que se quiere evitar porque la palabra autoconsumo dejaría de tener sentido.

También se ve en la tabla 5 como al aumentar la potencia pico, los costes de instalación son mayores.

Se han realizado varias gráficas para entender mejor los resultados económicos obtenidos:

Figura 10.

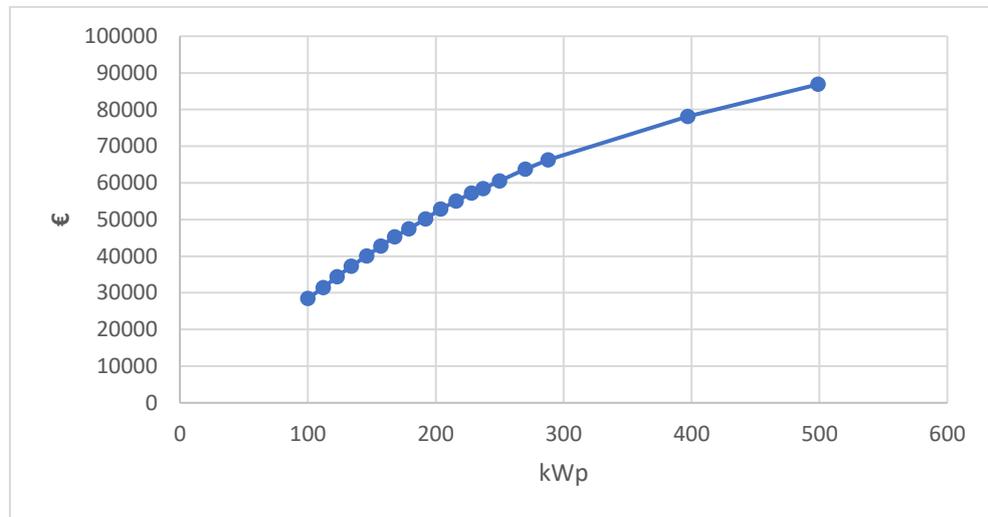
Evolución de los ahorros anuales según la potencia pico.



En esta gráfica se ve como el ahorro anual a lo largo de todas las pruebas sigue un crecimiento prácticamente lineal. En los proyectos con menos potencia pico, se ve cierto grado de curvatura, por lo que se hará una gráfica para ver qué tipo de crecimiento sigue en los casos estudiados con menor potencia pico.

Figura 11.

Evolución de los ahorros anuales con potencia pico menor de 500 kWp.

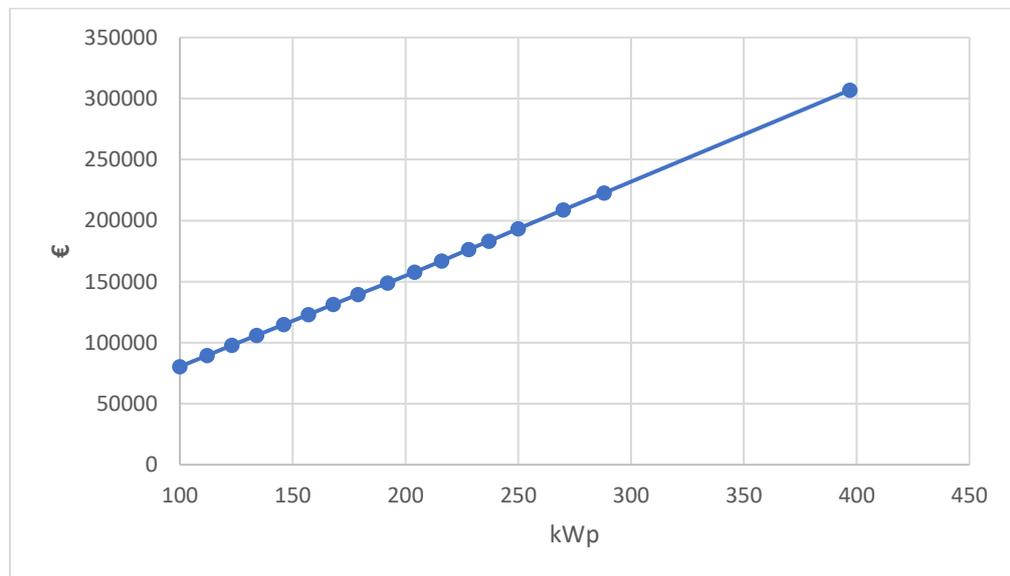


Vemos como, una vez se supera la potencia pico de 200 kW de instalación, valor máximo de la tabla 1, los ahorros anuales dejan de ser lineales.

La siguiente gráfica esclarecerá lo anteriormente citado:

Figura 12.

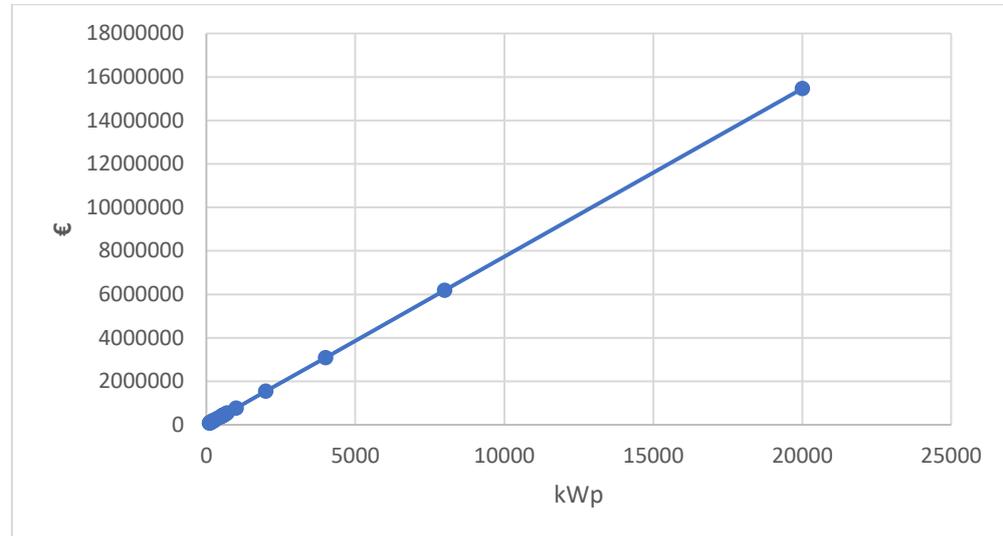
Evolución de los costes de instalación para potencias pico menores de 400 kWp.



Además:

Figura 13.

Evolución de los costes de instalación según la potencia pico.



Como muestra la gráfica, los costes de instalación crecen de forma prácticamente lineal, lo cual demuestra que se han realizado bien los cálculos ya que es que para obtener su valor se realizan interpolaciones lineales con los valores de la tabla 1, manteniendo constante dicho valor cuando supera el límite superior de dicha tabla.

Por tanto, a nivel económico interesaría instalar cuanto más potencia pico, mejor. El problema es que nos convertiríamos de una instalación de autoconsumo a una instalación con el fin de ser vendedor de energía.

7.4. POTENCIA PICO ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN

Una vez obtenidos los resultados económicos y energéticos, es necesario reflexionar sobre cuál sería la instalación óptima y qué criterios seleccionar para argumentar la selección.

Lógicamente, existen razones que disminuyen el rango de potencia pico que realmente es posible instalar en cualquier proyecto, como la superficie máxima disponible (2731.41 metros cuadrados). Este motivo acota los resultados óptimos.

Además, aunque en la tabla 5 se vea que cuanto mayor sea la instalación, mayores son los ahorros anuales -y más rentable es la instalación para el cliente-, y más energía genera la instalación, para que

se denomine autoconsumo, gran parte de la energía neta generada ha de ser consumida por la industria.

