



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ENERGÍA Y RESPONSABILIDAD SOCIAL: ESTRATEGIA PARA  
LA GESTIÓN DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

Autor: Fernando Vázquez y Cuervo-Arango

Director: José Luis Becerra García

Madrid

Junio de 2025



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**ENERGÍA Y RESPONSABILIDAD SOCIAL: ESTRATEGIA PARA LA GESTIÓN  
DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024-2025 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es  
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Fernando Vázquez Cuervo-Arango      Fecha: 16 / 07 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto

**EL DIRECTOR DEL PROYECTO**



Fdo.: José Luis Becerra García      Fecha: 16 / 07 / 2025



# Agradecimientos

Me gustaría aprovechar esta sección para dedicar unas líneas a todos aquellos que me han acompañado durante estos años. Por encima de todo este trabajo es un reflejo del esfuerzo puesto en el trabajo para sacar adelante este grado además de los conocimientos adquiridos y de la misma forma de todas aquellas personas que me han acompañado, animado y levantado cuando, a veces, se hacía demasiado pesado.

Ante todo, me gustaría agradecer a mi familia, mis padres y hermanos, además de otros miembros cuyo apoyo, consuelo, comprensión ha sido lo que me ha dado energía para seguir adelante por muy lejos que estuviera de casa con todas las ventajas y desventajas de vivir lejos de aquellos que te han visto crecer.

Asimismo, me gustaría hacer una mención especial a todos aquellos compañeros y sobre todo a mis amigos, con los que he compartido esta experiencia de vida que ha sido estudiar en la Universidad Pontificia Comillas, ICAI. Todos aquellos con los que he coincidido a lo largo de los años, unos pocos que hemos estado juntos desde el principio y tantos otros con los que espero seguir coincidiendo de aquí en adelante. Especialmente recordar a un grupo de personas que este pasado año me ha hecho un gran regalo con su amistad, una atípica que no se encuentra fácilmente, ellos saben quien son.

Además, me gustaría agradecer a todo el equipo de Pasek España S.L. quien me ha ayudado y facilitado tanto. Por su disponibilidad continua, confianza y amabilidad para que les pudiese aportar una solución para su situación dándome la oportunidad de aprender de un caso real con profesionales y experiencias desde dentro de la industria.

Finalmente, me gustaría agradecer a mi tutor, Jose Luis Becerra García, por haber confiado en la propuesta que le brindé casi al principio de curso y, más importante, en mí. Por todas las horas de reuniones semanales, independientemente del horario sacando tiempo de donde no lo había, tras explicarme incansablemente análisis y procesos para asegurarme de que aprendiese y aprovecharse al máximo la oportunidad, gracias.



# ENERGÍA Y RESPONSABILIDAD SOCIAL: ESTRATEGIA PARA LA DONACIÓN DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO A TRAVÉS DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS

**Autor:** Vázquez Cuervo-Arango, Fernando.

**Director:** Becerra García, José Luis.

**Entidad Colaboradora:** PASEK ESPAÑA S.L.

## RESUMEN DEL PROYECTO

A continuación, se presentará un resumen del trabajo que se desarrollará más adelante de forma introductoria para facilitar su comprensión en el desglose posterior.

**Palabras clave:** Energía, Autoconsumo, Comunidad de Renovables, Excedentes y Optimización.

### 1. Introducción

Este proyecto aborda la situación actual de la Mina David, situada en la comarca de Ortelal, Galicia y propiedad de la empresa Pasek España S.L., que cuenta con una instalación de 750 placas fotovoltaicas y un exceso de generación de energía que se quiere donar a la localidad de Landoy, cercana a la explotación. El objetivo es generar un impacto social positivo mediante la reducción de la factura eléctrica y fomentar un modelo energético más sostenible, profundizando en conocimientos relativos a la viabilidad técnica, económica y legal de esta iniciativa.

Para ello, se estudiarán las Comunidades de Renovables (REC) como posible solución, analizando la generación y consumo de energía, a través de la plataforma iSolarCloud facilitada por la empresa, y se contrastará este análisis con una estimación de generación llevada a cabo con el programa PVSyst. El fin es el de mejorar el autoconsumo establecido para gestionar la donación de dicho excedente a través de una REC o por su venta con un Public Purchase Agreement (PPA).

### 2. Definición del proyecto

El proyecto se enfoca en evaluar el marco legal, económico y administrativo necesario para el aprovechamiento de los excedentes de generación de la instalación en cuestión. Para ello, se desarrollarán cada una de las áreas mencionadas anteriormente en cada caso de solución propuesto para entender las limitaciones, ya sean técnicas o regulatorias, establecidas alrededor de este tipo de propuestas y cómo afectan al proyecto.

Asimismo, y de manera más extensa con más énfasis, se analizará el modelo de funcionamiento con el objetivo siempre de optimizar recursos y maximizar el impacto económico del trabajo. Se explorarán diferentes alternativas que permitirán, tanto a la empresa como a los residentes del municipio, alcanzar sus objetivos de beneficio social y económico para todas las partes involucradas maximizando el alcance de los beneficios de la empresa más allá de la misma promoviendo el desarrollo socioeconómico local.

### **3. Descripción del modelo/sistema/herramientas**

Como se ha mencionado previamente para el análisis de la instalación fotovoltaica de la Mina David se utilizarán dos herramientas clave: iSolarCloud y PVSyst. La primera proporcionado acceso a través de la empresa Pasek España S.L. es una plataforma de monitorización a tiempo real que permite visualizar la producción solar, el consumo eléctrico y los excedentes inyectados a red en todo momento. Gracias a la misma se han podido obtener datos y gráficos indispensables sin los que no se podría haber llegado a las soluciones y conclusiones para la optimización del autoconsumo.

Por otro lado, PVSyst ha sido igualmente valiosa pues gracias a la simulación de producción de energía bajo condiciones óptimas, considerando todo tipo de detalles, se puede llegar a una idea de la capacidad real que tiene una instalación de esta envergadura. La combinación de ambos sistemas ha hecho posible el ajuste de operación de la planta para su optimización. Esta es la base que proporciona los cimientos sobre los que se sostienen las conclusiones de este proyecto.