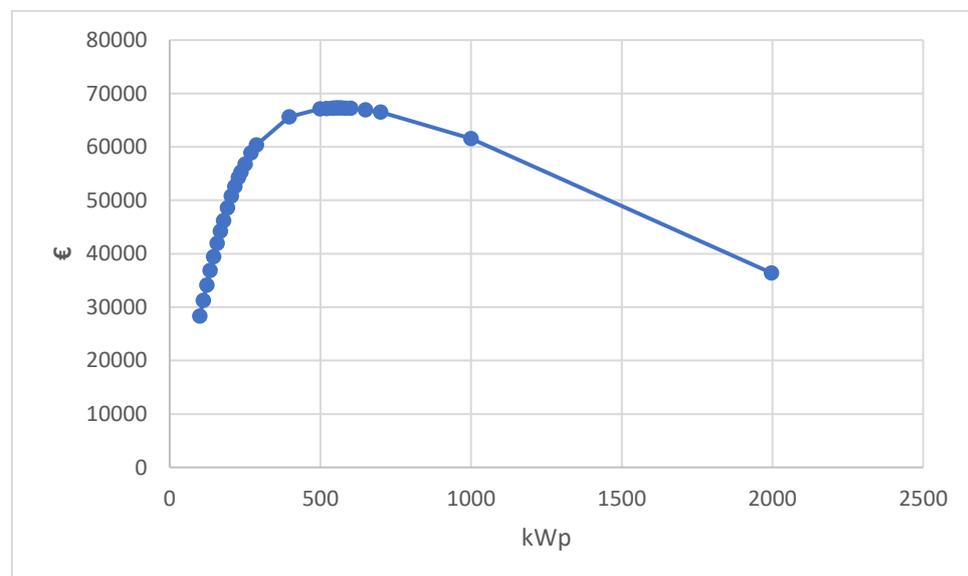
Energéticamente, se han utilizado los términos PV_{Frac} , SOL_{Frac} y aprovechamiento, con lo cual nuestra instalación óptima tiene que tener unos valores cercanos a los mencionados en la definición de estos conceptos.

Económicamente, se ha decidido añadir la columna de ahorro anual sin excedentes para tener más opciones de decidir ya que aunque obviamente según lo visto cuanto más se instale, más se gana, es interesante tener en cuenta que los costes fijos iniciales son muy altos, que la ley en algún determinado momento puede cambiar y que los excedentes se tengan que donar a la red o incluso no permitirlos y que el Trabajo de Fin de Grado no se vea influenciado por el momento puntual tan rentable para tener energía fotovoltaica por los elevados precios del kilovatio hora consumido de red.

Los resultados se han recogido en esta gráfica:

Figura 14.

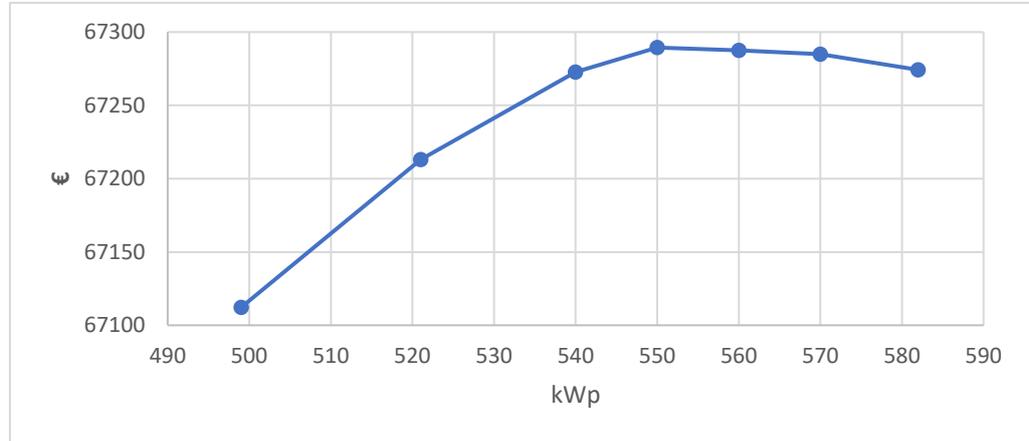
Ahorros anuales Sin Excedentes en función de la potencia pico.



Haciendo zoom a la zona donde la gráfica tiene un máximo podemos ver lo siguiente:

Figura 15.

Ahorros anuales Sin Excedentes para potencias pico menores de 600 kWp.



Por todo esto, la opción considerada como idónea es una instalación de 550 kWp. Las características que ha hecho determinar esta opción han sido las buenas condiciones energéticas con una fracción solar correcta (45 %), muy buena fracción fotovoltaica (92 %) y buen aprovechamiento (49 %) y las buenas condiciones económicas con un ahorro anual de 90853.07 €, el mayor ahorro anual sin excedentes (67289.44 €) y una inversión inicial que no alcanza el medio millón de euros (425150 €). En menos de 5 años, la inversión estaría amortizada.

Mostraremos ahora distintas gráficas para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp:

Figura 16.

Necesidades del usuario para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp.

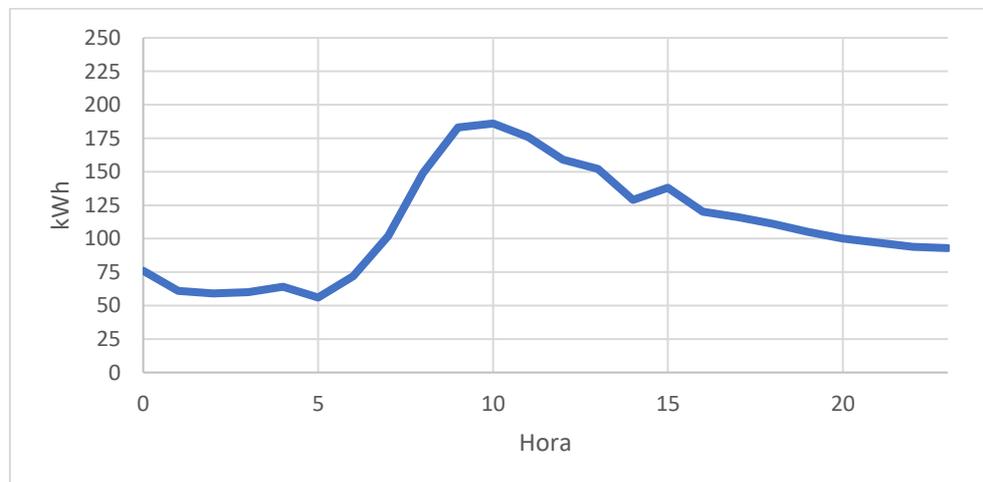
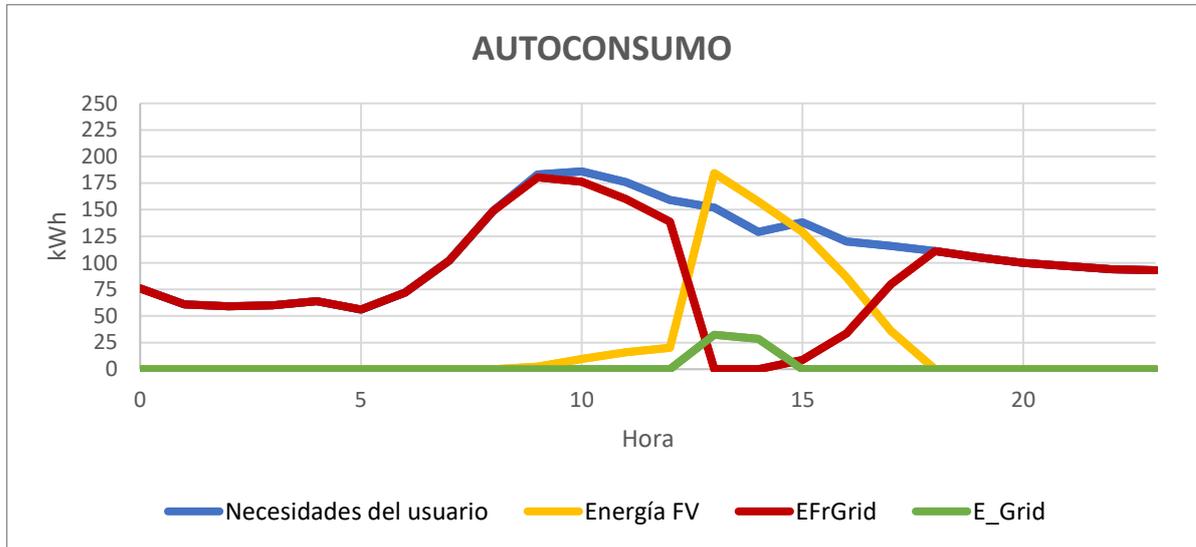


Figura 17.

Resumen energético para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp:



Y para un día tipo de verano:

Figura 18.

Necesidades del usuario para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp.

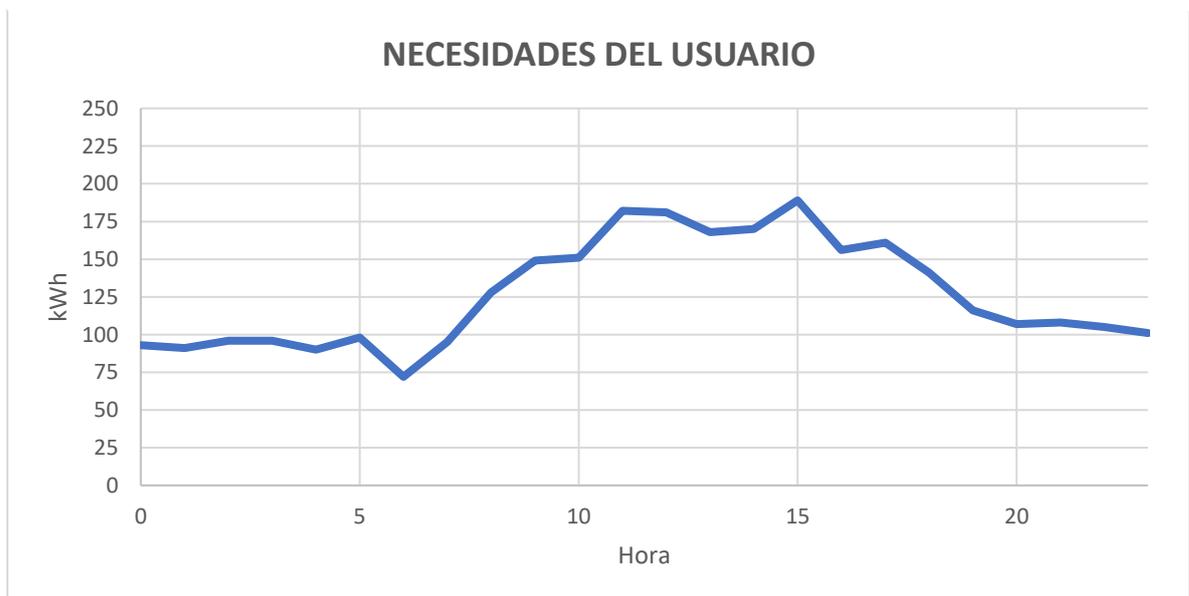
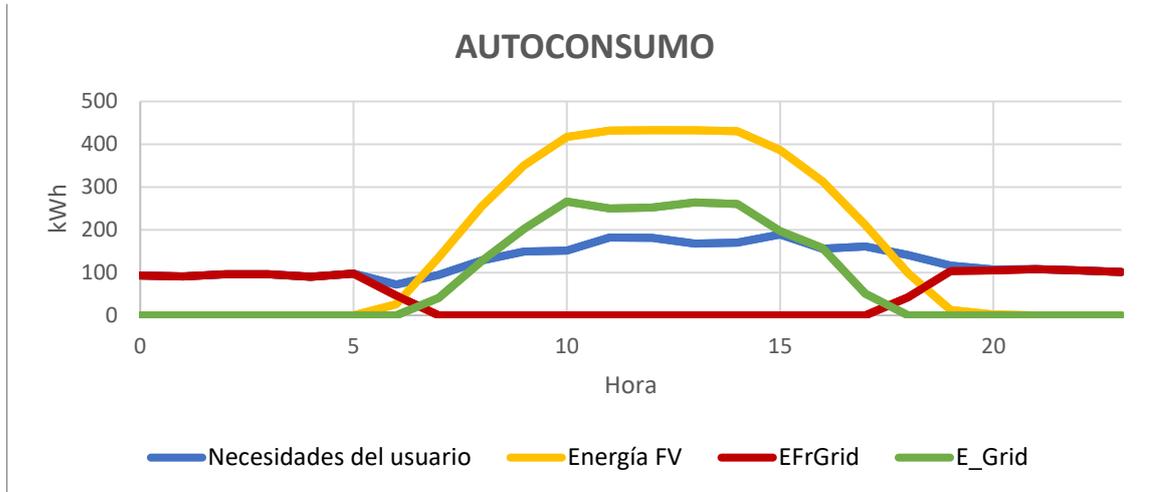


Figura 19.

Resumen energético para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp.



En las gráficas de días tipo, podemos ver cómo prácticamente el total de la energía usada por el usuario durante las horas centrales del día provienen de la fotovoltaica. Esto muestra que realmente la instalación funciona como debería ya que en el periodo punta (más caro) apenas estamos consumiendo energía de red.

Se concluye, por tanto, que la opción óptima se comporta como queríamos que se comportara teóricamente.



8. ESTUDIO CON BATERÍA

8.1. PARÁMETROS GLOBALES DEL ESTUDIO

Al igual que en el estudio sin batería, todos los escenarios estudiados se han realizado con el mismo consumo, ubicación de la industria porcina, parámetros de campo como la inclinación del plano donde se pondrían los módulos fotovoltaicos a 18° y el acimut a -23° y los datos meteorológicos de Meeonorm para simular con las mismas condiciones climáticas las diferentes pruebas.

Se ha utilizado el módulo LR6-72 HPH 400 M perteneciente a la marca Longi Solar y el inversor Symo GEN24 10.0 Plus, trifásico, perteneciente a la empresa Fronius International, utilizados también en el apartado anterior.

También, se utilizará la siguiente tabla de precios de acumuladores reales otorgadas por la empresa, donde se interpolará si es necesario el coste de la batería. Estos precios de baterías corresponden a la marca BYD en la última semana de mayo de 2022:

Tabla 6.

Coste del kWh de batería en función de su capacidad.

Capacidad batería en Wh	Coste en €/kWh
1	600
5000	500
8000	450
10000	400
15000	375

Se utilizarán los términos de coste y venta de energía de la tabla 2 y tabla 3.

Como se hizo en el apartado sin batería, cabe recordar que los costes de instalación que posteriormente han sido calculados con los datos otorgados por una empresa real y para un caso real mostrados en la tabla 4, no son siempre fijos. Estos costes cambian dependiendo de la empresa instaladora, stock de módulos e inversores fotovoltaicos,



situación económica global, sobrecostes etc. pero responden concretamente al valor a finales de mayo de 2022.

Evidentemente, pasa lo mismo con los términos de energía y venta de energía.

Además, es necesario aclarar que, dependiendo de la comunidad autónoma, es posible que el proyecto se acogiera a cierto tipo de subvenciones fotovoltaicas por parte de la junta de esa CCAA. Esto afectaría totalmente a los resultados económicos, sobre todo en el caso de usar baterías.

Por tanto, este estudio y cualquier estudio, los resultados óptimos dependerán del momento en el que se realice y el contexto que englobe ese momento concreto.

En cambio, los resultados energéticos son atemporales y no dependen nada más que de que se cumplan aproximadamente las predicciones meteorológicas utilizadas para el cálculo.

8.2. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ENERGÉTICO

El procedimiento utilizado será el mismo que en el apartado 7, simulando los distintos escenarios y obteniendo un archivo de salida Excel con las variables, pero teniendo en cuenta la capacidad de la batería para mismos y diferentes casos de potencia pico. Es decir, se estudiarán cinco escenarios de potencia pico definida introduciendo diferentes acumuladores dependiendo de su capacidad para cada uno de los escenarios.