### **4. Resultados**

Tras analizar los datos a nivel anual, mensual y diario, se llega a la conclusión de que, a pesar de que sobra suficiente energía como suplir la demanda del núcleo urbano en cuestión, debido a que sobra durante el fin de semana cuando el mercado de energía tiene los precios más bajos no se tendría una repercusión sustancial sobre dicha factura eléctrica.

Es por esto que se decide llevar a cabo un estudio de PPA (Power Purchase Agreement) en el que se pueda vender el excedente en su totalidad. De esta forma se obtendría una compensación monetaria que se podría destinar a fines sociales teniendo incluso, entre los posibles destinos de estos fondos, el hacer viable los objetivos que inicialmente se tenían con la REC contribuyendo a través de cualquiera de las alternativas a la sostenibilidad energética y a un impacto social positivo.

## 5. Conclusiones

En conclusión, este proyecto ha conseguido analizar con éxito el caso real de la Mina David proponiendo soluciones realistas y viables de optimización de la generación de energía en la misma. Ha iniciado el estudio con una propuesta, analizado con contundencia realizando estudios propios y comparativas exhaustivas para llegar a conclusiones que no eran necesariamente las esperadas. Además, ha podido desarrollar una contrapropuesta igual de atractiva, sino más, que la original dando una nueva perspectiva sobre el proyecto. Sobre todo ha dado pie para el aprendizaje, desarrollo de soluciones y propuesta de una visión más completa del alcance y beneficios que puede llegar a ofrecer una empresa mostrando beneficios tanto económicos como sociales y su impacto en las personas que la forman.

## 6. Referencias

[1] Boletín Oficial del Estado. “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”. Diario Oficial del Estado, abril 2019. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>

[2] Boletín Oficial del Estado. “Ley 2/2024, de 7 de noviembre, de gestión responsable de los recursos naturales de Galicia”. Diario Oficial del Estado, noviembre 2024. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-237](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-237)

[3] Instituto Enerxético de Galicia. “Axudas e programas para comunidades enerxéticas”. Xunta de Galicia. <https://inega.gal>

[4] iSolarCloud. “Smart monitoring for solar systems”. Huawei Digital Power. <https://www.isolarcloud.com>

[5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. “Autoconsumo de energía eléctrica”. Gobierno de España. <https://energia.gob.es/autoconsumo/Paginas/autoconsumo.aspx>

[6] Unión Española Fotovoltaica (UNEF). “Guía sobre el Real Decreto 244/2019: autoconsumo en España”. UNEF. <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/>



## Índice de la memoria

<b>1. Introducción</b> .....	<b>6</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	8
<b>2. Descripción de las Tecnologías</b> .....	<b>10</b>
2.1 Descripción del diagrama unifilar .....	10
<b>3. Estado de la Cuestión</b> .....	<b>13</b>
<b>4. Definición del Trabajo</b> .....	<b>17</b>
4.1 Justificación.....	17
4.2 Objetivos .....	18
4.3 Metodología.....	18
<b>5. Análisis Legal</b> .....	<b>20</b>
5.1 ley 2/2024.....	20
5.1.1 <i>Objetivos y Fines de la Ley</i> .....	20
5.1.2 <i>Beneficios Sociales y Económicos</i> .....	21
5.1.3 <i>Valoración den la Evaluación del Impacto Ambiental</i> .....	21
5.2 Real Decreto 244/2019.....	21
5.2.1 <i>Objetivo y Ámbito de Aplicación</i> .....	22
5.2.2 <i>Modalidades de Autoconsumo</i> .....	22
5.2.3 <i>Autoconsumo Colectivo</i> .....	22
5.2.4 <i>Procedimiento de Conexión y Acceso</i> .....	23
5.2.5 <i>Compensación de Excedentes</i> .....	23
5.3 Proceso Legal y Administrativo para crear una Comunidad de Energías Renovables (CER)	
23	
5.3.1 <i>Constitución de la entidad jurídica (base organizativa)</i> .....	23
5.3.2 <i>Legalización técnica y administrativa de la instalación</i> .....	24
5.3.3 <i>Formalización de acuerdos de reparto energético y beneficios</i> .....	25
5.3.4 <i>Aplicación de beneficios fiscales y ayudas públicas</i> .....	25

5.3.5 Ejemplos de CER ya existentes en Galicia.....	26
5.4 Aplicación al proyecto de la mina.....	27
<b>6. Análisis Técnico.....</b>	<b>29</b>
6.1 Evaluación inicial.....	29
6.2 Descripción del Análisis Anual.....	32
6.3 Descripción del Análisis Mensual.....	34
6.4 Análisis de Días Representativos.....	38
6.4.1 Día Habil.....	38
6.4.2 Día de Fin de Semana.....	43
<b>7. Análisis de Resultados.....</b>	<b>49</b>
7.1 Conclusiones Análisis Técnico.....	49
7.2 Conclusiones REC.....	51
<b>8. Power Purchase Agreement.....</b>	<b>53</b>
8.1 Introducción.....	53
8.1.1 ¿Qué es y para qué se utiliza un PPA?.....	53
8.1.2 Categorización.....	54
8.1.3 Subcategorías.....	56
8.2 El Desarrollo de un PPA.....	57
8.2.1 Características Contractuales y Legales.....	58
8.2.2 Condiciones de mercado.....	60
8.2.3 Financiación, bancabilidad y garantías.....	61
8.3 Estudio Económico.....	61
8.3.1 Modificación del punto de acceso y conexión (PAC).....	63
8.3.2 Legalización como instalación con vertido de excedentes.....	63
8.3.3 Equipos de medida homologados para vertido.....	64
8.3.4 Costes técnicos.....	65
8.3.5 Requisitos contractuales y otros.....	66
8.3.6 Producción de Energía y Precio de Venta.....	66
8.3.7 Flujo de Caja Proyectado (10 años).....	68

---

8.3.8 Cálculo del VAN, TIR e Payback.....	70
<b>9. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</b>	<b>73</b>
<b>10. Bibliography .....</b>	<b>75</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>79</b>