Las variables a tener en cuenta han sido energía consumida por el usuario (E_{USER}), energía fotovoltaica producida ($E_{OUT\ INV}$), energía inyectada a la red (E_{GRID}), energía obtenida de la red (E_{FRGRID}), la energía de origen fotovoltaico usada (E_{SOLAR}) y la fracción solar (SOL_{FRAC}). También se ha tenido en cuenta el uso directo horario de la batería para ver que realmente cumplieran su función. Además, se añadirán al Excel que nos otorga el programa con los resultados, dos columnas con el precio de compra de energía según la tarifa 6.1 en junio y el precio de venta de la energía que tiene pactada la industria con la comercializadora, así como distintas cuentas -sobre todo sumatorios- para obtener el ahorro anual (4) que nos dirá si la instalación es rentable o no en comparación con el resto. Esto último se verá en el siguiente apartado.



Cabe recalcar que la energía de origen fotovoltaico usada (E_{SOLAR}) incluye la energía usada desde la batería, ya que los acumuladores se recargan a partir de la energía fotovoltaica sobrante.

A continuación, se mostrará la tabla con los resultados energéticos obtenidos al simular en PVSyst los distintos escenarios:



Tabla 7.

Resultados energéticos con batería.

Potencia pico (kWp) - capacidad (kWh)	E_{USER} (MWh)	$E_{OUT INV}$ (MWh)	E_{FRGRID} (MWh)	E_{GRID} (MWh)	E_{SOLAR} (MWh)	SOL_{Frac} (%)	PV_{Frac} (%)
112 - 323	1000	189	812	0	188	19 %	19 %
112 - 387	1000	189	812	0	188	19 %	19 %
112 - 452	1000	189	8812	0	188	19 %	19 %
112 - 516	1000	189	812	0	188	19 %	19 %
397 - 639	1000	662	471	116	529	53 %	66 %
397 - 852	1000	662	441	83	559	56 %	66 %
397 - 1095	1000	662	416	54	584	58 %	66 %
397 - 1826	1000	662	387	21	613	61 %	66 %
397 - 3895	1000	662	372	5	628	63 %	66 %
550 - 799	1000	918	379	269	622	62 %	92 %
550 - 958	1000	918	351	238	649	65 %	92 %
550 - 1118	1000	918	326	209	674	67 %	92 %
550 - 1278	1000	918	304	184	697	70 %	92 %
550 - 3994	1000	918	233	104	767	77 %	92 %
550 - 5325	1000	918	230	101	771	77 %	92 %
650 - 910	1000	1078	330	375	670	67 %	108 %
650 - 961	1000	1078	321	365	680	68 %	108 %
650 - 1065	1000	1078	302	343	698	70 %	108 %
1997 - 2938	1000	3330	331	2293	967	97 %	333 %
1997 - 3231	1000	3330	29	2288	972	97 %	333 %
1997 - 3525	1000	3330	24	2284	977	98 %	333 %
1997 - 3819	1000	3330	207	2280	980	98 %	333 %



Para comprender los resultados mostrados en la tabla 7, se va a distinguir primeramente entre casos con misma potencia pico y, posteriormente, los óptimos de cada uno entre sí.

Para una potencia pico de 112 kWp, vemos como, energéticamente, cuanto mayor sea la acumulación instalada (kWh) mejores resultados se obtienen. Esto era totalmente esperado, ya que la industria a estudio tiene consumos nocturnos altos. Se observa como a medida que se aumenta la batería, la energía demandada a red y la energía inyectada a red son menores, puesto que la energía de origen fotovoltaico usada (E_{SOLAR}) aumenta y la producción se mantiene constante, ya que no depende del uso de las baterías.

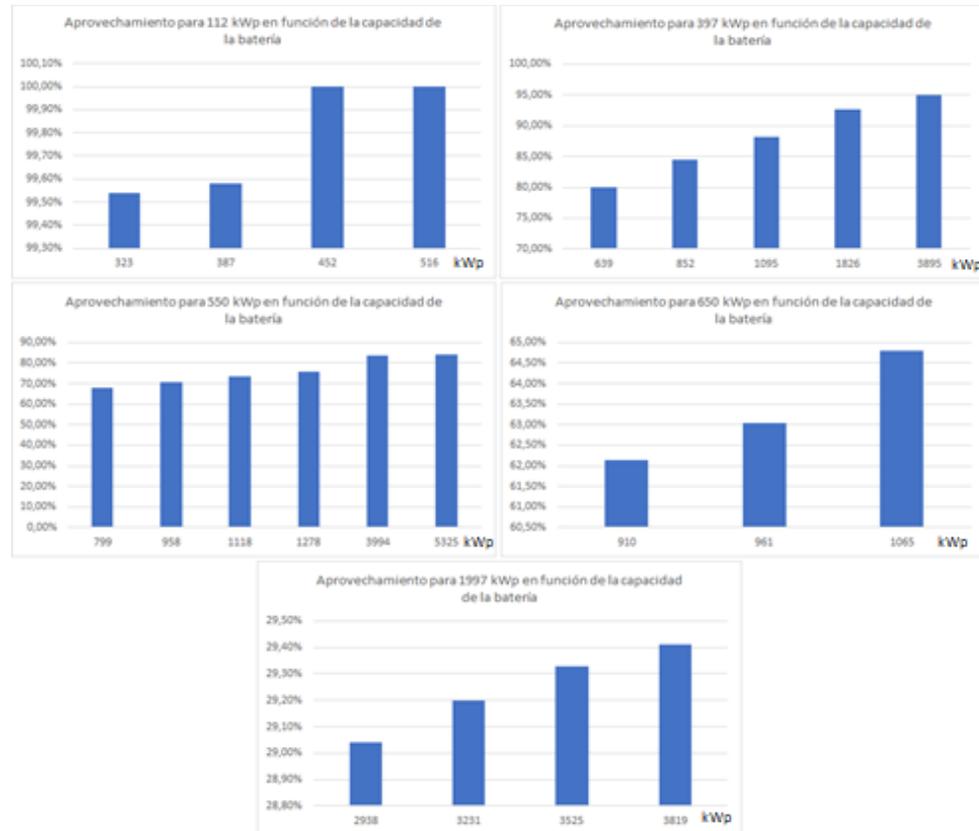
Estos resultados, son idénticos dentro de cada rango de acumuladores para una potencia pico concreta, donde además se ve el crecimiento de la fracción solar según se aumenta la capacidad de las baterías.

Además, se comprueba que los resultados obtenidos son lógicos observando que la fracción fotovoltaica es constante para cada potencia pico. Esto se explica desde la definición del concepto de dicho porcentaje, ya que ni la energía fotovoltaica producida ni los consumos del usuario varían con la incorporación de acumuladores a la instalación.

Para tener más datos, se mostrará una gráfica con el aprovechamiento para cada caso, reflejado en grupos de misma potencia pico:

Figura 20.

Aprovechamiento para distintas potencia pico y en función de la capacidad de las baterías.



Como vemos, según se aumenta la potencia pico, baja el aprovechamiento, pero según se aumenta la capacidad de la batería se aumenta el aprovechamiento.

Para ir descartando casos, los resultados de aprovechamiento para una potencia pico mayor o igual a 650 kWp son muy bajos teniendo en cuenta que se está realizando una inversión alta en baterías. En los estudios con una potencia pico de 1997 kWp, ninguno de los casos supera el 30%, lo cual significa que está alejado de una instalación realizable, mientras que para 650 kWp, pese a tener un valor aceptable, queda lejano de la mejora que debería tener en sistema al instalar acumulación en comparación al resto de pruebas.

Igualmente, quedan descartados los distintos estudios realizados con la potencia pico de 112 kWp, ya que aparte de que tiene un SOL_{Frac} y PV_{Frac} muy bajos, todos rondan el 100% de aprovechamiento, lo cual denota que se podría poner una mayor potencia pico ya que siempre



es aconsejable sobredimensionar un poco las instalaciones con el objetivo de sacar el máximo rendimiento al inversor. Esto se debe a que la producción de energía es inversamente proporcional a la temperatura y, por tanto, en épocas calurosas se desaprovecharía la potencia del inversor y de ahí que se opte por poner más paneles para el inversor. De esa manera, conseguiríamos mayor producción y mejor rendimiento.

Por tanto, quedan como posibles casos óptimos los casos estudiados para 397 kWp y para 550 kWp. Energéticamente hablando, cualquiera de estos casos es adecuado, sobre todo según se instale mayor capacidad, teniendo un mejor aprovechamiento y fracción solar.

8.3. RESULTADOS OBTENIDOS DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONÓMICO

En este apartado, se comparará el coste de la instalación, las facturas sin y con PV, así como los ahorros anuales y los años de amortización, de cada escenario planteado.

Para ello la fórmula 4, tendrá que tener una leve modificación para incluir la amortización a 20 años -vida útil aproximada de la batería- de las baterías utilizadas para el estudio.

$$\text{Ahorro anual} = (\text{Factura sin PV} - \text{Factura con PV}) - \frac{\text{Coste baterías}}{20} - \frac{\text{Coste de PV}}{25} \quad (8)$$

Además, para calcular la factura sin y con fotovoltaica, se utilizan las fórmulas (5) y (6) con los precios de las tablas 2 y 3.

En este caso, los años de amortización será una variable muy a tener en cuenta, ya que el alto precio actual de las baterías aumentará considerablemente el coste de instalación, pese a que el ahorro anual no se vea tan afectado.

A continuación, se mostrará la tabla con dichos valores económicos para las diferentes pruebas realizadas (en función de la potencia pico y la capacidad total de las baterías):



Tabla 8.

Términos económicos en función de la potencia pico y capacidad de la batería.

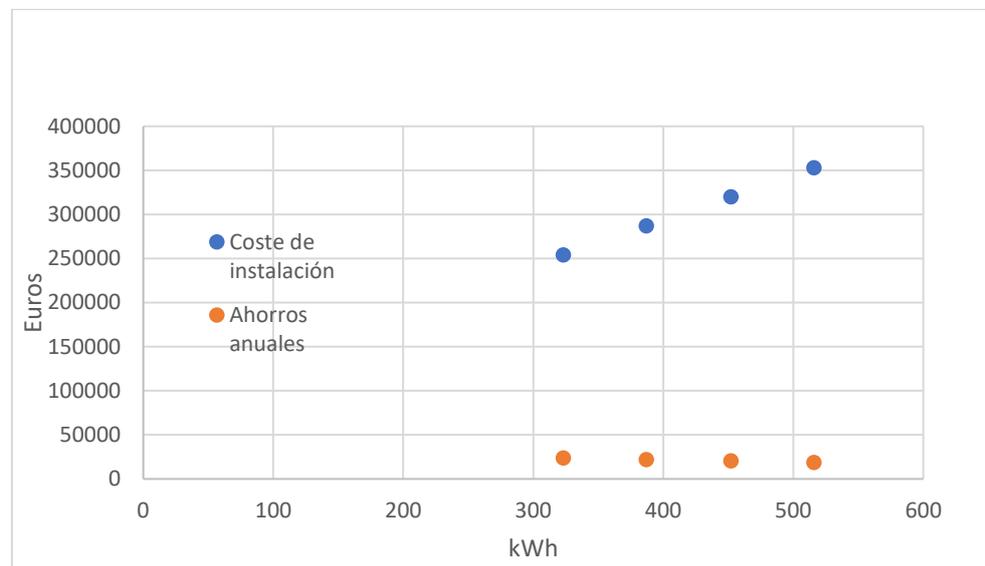
Potencia pico (kWp) - capacidad (kWh)	Coste de instalación (€)	Factura sin PV (€)	Factura con PV (€)	Ahorros anuales (€)	Años de amortización (años)
112 - 323	254135	179599	144253	23534	10.80
112 - 387	287049	179599	144244	21898	13.11
112 - 452	319963	179599	144239	20257	15.80
112 - 516	352877	179599	144236	18615	18.96
397 - 639	543131	179599	74039	81472	6.67
397 - 852	621881	179599	70904	80669	7.71
397 - 1095	711881	179599	68534	78540	8.82
397 - 1826	981881	179599	65728	67845	14.47
397 - 3895	1746881	179599	64239	31084	56.20
550 - 799	729734	179599	49802	97562	7.48
550 - 958	790651	179599	47023	97294	8.13
550 - 1118	851568	179599	44594	96677	8.81
550 - 1278	912484	179599	42525	95701	9.53
550 - 3994	1948070	179599	35688	50759	38.38
550 - 5325	2455710	179599	35331	25734	95.43
650 - 910	1053593	179599	36123	95820	11.00
650 - 961	1084212	179599	35133	95279	11.38
650 - 1065	1147062	179599	33270	93973	12.21
1997 - 2938	2645281	179599	-108637	171408	15.43
1997 - 3231	2755441	179599	-109223	166487	16.55
1997 - 3525	2865601	179599	-109727	161483	17.75
1997 - 3819	2975761	179599	-110071	156319	19.04

Como vemos en la tabla, según se aumenta la capacidad de la batería, para una misma potencia pico, los ahorros anuales disminuyen, los costes de instalación suben y, por tanto, los años de amortización aumentan.

Para reflejar la tendencia en la que se muestra que los costes de instalación suben mucho con respecto a lo poco que bajan los ahorros anuales en comparación, se ha realizado la siguiente gráfica, a modo de ejemplo, para los diferentes escenarios de 112 kWp:

Figura 21.

Coste de instalación vs ahorro anual en función de la capacidad de las baterías para 112 kWp.



Es por ello, que, con la inclusión de baterías en nuestra instalación, actualmente debido a su alto precio, los años de amortización son tan importantes para comprender si económicamente se está mejorando o no.

Sabiendo que la garantía de las baterías BYD por parte del fabricante son 10 años, lo más recomendable sería que el tiempo de amortización no llegara hasta esa cifra. Por tanto, económicamente hablando solo ciertos casos de 397 kWp y 550 kWp son interesantes aplicando este criterio.

Tabla 9.

Instalaciones deseables desde un punto de vista económico.

Potencia pico (kWp) - capacidad (kWh)	Años de amortización (años)
397 - 639	6.67
397 - 852	7.71
397 - 1095	8.82
550 - 799	7.48
550 - 958	8.13
550 - 1118	8.81
550 - 1278	9.53

Los casos óptimos para nuestra instalación, desde un punto de vista económico serían los referidos a dichas potencia pico, pero con la menor capacidad de batería para amortizar la instalación lo antes posible.

8.4. CONFIGURACIÓN CON BATERÍAS ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN

Habiendo realizado el estudio energético y económico de los distintos proyectos de instalación, existen dos configuraciones que resaltan en ambos estudios: 397 kWp – 639 kWh y 550 kWp – 799 kWh.

Entre ambas opciones, la opción de 550 kWp – 799 kWh sería la mejor opción. Estamos hablando de una configuración con muy buenas características que ha hecho determinar esta opción como óptima: muy buenas condiciones energéticas con una fracción solar buena (62 %), muy buena fracción fotovoltaica (92 %) y muy buen aprovechamiento (67,71 %) y las buenas condiciones económicas con un ahorro anual de 97561.71€ y una inversión inicial de 729734€. En menos de 7 años y medio, la inversión estaría amortizada, entrando en el plazo de garantía de módulos e inversores.