## *Índice de figuras*

Ilustración 1 – Electricity Spot Prices .....	6
Ilustración 2 – Consumo anual Total Energies.....	30
Ilustración 3 – Funcionamiento mensual Total Energies .....	31
Ilustración 4 – Funcionamiento horario Total Energies .....	31
Ilustración 5 - Yield & Feed-in comparison (anual).....	33
Ilustración 6 - Feed-in Energy (anual).....	34
Ilustración 7 - Yield & Feed-in comparison (mensual).....	36
Ilustración 8 - Feed-in Energy (mensual).....	36
Ilustración 9 - Entre semana (5 mins).....	39
Ilustración 10 - Entre semana (5 mins) detalle Feed-in Energy .....	40
Ilustración 11 – Entre semana (60 mins).....	41
Ilustración 12 –Entre semana (60 mins) detalle Yield .....	42
Ilustración 13 – Fin de semana (5 mins) .....	44
Ilustración 14 - Fin de semana (5 mins) detalle Feed-in Energy.....	44
Ilustración 15 - Fin de semana (60 mins) .....	46
Ilustración 16 –Fin de semana (60 mins) detalle Yield.....	46
Ilustración 17 - Estimación Yield enero .....	51

## *Índice de tablas*

Tabla 1 - Datos por meses durante 2024 .....	37
Tabla 2 - Entre semana (60 mins).....	42
Tabla 3 - Fin de semana (60 mins) .....	47
Tabla 4 - Justificación estimación sobrante.....	67
Tabla 5 - Presupuesto desglosado de costes .....	69
Tabla 6 - Flujo de caja del PPA.....	69

# 1. INTRODUCCIÓN

En años recientes, el sector energético ha crecido considerablemente impulsado por iniciativas legislativas para transitar hacia sistemas de energía limpia. Es por esto que podemos observar iniciativas en todos los sectores para tomar medidas al respecto invirtiendo en su implementación.

A pesar de la afluente tendencia de pasarse a energías renovables, el precio de la energía ha aumentado considerablemente estabilizándose en los últimos años por encima de la media previa al COVID-19, contando España con un aumento de 51,11 EUR/MWh o un 74,71% en el precio de la energía durante 2024<sup>1</sup>. Este encarecimiento hace que surjan preguntas tales como; ¿qué factores causan estos cambios?, ¿qué se podría hacer para abaratar los precios de energía?, y ¿cómo se pueden beneficiar otros?

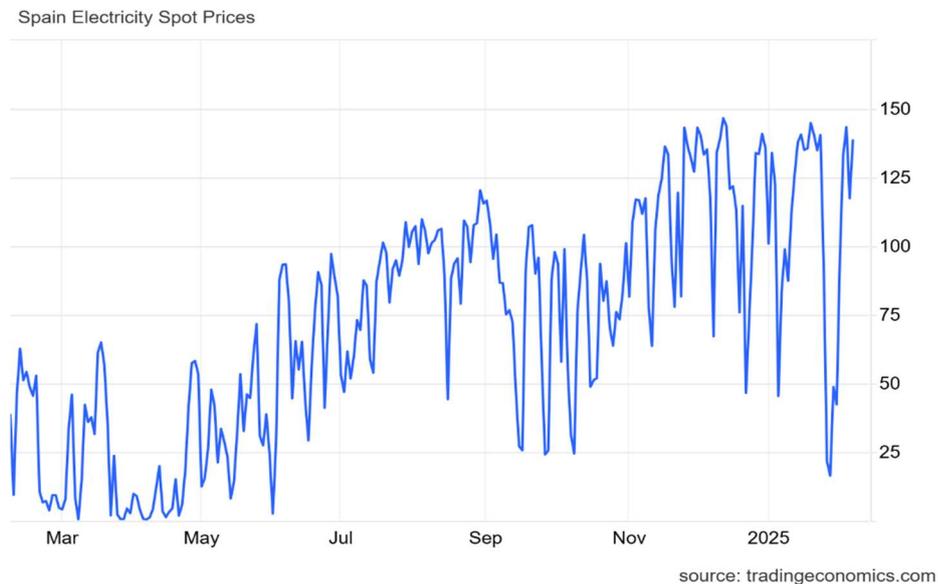


Ilustración 1 – Electricity Spot Prices

---

<sup>1</sup> (Traiding Economics, n.d.)

Como consecuencia de algunas alternativas, surgen los excesos de producción de energía que se terminan vendiendo o desperdiciando debido a una falta de sistemas efectivos de almacenamiento o de distribución de la energía. Es así como aparecen las Comunidades de Energías Renovables (REC, por sus siglas en inglés) para distribuir sus excedentes energéticos y facilitar el acceso a energía limpia, entre otros objetivos.

El objetivo principal de este trabajo es encontrar una solución viable y realista al exceso de energía producida en una explotación minera en Galicia tras la instalación de placas fotovoltaicas. La intención es analizar la viabilidad de establecer una Comunidad de Energías Renovables que permita donar el excedente energético al municipio donde residen la mayoría de los trabajadores de la mina, promoviendo un impacto social positivo mediante la reducción de la factura eléctrica local y fomentando un modelo sostenible de aprovechamiento energético.

El sector industrial ha sido, entre otros, el apoyo y sustento de muchas de estas comunidades del norte de España por lo que la idea es incorporarlo en un mundo cambiante y ayudar a estas comunidades en el proceso de modernización sin sacrificar su forma de vida.

Actualmente, la mina genera materia prima para la siderurgia, la construcción y para la generación de energía renovable marina. Asimismo, con productos todavía en desarrollo, quieren introducirse en la industria automóvil y otros medios de transporte, además de la industria del plástico. Estos sectores representan una parte significativa del Producto Interior Bruto (PIB) europeo, al cual esta empresa lleva activamente aportando durante más de 50 años<sup>2</sup>, lo que refuerza la importancia de maximizar su eficiencia y sostenibilidad.

---

<sup>2</sup> (Pasek España, n.d.)

Este trabajo aborda no solo la optimización energética, sino también la viabilidad económica y medioambiental de la solución analizando el marco normativo vigente. Entre los objetivos específicos destacan la donación del excedente energético al municipio local y la exploración de técnicas innovadoras para optimizar recursos, promoviendo un modelo energético diferencial.

Durante el proyecto, se evaluará la aplicabilidad real de las propuestas desarrolladas, priorizando soluciones prácticas y orientadas a resultados. Este enfoque busca contribuir al avance del sector ofreciendo alternativas sostenibles que respondan a los desafíos actuales en estos ámbitos.