Mostraremos ahora distintas gráficas para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp – 799 kWh:

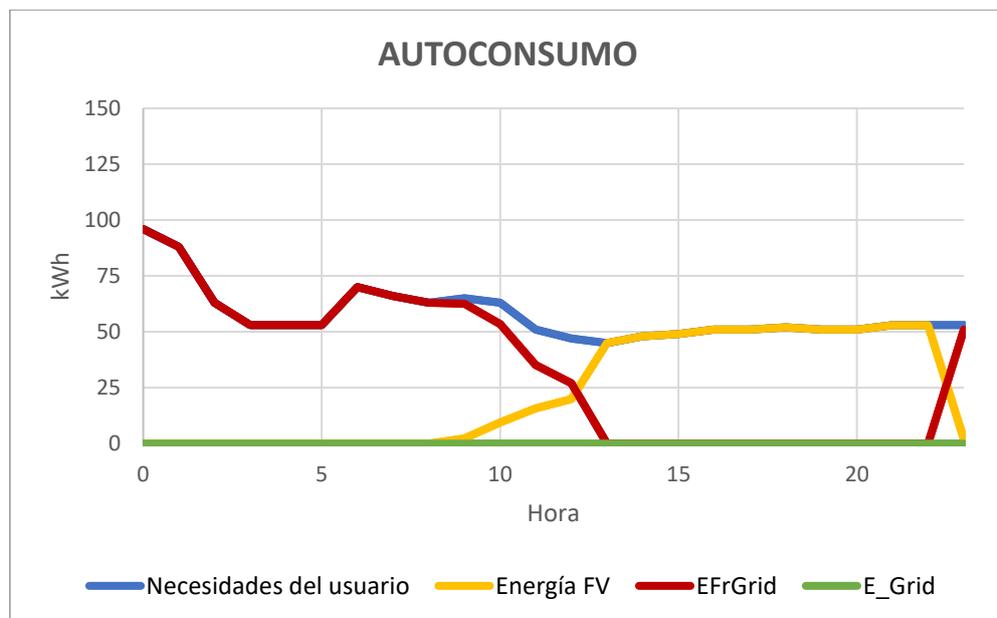
Figura 22.

Necesidades del usuario para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.



Figura 23.

Resumen energético para un día tipo de invierno de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.



Y para un día tipo de verano:

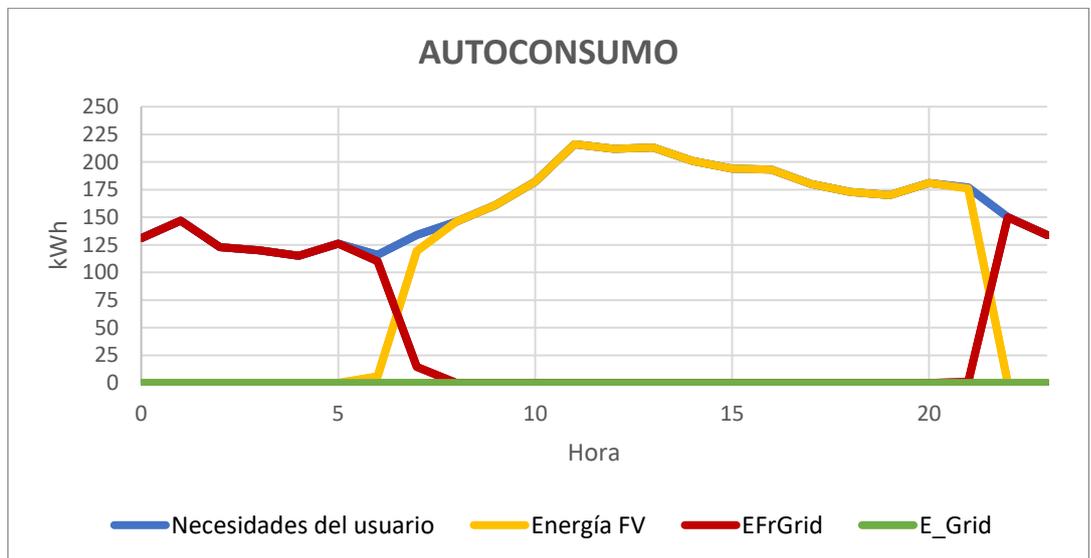
Figura 24.

Necesidades del usuario para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.



Figura 25.

Resumen energético para un día tipo de verano de nuestra instalación de 550 kWp - 799 kWh.



Se concluye, por tanto, que la opción óptima se comporta como queríamos que se comportara teóricamente.



9. CONCLUSIONES

Una vez realizados los estudios económicos y energéticos para la industria porcina, tanto con baterías como sin baterías, es necesario tomar una decisión final sobre la configuración definitiva a realizar.

Las características de la opción considerada como idónea en el estudio SIN baterías (550 kWp) son una fracción solar de 45 %, fracción fotovoltaica de 92 % y un aprovechamiento de 49 % y las condiciones económicas con un ahorro anual de 90853.07 €, el mayor ahorro anual sin excedentes de 67289.44 € y una inversión inicial que no alcanza el medio millón de euros (425150 €). En menos de 5 años, la inversión estaría amortizada.

Las características de la opción considerada como idónea en el estudio CON baterías (550 kWp – 799 kWh) son una fracción solar de 62 %, una fracción fotovoltaica de 92 % y un aprovechamiento de 67,71 % y unas condiciones económicas con un ahorro anual de 97561.71€ y una inversión inicial de 729734€. En menos de 7 años y medio, la inversión estaría amortizada, entrando en el plazo de garantía de módulos e inversores.

Una vez realizada esta breve recapitulación de las características, se procede a comparar ambas.

Desde un punto de vista energético, la opción de incorporar baterías es mejor. Las baterías permiten aprovechar más la energía solar (mayor fracción solar y aprovechamiento) y, por tanto, la energía consumida de red es relevantemente menor. Al ser una industria a tres turnos, el consumo encaja perfectamente con el uso de dichas baterías, ya que durante las horas centrales se produce más energía de la que se consume, y esa energía gracias a los acumuladores puede ser consumida en horas más tardías donde no haya producción solar.

Desde un punto de vista económico, la opción sin baterías gana fuerza ya que tarda menos en amortizarse, y a largo plazo, poniendo un periodo de vida a la instalación de 25 años, el usuario ganaría 1846176€ mientras que con baterías ganaría 1709308€.

Como se ve, cada una de las opciones gana en uno de los aspectos, pero a lo largo de todo este Trabajo de Fin de Grado se ha enfatizado en que el aspecto energético es más importante por el hecho de ser atemporal. Remarcando que ambas opciones serían válidas y totalmente realizables, la opción CON baterías 550 kWp – 799 kWh es considerada como óptima finalmente.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES



10. COMPARATIVA ENTRE SIZE PRO Y PVSYST

En este apartado, se compararán los resultados de producción neta generada entre dos herramientas de cálculo de instalaciones fotovoltaicas. El primero de ellos, SIZE Pro, es una herramienta online perteneciente a PROYECTARENOVABLES CONTROL SLU, empresa donde realicé las prácticas de empresa. Esta aplicación tiene como objetivo simplificar el cálculo y realizar un análisis técnico-comercial para entregar al cliente en un periodo de tiempo breve. Para ello, SIZE Pro, realiza todas las simulaciones dentro de un rango marcado por el usuario y te muestra cuál es la opción idónea según un criterio a elegir.

El segundo software, PVsyst, es el que se ha utilizado a lo largo de todo el Trabajo Fin de Grado. Esta herramienta tiene muchas más opciones de carácter técnico, otorgando un nivel de precisión y caracterización al proyecto elevadísimo, aunque, a cambio, obliga a realizar las simulaciones una a una configurando las características propias de dicha simulación. A nivel comercial, el usuario debe tener mayores conocimientos y gastar más tiempo para obtener un resultado, eso sí, con una exactitud garantizada.

Por tanto, al ser este un Trabajo Fin de Grado con un carácter técnico, se decidió conjuntamente con ambos tutores que el grueso del trabajo fuese realizado con el software PVsyst pero que una comparativa entre los resultados que dan ambas herramientas de cálculo sería de carácter valioso para comparar la fiabilidad de SIZE Pro con respecto a PVsyst y viceversa.