## ***1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

El principal factor que ha servido de motivación para escoger este tema de Trabajo de Fin de Grado está basado en un interés por la ingeniería, así como por la administración y dirección de empresas y las causas sociales. Esto ha supuesto una oportunidad no solo de incrementar el conocimiento sobre el mundo de la industria y la empresa, sino también de ayudar a conseguir una contribución positiva para la sociedad.

Como se ha mencionado, las Comunidades Energéticas se centran en los beneficios tanto económicos como sociales y medioambientales, por lo que el objetivo de este trabajo es estudiar la viabilidad de la implementación de un sistema de aprovechamiento de la energía limpia producida en la Mina David, en la comarca de Ortegal, La Coruña, Galicia. Esto podría dar pie a la implementación de sistemas parecidos en las instalaciones asturianas de la empresa, así como servir de ejemplo para futuras iniciativas en este país que todavía va por detrás de sus vecinos europeos en aprovechamiento de recursos de este estilo si nos comparamos con países como Alemania o Países Bajos.

El sector medioambiental ha incrementado en actividad un con respecto a su participación del PIB entre 2022 y 2019, con más de un 50% de la energía eléctrica producida

por renovables en nuestro país este último año<sup>3</sup>. Estos son claros indicadores de la relevancia que tiene actualmente en el sector energético de nuestro país, así como a nivel europeo impulsado por los objetivos de transición ecológica impuestos desde el Parlamento Europeo y llevados a cabo con la ayuda de los gobiernos centrales.

Hoy día, aproximadamente el 0,2% del territorio total nacional está dedicado a paneles fotovoltaicos lo que se traduce en más de 100 mil hectáreas, así como casi 9000<sup>4</sup> hectáreas destinadas a parques eólicos. Estas instalaciones han proporcionado una reducción en la factura eléctrica de casi el 20% lo que da lugar a creer que un aprovechamiento más eficiente puede tener un impacto incluso mayor en los beneficios para la sociedad.

En conclusión, la promoción de iniciativas en este sector asegura un futuro de innovación y emprendimiento en un país con un gran potencial para las energías renovables y con inmensos posibles beneficios a nivel social, económico y profesional, por lo que participar en un proyecto innovador con un trasfondo personal es lo que motiva la iniciativa de este trabajo.

---

<sup>3</sup> (García, 2024)

<sup>4</sup> (Otero, 2024)

## 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar, encontrado en el apartado final de *Anexos*, facilitado por Pasek España S.L. representa el esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica diseñada para el autoconsumo sin excedentes en la Mina David a cielo abierto en La Coruña, Galicia.

La instalación cuenta con 750 paneles fotovoltaicos, cada uno con una capacidad de 550 Wp, lo que da una potencia pico de 412,5 kWp. En el diagrama, estos paneles se encuentran representados en la parte derecha, distribuidos en 3 bloques de 180 paneles y un cuarto de 210. Cada bloque de 180 está subdividido en 10 “strings” (filas) de 18 módulos y el de 210 está formado por 11 de 18 paneles y una fila de 12.

Una vez generada la energía en corriente continua (CC) por los paneles, se envía a través del cuadro fotovoltaica corriente continua (DC combiner box), el cual agrupa la energía de cada bloque y conecta cada uno con un inversor. Este cuadro de distribución también incluye protecciones eléctricas para evitar sobrecargas o fallos en el sistema a modo de fusibles con corriente límite 15 A.

El siguiente elemento mostrado en el diagrama son los inversores, que se encargan de transformar la corriente continua (CC) generada por los paneles en corriente alterna (CA). La instalación cuenta con cuatro inversores de 100 kW cada uno, lo que proporciona una potencia nominal total de 400 kW. En el esquema eléctrico, los inversores están representados como cuadrados, situados entre el cuadro de CC y el sistema de protección de CA.

Una vez convertida en corriente alterna, la energía pasa a través del cuadro fotovoltaica corriente alterna (AC combiner box), en el cual la distribuye y sirve de paso de seguridad antes de inyectar la electricidad a la red interna. Este paso cuenta con distintos elementos de

protección para garantizar la estabilidad del sistema y protegerlo de fluctuaciones de voltaje o sobrecargas. Algunos son:

- Fusibles: Se funden cuando se alcanza una corriente que podría dañar componentes del sistema impidiendo el paso de más.
- Interruptores seccionadores: Corta el paso de corriente dejando una parte de la línea sin energía.
- Sistema de puesta a tierra: Deriva el exceso de electricidad hacia tierra protegiendo los elementos conectados.

El sistema cuenta además con un transformador elevador de tensión situado en la parte media izquierda del diagrama, después de la conversión de CC a CA. Este se encarga de elevar la tensión que sale de los inversores antes de distribuirse en la red para asegurarse que esta se adapta a los niveles requeridos por los elementos de la mina.

Asimismo, el diagrama muestra cuatro puntos de conexión a baja tensión, que aseguran una distribución de la energía generada a distintas partes de la mina para favorecer su eficiencia. Simultáneamente, ahí se encuentran algunos sistemas de protección y regulación de voltaje a modo de relés diferenciales, que dispara la línea ante un nivel de corriente, o fusibles para asegurar una distribución segura y estable.

Además, el sistema incorpora un sistema de medición y monitorización, que permite registrar y analizar el rendimiento energético en tiempo real. Para ello, utilizan medidores de energía, situados en la salida de los inversores y del transformador, y un software que registra y almacena la generación y consumo de energía.

Por otro lado, el sistema ha sido diseñado para autoconsumo sin poder inyectar excedentes a la red general dado que el objetivo principal de la instalación es el autoabastecimiento ajustado a la demanda de la mina, lo que sugiere la pregunta de cómo se podría modificar en un futuro. En el diagrama no se muestra un punto de inyección a la red externa, sin embargo, merece la pena evaluar los beneficios de un modelo de Private Purchase Agreement (PPA) o algún otro esquema de gestión de exceso de energía, como el que planteamos a través de la REC.

En términos económicos, la instalación podría producir aproximadamente 500 MWh/año. Para evaluar su rentabilidad, se ha aprovechado un estudio de Total Energies en el que se comparan una estimación de la energía generada y consumida, y se estudian los costos operativos, la amortización del proyecto y el posible ahorro en la factura eléctrica de la mina. Adicionalmente, como fuente principal para la obtención de conclusiones, se utilizará un análisis propio realizado con el programa PVSyst y datos de iSolarCloud además de para estimar datos tanto pasados como futuros.