A continuación, se exponen los 100 casos de estudio en los que se ha caracterizado una ubicación, tipo de módulo, tipo de inversor y configuración, siendo distintos entre sí para cada uno de los 100 casos; simulando en cada software los 100 casos, obteniendo así la producción neta generada a lo largo de un año y comparándola entre un software y otro mediante la siguiente fórmula:

$$Diferencia = 1 - \left(\frac{\text{Energía neta generada PVsyst}}{\text{Energía neta generada SIZE Pro}} \right) \quad (9)$$



Tabla 10.

Resultados de la comparativa entre SIZE Pro y PVsyst.

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 1	Ávila	JAM60S20-365/MR	24	SUN2000L-8KTL-M1	1	15162,5	15060	0,68%
CASO 2	Ávila	JAM60S20-365/MR	56	SUN2000L-8KTL-M1	2	35394,61	35190	0,58%
CASO 3	Ávila	JAM60S20-365/MR	28	SUN2000L-8KTL-M1	1	17697,31	17595	0,58%
CASO 4	Santiago	ALP-370	44	GW8K-ET	2	22.467,58	23208	-3,30%
CASO 5	Santiago	ALP-370	240	GW8K-ET	10	122.708,45	123300	-0,48%
CASO 6	Santiago	ALP-370	120	GW8K-ET	5	61.338,17	61856	-0,84%
CASO 7	Santiago	ALP-370	14	SOLAX BOOST X1-4.6T	1	7.104,55	7649	-7,66%
CASO 8	Salamanca	CSUN 325-72P	72	SUN2000L-2KTL-L1	9	38.813,78	37679	2,92%
CASO 9	Salamanca	CSUN 325-72P	16	SUN2000L-2KTL-L1	2	8.595,17	8687	-1,07%
CASO 10	Salamanca	CSUN 325-72P	936	SUN2000L-2KTL-L1	117	505.043,87	509400	-0,86%
CASO 11	Salamanca	CSUN 325-72P	260	SUN2000L-2KTL-L1	10	140.436,29	137770	1,90%
CASO 12	Talavera	JAM60S10 -320/PR	98	MOD 3000TL3-X	7	54.178,38	54645	-0,86%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 13	Talavera	JAM60S10 -320/PR	210	MOD 3000TL3-X	15	116.141,76	112590	3,06%
CASO 14	Talavera	ALP-370	660	MOD 3000TL3-X	55	413.430,62	410800	0,64%
CASO 15	Elda	JAM60S20-365/MR	22	GW8K-ET	1	13.861,32	13863	-0,01%
CASO 16	Elda	JAM60S20-365/MR	78	GW8K-ET	3	49.273,41	49127	0,30%
CASO 17	Elda	JAM60S20-365/MR	130	GW8K-ET	5	82.148,94	80478	2,03%
CASO 18	Elda	ALP-370	140	SOLAX BOOST X1-4.6T	10	87.204,31	88636	-1,64%
CASO 19	Cádiz	JKM400M-72H	20	PIKO IQ 3.0	2	12.802,24	14170	-10,68%
CASO 20	Cádiz	JKM400M-72H	26	MOD 9000TL3-X	1	18.548,88	18922	-2,01%
CASO 21	Cádiz	JKM400M-72H	216	GW700-XS	108	151.041,34	150410	0,42%
CASO 22	Badajoz	CWT440 144PM-HC	98	GW5000-EH	7	72.829,83	73320	-0,67%
CASO 23	Badajoz	CWT440 144PM-HC	14	GW5000-EH	1	10.369,90	10474	-1,00%
CASO 24	Badajoz	CWT440 144PM-HC	364	GW5000-EH	26	270.619,62	272330	-0,63%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 25	Badajoz	JAM60S20-365/MR	24	SUN2000L-6KTL-L1	1	14.978,88	15102	-0,82%
CASO 26	Huesca	CSUN 330-72P	28	GW8K-ET	1	15.508,21	15672	-1,06%
CASO 27	Huesca	CSUN 330-72P	112	GW8K-ET	4	62.149,46	62688	-0,87%
CASO 28	Huesca	ALP-370	20	MOD 3000TL3-X	2	12.221,45	12516	-2,41%
CASO 29	Huesca	ALP-370	10	MOD 3000TL3-X	1	6.091,43	6258	-2,73%
CASO 30	Madrid	MEPV144 Half-Cut Plus 550	16	MIN 6000TL-XH	1	15.342,68	13910	9,34%
CASO 31	Madrid	FU500M SILK Premium	90	GW6000-MS	10	80.498,53	71524	11,15%
CASO 32	Madrid	CWT440 144PM-HC	8	GW700-XS	4	5.986,25	5392	9,93%
CASO 33	Madrid	JAM60S20-365/MR	1250	MOD 9000TL3-X	125	808.046,99	726330	10,11%
CASO 34	Toledo	JAM60S20-365/MR	7	GW6000-MS	1	4405,01	4433	-0,64%
CASO 35	Toledo	JAM60S20-365/MR	24	GW6000-MS	1	15.246,71	15208	0,25%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 36	Toledo	JAM60S20-365/MR	336	GW120K-HT	1	216.145,21	213300	1,32%
CASO 37	Murcia	LR5-72HPH-525M	152	GW-60KN-MT	1	140.621,77	141580	-0,68%
CASO 38	Murcia	LR5-72HPH-525M	256	GW-60KN-MT	2	236.857,03	237600	-0,31%
CASO 39	Murcia	LR5-72HPH-525M	320	GW-60KN-MT	2	296.092,29	296160	-0,02%
CASO 40	Murcia	JKM400M-72H-V	64	GW5000-EH	2	44.769,13	44430	0,76%
CASO 41	Jaén	NEMO 2.0 60M 325	20	SUN2000L-6KTL-L1	2	10.934,43	11135	-1,83%
CASO 42	Jaén	NEMO 2.0 60M 325	176	SUN2000L-6KTL-L1	16	96.560,69	98260	-1,76%
CASO 43	Jaén	NEMO 2.0 60M 325	400	SUN2000L-6KTL-L1	40	219.456,19	222700	-1,48%
CASO 44	Jaén	AS-6P 355	432	GW10K-ET	12	270.669,80	259900	3,98%
CASO 45	Ponferrada	LX-540M144	90	GW100K-HT	1	73.102,34	72025	1,47%
CASO 46	Ponferrada	LX-540M144	76	PIKO CI 60	1	61.372,26	62523	-1,88%
CASO 47	Ponferrada	LX-540M144	152	PIKO CI 60	1	122.779,23	125050	-1,85%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 48	Ponferrada	LX-540M144	36	PIKO 10	1	28.737,59	29674	-3,26%
CASO 49	Granada	JAM60S20-365/MR	28	MOD 9000TL3-X	2	18.520,87	18487	0,18%
CASO 50	Granada	JAM60S20-365/MR	56	MOD 9000TL3-X	2	37.122,62	36973	0,40%
CASO 51	Granada	JAM60S20-365/MR	90	MOD 9000TL3-X	3	59.687,21	59287	0,67%
CASO 52	Granada	JAM60S20-365/MR	144	SUN2000L-4.6KTL-L1	12	93.645,09	94655	-1,08%
CASO 53	Huelva	UL - 370M - 72MBB	48	GW1000-XS	16	31.524,30	30336	3,77%
CASO 54	Huelva	UL - 370M - 72MBB	9	GW1000-XS	3	5.876,91	5688	3,21%
CASO 55	Huelva	OS270P	160	GW-60KN-MT	4	76.494,81	74486	2,63%
CASO 56	Huelva	OS270P	138	GW-60KN-MT	3	65.972,64	65088	1,34%
CASO 57	Girona	SG350M	18	GW8K-ET	1	9.109,69	9.563,00	-4,98%
CASO 58	Girona	SG340P	32	GW8K-ET	1	15.849,40	15766	0,53%
CASO 59	Girona	SG340P	72	GW8K-ET	3	35.693,66	35614	0,22%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 60	Oviedo	REC450AA 72	10	SUN2000L-8KTL-M1	1	5.571,69	5550	0,39%
CASO 61	Oviedo	REC450AA 72	16	SUN2000L-8KTL-M1	2	8.822,19	8854	-0,36%
CASO 62	Oviedo	REC450AA 72	30	SUN2000L-8KTL-M1	3	16.771,45	16649	0,73%
CASO 63	Almería	PW60LHT-C 335	18	SUN2000L-4.6KTL-L1	2	10.503,82	10804	-2,86%
CASO 64	Almería	PW60LHT-C 335	120	SUN2000L-4.6KTL-L1	10	70.362,34	71937	-2,24%
CASO 65	Almería	PW60LHT-C 335	76	SUN 2000-12KTL-M2	2	45.366,51	46098	-1,61%
CASO 66	Lugo	NEMO 3.0 120M 380	30	MOD 4000TL3-X	5	14.813,45	15391	-3,90%
CASO 67	Lugo	NEMO 3.0 120M 380	126	MOD 4000TL3-X	21	62.312,38	64643	-3,74%
CASO 68	Lugo	NEMO 3.0 120M 380	120	GW8K-ET	10	59.514,93	61446	-3,24%
CASO 69	Lugo	NEMO 3.0 120M 380	14	GW8K-ET	2	6.760,32	7137	-5,57%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 70	Tordesillas	REC450AA 72	9	SUN2000L-8KTL-M1	1	6.616,06	6830	-3,23%
CASO 71	Tordesillas	REC450AA 72	44	SUN2000L-8KTL-M1	4	32.600,56	33541	-2,88%
CASO 72	Tordesillas	REC450AA 72	50	SUN2000L-8KTL-M1	5	37.030,31	38044	-2,74%
CASO 73	Santander	PW72LHT-C 430	72	PIKO CI 60	1	39.363,85	40694	-3,38%
CASO 74	Santander	PW72LHT-C 430	96	PIKO CI 60	1	51.282,37	53706	-4,73%
CASO 75	Santander	PW72LHT-C 430	90	GW10K-ET	3	49.538,70	51026	-3,00%
CASO 76	Santander	PW72LHT-C 430	48	GW10K-ET	2	26.400,54	27182	-2,96%
CASO 77	Cuenca	RSM72-6-325P	64	Hybrid Series 48V 5.0	4	35.416,04	35059	1,01%
CASO 78	Cuenca	RSM72-6-325P	36	Hybrid Series 48V 5.0	3	19.888,79	19642	1,24%
CASO 79	Cuenca	RSM72-6-325P	32	Hybrid Series 48V 5.0	2	17.688,36	17529	0,90%
CASO 80	Cuenca	RSM72-6-325P	96	Three phase Hybrid Series 48V 10,0	4	53.415,21	52597	1,53%
CASO 81	Valladolid	OS30P	1400	Hybrid Series 48V 5.0	5	66.558,74	67355	-1,20%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 82	Valladolid	OS30P	540	Hybrid Series 48V 5.0	3	25.648,24	26052	-1,57%
CASO 83	Valladolid	OS30P	832	Three phase Hybrid Series 48V 10,0	13	39.744,84	40267	-1,31%
CASO 84	Valladolid	OS30P	240	Three phase Hybrid Series 48V 10,0	4	11.438,04	11566	-1,12%
CASO 85	Valladolid	FLASH 375 Shingle Black	30	GW700-XS	15	17.896,81	18165	-1,50%
CASO 86	Valladolid	FLASH 375 Shingle Black	80	GW700-XS	40	47.786,90	48440	-1,37%
CASO 87	Gijón	JKM395M-72-V	30	BOOST X1-3.3T	3	13864	13.455,77	2,94%
CASO 88	Gijón	JKM395M-72-V	40	BOOST X1-3.3T	5	17.943,87	18440	-2,76%
CASO 89	Gijón	JKM395M-72-V	12	BOOST X1-3.3T	1	5.366,97	5455	-1,64%
CASO 90	Gijón	ET-M672BH440BB	48	MOD 9000TL3-X	2	24.074,64	24905	-3,45%
CASO 91	Castellón	ET-M672BH440BB	56	MOD 10KTL3-X	2	40.768,47	41325	-1,37%