En conclusión, el diagrama unifilar proporciona una visión clara del diseño y funcionamiento de la instalación fotovoltaica. La correcta interpretación de este esquema permite entender las posibilidades de mejora, así como evaluar las modificaciones necesarias para la gestión de excedentes dependiendo de hacia dónde se quiera enfocar ya sea la venta de estos u otra alternativa.

### 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este apartado se exponen posibles soluciones tecnológicas al problema analizado o a otros similares que han surgido como ideas y podrían ser opciones válidas para desarrollar o implementar.

#### *a) Almacenamiento en baterías*

La iniciativa de utilizar baterías como forma de almacenamiento surge del razonamiento de que al tener un sitio donde almacenarla podemos continuar con una producción eficaz de asegurándonos de que no se desaprovecha. Debido a que nuestro país va significativamente por detrás del resto de Europa, la amortización de un proyecto de estas características a largo plazo por el precio de baterías hace descartar esta opción. Esto se ve reflejado en la estimación de la Asociación Europea para el Almacenamiento de Energía (EASE, en inglés) de que se instalaron, durante 2023, baterías con capacidad de 10 GW, mientras que en España tan solo 11MW están conectadas a red de distribución<sup>5</sup>. Estamos pobremente interconectados con el resto del continente por nuestra posición geográfica, dificultando el aprovechamiento de la producción energética. Como consecuencia en 2023 se desperdició el 1,18%<sup>6</sup> de la energía renovable generada.

#### *b) Comunidades Energéticas*

Como se ha explicado anteriormente, este concepto facilita la cooperación entre sus miembros para facilitar el aprovechamiento de la energía producida. Esta alternativa ya se ha puesto en marcha en varios países del norte y noreste europeo con más de 1800 establecidas en Alemania, 700 en Dinamarca y 500<sup>7</sup> en Países Bajos, entre otros sitios. A

---

<sup>5</sup> (Acosta, 2024)

<sup>6</sup> (Acosta, 2024)

<sup>7</sup> (Aceuve, 2024)

raíz de la importancia de esta alternativa el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha publicado un Real Decreto para su regulación.

*c) Reutilización de pasivos mineros*

Su iniciativa se basa en el aprovechamiento de los yacimientos mineros a cielo abierto en desuso para instalaciones de producción de energía. Esto serviría no solo para aprovechar los bancos ya creados en el periodo de explotación sino también las tomas de electricidad que en su momento sirvieron para abastecer a la mina y que servirían para conectar la nueva instalación a la red. Esto es una solución en proceso y que podría ser viable a largo plazo tras la finalización de la vida útil de una mina. Un ejemplo sería el de la cuenca minera de Renania del Norte, Alemania, donde se creó una central hidroeléctrica de bombeo con capacidad de 200 MW<sup>8</sup>.

*d) Almacenamiento de energía por fluidos densos*

Esta innovadora iniciativa se basa en usar líquidos de alta densidad para almacenar el exceso generado en forma de energía potencial posteriormente convertible en electricidad dependiendo de la necesidad. Se entiende por fluido denso como aquel con mayor densidad que el agua el cual se eleva con la energía sobrante a un depósito más elevado que descenderá cuando aumente la demanda. El principal beneficio es el almacenamiento de 2,5 veces más energía en un volumen más pequeño por su densidad según muestra un caso en Reino Unido<sup>9</sup>.

Asimismo, cabría destacar ciertos detalles de la instalación y las restricciones con las que nos encontraremos a la hora de adaptarla para cumplir nuestro propósito. Se trata de una instalación de 750 módulos fotovoltaicos de 550 Wp que está formada por 4 inversores de potencia nominal unitaria 100 kW. Tiene una corriente máxima de salida ca 158,8 A, potencia nominal total de 400 kW y potencia pico instalada 412,5 kWp. Se trata de una instalación para autoconsumo sin excedentes.

---

<sup>8</sup> (Coto, 2021)

<sup>9</sup> (EcoInventos, 2024)

Debido a la existencia de un marco legal y regularización en nuestro país, así como el aprovechamiento de la situación actual de la empresa y la alineación de los valores de las mismas con la visión a futuro de la empresa, tanto para este proyecto como para su actividad y compromiso con la sociedad y aquellos que forman la empresa, se escogen las REC como solución para este estudio.

Además, es necesario entender dichas bases legales que implican a las comunidades renovables. Las comunidades energéticas son entidades jurídicas que permiten a civiles, PyMEs y autoridades locales unirse para producir, consumir, almacenar y vender energía renovable de forma conjunta con el objetivo de obtener beneficios medioambientales, económicos o sociales para sus miembros y comunidades. Por lo general, estas comunidades suelen tomar la forma de cooperativas energéticas, asociaciones o sociedades limitadas, para las que se redacta un estatuto y se inscriben en el Registro de Cooperativas o en el de Asociaciones.

Cabe destacar que, como forma de generación de energía estas Comunidades suelen contar con plantas solares, eólicas o biomasa que suelen verterse a la red local o almacenar en baterías comunitarias. El sistema de autoconsumo compartido, regulado en España por el Real Decreto 244/2019<sup>10</sup>, permite la distribución de esta energía a través de infraestructuras de baja tensión ya existentes.

Particularmente, en Galicia, el marco legal cuenta con legislación como la Ley 2/2024<sup>11</sup> que tiene como objetivo promover la gestión responsable de los recursos naturales de la región para proteger el ambiente, crear riqueza e impactar positivamente el territorio. Por ejemplo, ya en 2023 la asociación de vecinos A Armonía de Vilarmaior promovió la instalación de un parque fotovoltaico para abaratar la factura eléctrica a doscientos socios<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> (Boletín Oficial del Estado, 5)

<sup>11</sup> (Xunta de Galicia, 2024)

<sup>12</sup> (Vázquez D. , 2023)

Por otro lado, Iberdrola pretende crear comunidades en tres municipios de Pontevedra, La Coruña y Lugo previendo un ahorro del 40%<sup>13</sup> de la factura de la luz anual.

De la misma forma, el Instituto Enerxético de Galicia (INEGA) ofrece recursos y asesoramiento, como la Oficina de Transformación Comunitaria TransenerCyL CIUDEN y es que la Agenda de Galicia 2030 tiene como objetivo la neutralidad climática en 2050. Otra de estas iniciativas, promovida además desde el gobierno central, es el Programa ‘CE Oficinas’ del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España para promover las Comunidades Energéticas mediante Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC) con un total de 79 proyectos admitidos ya a nivel nacional siendo 5 de ellos en Galicia<sup>14</sup>.

En definitiva, Galicia, y en particular La Coruña, ha desarrollado un marco legal y administrativo beneficioso para la creación de este tipo de comunidades y continúan haciéndolo a través de iniciativas que impulsan un sector con tanto futuro en nuestro país.

---

<sup>13</sup> (Iberdrola España, 2024)

<sup>14</sup> (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, 2023)

## **4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO**

### **4.1 JUSTIFICACIÓN**

La necesidad de replantear el aprovechamiento del potencial solar instalado en la planta fotovoltaica analizada nace como iniciativa de la empresa colaboradora con el objetivo de llevar a cabo un proyecto que beneficie desde la empresa a la comunidad que la rodea y que de ella ha formado parte desde hace medio siglo. Aunque el sistema cumple con su función de cobertura ajustada al consumo de la instalación industrial, existe una cantidad significativa de energía solar no aprovechada. Es por esto que la transición hacia un modelo descentralizado, sostenible y socialmente justo no solo exige generar energía limpia, sino hacerlo con inteligencia, eficiencia y visión de conjunto. En ese sentido, proyectos que optimizan el uso de infraestructuras renovables existentes, maximizan la autonomía energética local y reducen la dependencia de la red eléctrica centralizada, son imprescindibles.

Sin embargo, el enfoque actual de la planta limita la generación a un patrón rígido, diseñado únicamente para cubrir el consumo medio sin excedentes. Este proyecto responde, por tanto, a una necesidad real no cubierta: convertir plantas industriales sobredimensionadas o capadas en activos energéticos vivos, optimizados y conectados al entorno local. No solo es una mejora técnica: es una propuesta de valor para el propietario, un caso de éxito replicable para la industria, y un paso adelante hacia una economía energética más participativa y circular.

En definitiva, este proyecto es de interés —ya sea para un inversor, una administración o un operador industrial— porque combina una base sólida de datos reales con una visión proactiva de mejora energética, proponiendo soluciones prácticas que convierten pérdidas en oportunidades rentables. Esta no es solo una idea técnica: es una estrategia energética inteligente, escalable y alineada con los objetivos de sostenibilidad que ya marcan la agenda de empresas, instituciones y ciudadanos.

## 4.2 OBJETIVOS

El objetivo general es analizar la viabilidad de establecer Comunidades de Renovables tomando como ejemplo base el de la mina David, para afrontar un problema de exceso de producción de energía renovable optimizando los recursos disponibles y generando beneficios sociales y económicos como el abaratar el coste de la factura eléctrica en comunidades adyacentes a la explotación.

Algunos de los objetivos específicos del proyecto son:

- **Solucionar el excedente de energía:** Aportar una solución beneficiando a la empresa para no tener las placas apagadas y desperdiciando producción.
- **Impacto en la sostenibilidad local:** Beneficiar a otros que realmente lo necesiten con el exceso generado a partir de recursos limpios y buenos para el medioambiente.
- **Evaluación del impacto social:** No solo se espera tener un impacto positivo tanto en la empresa como en los núcleos urbanos, sino analizarlo y hacerlo lo más eficaz posible.
- **Objetivos futuros:** Crear un beneficio socioeconómico, así como aportar a una filosofía corporativa diferencial que promueva interacción con la empresa, tanto empresarial como personal.

Como objetivo personal del proyecto esta ampliar mis conocimientos respecto al área de la ingeniería relativa a las energías renovables, específicamente electricidad a través de plantas fotovoltaicas, así como aprender sobre mercados de electricidad, la legislatura, forma de operar de las eléctricas en nuestro país y dónde se puede mejorar para el beneficio de todos.

## 4.3 METODOLOGÍA

Este apartado tiene como objetivo definir cómo se resolverá el problema, con qué técnicas y procedimientos. Además, se debe incluir un plan de trabajo a futuro con un cronograma definido.

Por un lado, con documentos proporcionados por la empresa se pretende analizar la instalación en cuanto a la cantidad de producción esperada y la máxima, así como cuanto se espera consumir para poder calcular el restante. Es de ahí que, teniendo en cuenta la legislación vigente, se estudiará la alternativa viable para la donación de la cantidad permitida.

Además, será necesario profundizar en el estudio del marco legal que envuelve a estas entidades desarrollando partes de la legislación tanto mencionadas en apartados anteriores como aquellas que le afectan en menor medida y no se hayan comentado previamente. Cabe denotar que se deberán estudiar las restricciones a las que se puedan ver sujetas estas comunidades relacionadas con mínimos de distancias para el transporte y otras del estilo a la hora de crearlas.

Por otro lado, se estudiará la modalidad contratada para la instalación fotovoltaica inicial teniendo en cuenta con quien se tiene contratado el servicio y si se trata de una instalación capada o sin capar, en cuanto a máximos de vertido a la red o producción en función de nudos y subidas de tensiones.

Finalmente, se llevará a cabo un estudio de viabilidad técnico y económico necesario para asegurarse de que el proyecto en cuestión tiene sentido para todo el mundo, desde la empresa que proporciona los medios de instalación además de la energía generada, como para los beneficiarios de la operación estudiando el posible ahorro sobre la factura eléctrica que puedan obtener.

## 5. ANÁLISIS LEGAL

En esta sección se realizará un análisis de la legislación y marco legal que principalmente regula la creación y funcionamiento de Comunidades de Energías Renovables en España, particularmente en el territorio donde se encuentra el proyecto, la Comunidad Autónoma de Galicia.

A continuación, se analizarán la Ley 2/2024, particular de Galicia, y el Real Decreto 244/2019 detallando cómo afectan a la creación de estas comunidades en cuanto a los requisitos específicos, el proceso legal y administrativo, así como su aplicación al proyecto de la mina en cuestión específicamente. Se mostrarán las secciones más relevantes de ambas normativas y su aplicación práctica en la creación de una REC.

### 5.1 LEY 2/2024

Esta ley, del 7 de noviembre de 2024, tiene como objetivo asegurar que los recursos naturales de Galicia se gestionen de forma responsable, promoviendo beneficios tanto sociales como económicos en aquellos proyectos que los utilicen y/o de ellos se beneficien.