Tabla 10. (cont.)

CASO	Localización	Modelo Módulo	Núm. módulos	Modelo inversor	Núm. inversores	Neta generada SIZE Pro (kWh)	Neta generada PVsyst (kWh)	Diferencia
CASO 92	Castellón	ET-M672BH440BB	96	MOD 10KTL3-X	4	69.915,09	70969	-1,51%
CASO 93	Castellón	JAM72S20-445/MR	104	MOD 10KTL3-X	4	76.330,93	77854	-2,00%
CASO 94	Castellón	JAM72S20-445/MR	56	MOD 10KTL3-X	2	41.083,89	41835	-1,83%
CASO 95	Albacete	OS10P	1000	SUN2000L-2KTL-L1	1	16.567,37	16734	-1,01%
CASO 96	Albacete	OS10P	3400	SUN2000L-2KTL-L1	68	56.423,68	56798	-0,66%
CASO 97	Albacete	OS10P	208	SUN2000L-2KTL-L1	1	3.414,82	3483	-2,00%
CASO 98	Cartagena	JLS60M 320W	54	Hybrid Series 48V 5.0	3	29.626,54	30052	-1,44%
CASO 99	Cartagena	JLS60M 320W	8	Hybrid Series 48V 5.0	1	4.353,48	4447	-2,15%
CASO 100	Cartagena	JLS60M 320W	480	Hybrid Series 48V 5.0	24	263.695,4	267330	-1,38%



Mostrados los 100 casos y los resultados para cada uno de ellos, podemos demostrar de forma cualitativa la similitud de resultados entre ambas herramientas de cálculo fotovoltaico.

La máxima diferencia a favor de SIZE Pro es de un 11.15%, la máxima diferencia a favor de PVsyst es de un 10.68% y la media de resultados es de un 0.54%. Estos datos validan los resultados que se obtienen con la herramienta SIZE Pro, ya que PVsyst es el software referencia en el panorama mundial a nivel de resultados teniendo incluso bancabilidad a la hora de pedir financiación en bancos para instalaciones fotovoltaicas.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES



11. BIBLIOGRAFÍA

Autoconsumo de energía eléctrica. (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 14 de septiembre de 2022, de <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/autoconsumo.aspx>

Baterías BYD. (s. f.). AutoSolar. Recuperado 2 de noviembre de 2022, de <https://autosolar.es/baterias/byd>

«BOE» núm. 174, de 22 de julio de 2021, páginas 88085 a 88086. (2021, 15 julio). Boletín Oficial del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-12259

Cartografía del buscador de inmuebles en la Sede Electrónica del Catastro. (s. f.). Sede Electrónica del Catastro. Recuperado 25 de abril de 2022, de <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?del=5&mun=229&refcat=05229A00500436&Xcentro=360737.087138173&Ycentro=4516585.69075142&from=OVCBusqueda&final=&pest=coordenadas&latitud=40.78846475715836&longitud=%20-4.650590382012078&gradoslat=&minlat=&seglat=&gradoslon=&minlon=&seglon=&x=&y=&huso=0&tipoCoordenadas=2&ZV=NO&ZR=NO&anyoZV=&tematicos=&anyotem=>

El autoconsumo fotovoltaico instalado en España creció más del 100% en 2021. (2022, 31 enero). Unión Española Fotovoltaica (UNEF). <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/el-autoconsumo-fotovoltaico-instalado-en-espana-crecio-mas-del-100-en-2021>

Preguntas frecuentes sobre autoconsumo. (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 25 de agosto de 2022, de <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>

Real Decreto de autoconsumo 244/2019. (2019, 8 noviembre). MIW Energía. <https://www.miwenergia.com/real-decreto-autoconsumo-la-compensacion-simplificada/>