#### 5.1.1 OBJETIVOS Y FINES DE LA LEY

- Artículo 1- Objeto de la ley

La finalidad de esta ley es el asegurar la gestión responsable de los recursos naturales de la región geográfica comprimida dentro de la administración territorial de la comunidad gallega. Esto se traduce en la protección del ambiente, creación de riqueza y garantía de un impacto positivo en la totalidad de la región.

- Artículo 2- Fines de la ley

Entre los fines destacan:

- a) Impulsar el desarrollo racional y sostenible de la región gallega a través de una gestión responsable de sus recursos naturales y la protección del ambiente, encontrando el equilibrio del desarrollo social y económico con la equidad intergeneracional y la cohesión territorial.
- b) Promover la cohesión social y mejora de la calidad de vida de la población gallega.

### **5.1.2 BENEFICIOS SOCIALES Y ECONÓMICOS**

- Artículo 3- Beneficios sociales y económicos

Se reconoce la importancia de que aquellos proyectos en uso de recursos naturales generen beneficios sociales y económicos, fomentando la implicación de comunidades locales y asegurando la distribución equitativa de la riqueza generada de dicha actividad.

- Artículo 4- Concreción de los beneficios sociales y económicos

Determina que los proyectos han de especificar qué beneficios se esperan en términos de empleo, desarrollo económico local y mejoras en infraestructuras, entre otros.

### **5.1.3 VALORACIÓN DEN LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL**

- Artículo 5- Análisis de los efectos sociales y económicos de los proyectos y de los servicios ecosistémicos en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de competencia estatal

Establece que en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental que sean de competencia estatal, se deben incluir análisis detallados de sus efectos socioeconómicos además de los servicios ecosistémicos afectados, es decir, cómo se ven afectados los beneficios obtenidos del ecosistema por dicho proyecto.

## **5.2 REAL DECRETO 244/2019**

Dicho decreto, del 5 de abril de 2019, se encarga de regular los procesos administrativos, técnicos y económicos del autoconsumo de energía eléctrica a nivel nacional en España.

### 5.2.1 OBJETIVO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

- Artículo 1- Objeto

Establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas iniciales para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica. Asimismo, define el concepto de instalaciones próximas en cuanto a lo que autoconsumo respecta y desarrolla el autoconsumo individual y colectivo.

- Artículo 2- Ámbito de aplicación

Hace referencia a todo aquello acogido a cualquier tipo de autoconsumo, definido en el artículo 9 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, conectado a las redes de transporte o distribución. Se hace la excepción con instalaciones aisladas y grupos de generación usados solo en caso de interrupción de suministro eléctrico. Además, identifica sujetos consumidores, ya sean individuales o colectivos, como válidos para autoconsumo.

### 5.2.2 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

- Artículo 4- Modalidades de Autoconsumo

Establece las dos principales modalidades:

- a) Autoconsumo *sin* excedentes: En este caso el sistema cuenta con un mecanismo que impide la inyección de energía en la red.
- b) Autoconsumo *con* excedentes: Por el contrario, en este caso si se puede inyectar potencia excedente en la red pudiendo acogerse a la compensación simplificada o vender dicho excedente en el mercado eléctrico.

### 5.2.3 AUTOCONSUMO COLECTIVO

- Artículo 5- Autoconsumo colectivo

Estipula la asociación de varios consumidores para compartir la energía producida por instalaciones de generación próximas y asociadas a las de consumo, estableciendo, de esta forma, coeficientes de reparto previamente acordados y establecidos.

#### **5.2.4 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN Y ACCESO**

- Artículo 7- Procedimiento de acceso y conexión

Detalla el procedimiento para obtener los permisos de acceso y conexión, haciendo diferencia entre los tipos de autoconsumo y teniendo en cuenta la potencia instalada además de la ubicación de las instalaciones.

#### **5.2.5 COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES**

- Artículo 14- Compensación simplificada de excedentes

Se encarga de recular el mecanismo de compensación simplificada, permitiendo que los consumidores compensen el gasto económico en su factura eléctrica con el excedente de energía inyectada a la red, siempre que la potencia total de las instalaciones no supere los 100 kW y no se acojan a un régimen retributivo adicional.

### ***5.3 PROCESO LEGAL Y ADMINISTRATIVO PARA CREAR UNA COMUNIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER)***

A continuación, se detalla, de forma generalizada, el proceso legal y administrativo para la creación de una Comunidad de Energías Renovables (CER) en el marco legal correspondiente. Este proceso es clave para garantizar que la comunidad funcione de forma legal, sostenible y beneficiosa para todos sus miembros. La creación de una CER implica cuatro pilares principales:

#### **5.3.1 CONSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD JURÍDICA (BASE ORGANIZATIVA)**

Se trata de una entidad legalmente reconocida que agrupa a los participantes (ciudadanos, PyMEs, entidades locales, etc.) y es titular de la instalación y responsable de su gestión.

Las tres opciones legales válidas son; cooperativa energética (forma más habitual y recomendada); asociación sin ánimo de lucro; y sociedad limitada formada por miembros de la comunidad.

De escoger la opción más habitual, los pasos clave para la formación de esta serían: la redacción de estatutos, los cuales incluyen objetivos sociales, sostenibilidad y gobernanza democrática; la inscripción en el Registro de Cooperativas o de Asociaciones correspondiente; y la obtención del NIF (Número de Identificación Fiscal).

Además de la legislación previamente explicada que afecta directamente al proyecto, otras leyes de interés de cara a la creación de la REC son la Ley 27/1999, de cooperativas y la Ley de Asociaciones (LO 1/2002).

### **5.3.2 LEGALIZACIÓN TÉCNICA Y ADMINISTRATIVA DE LA INSTALACIÓN**

Una vez constituida la entidad, es necesario legalizar la instalación de generación y su conexión con los puntos de consumo. Para ello se necesitará:

**a) Redactar el proyecto técnico.** Éste debe incluir la potencia instalada, el número de módulos, inversores y cuadros de protección, un esquema unifilar y estimaciones de producción, consumo y reparto.

**b) Tramitar los permisos (según potencia y ubicación).** Entre los documentos necesarios estarían:

- *Licencia de obras* (si aplicase)
- *Autorización ambiental simplificada* si superase la potencia los 100 kW o estar en suelo no urbanizable.
- *Permiso de acceso y conexión a red* de haber vertido de excedentes. Además, si la instalación tiene menos de/o 15 kW en suelo urbanizado se simplifica el trámite de acuerdo con el Art. 7 RD 244/2019.
- *Inscripción en el Registro de Autoconsumo* de la comunidad autónoma (en este caso, Xunta de Galicia)

- Alta en el registro de autoconsumo de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)

**c) Instalación del contador bidireccional** (para proyectos con excedentes).

**d) Notificación del reparto energético.** Si se trata de autoconsumo colectivo seguiría el Artículo 5 del RD 244/2019, respecto a los coeficientes fijos de reparto.

### **5.3.3 FORMALIZACIÓN DE ACUERDOS DE REPARTO ENERGÉTICO Y BENEFICIOS**

La comunidad debe especificar la forma de repartición energética y gestión de los excedentes. En primer lugar, como se ha comentado anteriormente de acuerdo con la legislación vigente, la energía se repartirá a porcentaje fijo sea basándose en el historial de consumo o a partes iguales. Por otro lado, para ver qué hacer con los excedentes uno se puede acoger al mecanismo de compensación simplificada (Artículo 14 del RD 244/2019) o vender dichos excedentes directamente en el mercado. Para la primera opción hay como condición que no se superen los 100kW y se tengan un contrato de suministro de mercado regulado (en tarifa PVPC). Además, para la segunda opción sería necesario inscribirse como productor de energía.

### **5.3.4 APLICACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES Y AYUDAS PÚBLICAS**

De acuerdo con la Ley 2/2024, entre otras, los beneficios de establecer una CER son:

- Deducciones fiscales en IRPF y AJD (Impuesto sobre Actos Jurídicos Documentados) ya que el proyecto tiene utilidad social, energética y ambiental.
- Prioridad en convocatorias de ayudas del INEGA (Instituto Enerxético de Galicia).
- Posibilidad de bonificaciones municipales en IBI o ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras)

Además, se podrían obtener ayudas del gobierno central en forma de subvenciones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia a través del programa CE-Oficinas y ayudas de programas de apoyo a Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC), ambos

mencionados previamente en este documento, además de fondos de la Unión Europea (Next Generation EU) gestionados por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

### 5.3.5 EJEMPLOS DE CER YA EXISTENTES EN GALICIA

Existen actualmente ya varios proyectos en la comunidad de este tipo de iniciativas, aunque ninguno exactamente igual al que se trata en este documento. Se pueden encontrar dos tipos de CER ya establecidas, o en proceso: agricultores y pequeñas comunidades que por conocimiento propio o iniciativa se aventuran a crear una propia y beneficiarse económicamente; empresas distribuidoras como Iberdrola que promueven estos sistemas ofreciéndoselos ellos mismos a sus clientes.

Un ejemplo concreto del primer caso sería la Asociación de Vecinos A Armonía de Vilarmaior. En 2023, tomaron la iniciativa de instalar placas fotovoltaicas para reducir la factura eléctrica de doscientos socios, recibiendo incentivos fiscales y apoyo técnico.

Inicialmente, se encontraron con unas trabas significativas por parte del Concello de Vilarmaior puesto que, a pesar de haber solicitado formalmente en múltiples ocasiones desde el principio de 2023, no obtuvieron el respaldo del alcalde hasta un año más tarde, a pesar de que el ayuntamiento ya había adherido al Pacto de los Alcaldes por el Clima.

Por otra parte, la comunidad energética de Vilarmaior preveía una instalación fotovoltaica capaz de cubrir el 30 % del consumo energético de los 25 hogares y pymes<sup>15</sup> participantes en el proyecto. Además, se estimaba que los beneficiarios podrían lograr una reducción media del 25 % en su factura eléctrica<sup>16</sup> gracias al autoconsumo colectivo.

Otro ejemplo, del segundo caso mencionado, serían los proyectos que Iberdrola tiene de crear comunidades de renovables en los municipios de Pontevedra, La Coruña y Lugo,

---

<sup>15</sup> (Vázquez D. , 2023)

<sup>16</sup> (Vázquez D. , 2023)

previando un ahorro del 40% en la factura anual de electricidad para aquellos interesados en tomar parte.

#### **5.4 APLICACIÓN AL PROYECTO DE LA MINA**

De forma más específica, se realiza específicamente qué procesos y decisiones serían necesarios tomar para el caso particular de la Mina David de la empresa Pasek España S.L. ubicada a cielo abierto en la comarca de Ortegá, Galicia.

Ha de recordarse que la instalación actual cuenta con 750 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, 4 inversores de 100 kW (400 kW nominal total) y una potencia pico instalada de 412,5 kWp. Con una producción estimada anual de alrededor de 500 MWh y el objetivo inicial de donar el excedente a una comunidad vecina para costear parte de su factura eléctrica mediante la constitución de las Comunidad de Energías Renovables.

En cuanto a lo que a la constitución jurídica de la comunidad respecta, la forma legal sugerida es crear una cooperativa energética o una asociación sin ánimo de lucro compuesta por la empresa (Pasek) como generadora, el ayuntamiento o representantes del municipio receptor y aquellos vecinos interesados (consumidores finales). Se presentaría, luego, la documentación necesaria citada en apartados anteriores para el correcto registro de la entidad.

Por un lado, para la legalización del proyecto, tanto técnica como administrativa, se necesitaría hacer una revisión del estado actual dado que se trata de una modalidad de autoconsumo sin excedentes, por lo que cuenta con limitadores de vertido instalados, además de estudiar la posibilidad de verter a red (desde un punto de conexión existente o nuevo). Para modificar de la modalidad se tendría que solicitar el cambio a autoconsumo con excedentes y compensación simplificada, para lo que se requerirá instalar un contador bidireccional de acuerdo con la legislación. De esta forma, se da de alta como instalación de autoconsumo en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Galicia (Xunta)

Por otro lado, para llegar a unos acuerdos de reparto y cesión energética es necesario establecer cuánta energía se dona, y a qué vecinos basándose en número de viviendas,

consumo medio anual y capacidad de absorción del excedente (perfil de carga diurno/nocturno). Asimismo, se debería especificar una fórmula legal de cesión para la cual se había pensado una cesión gratuita con acuerdo de mantenimiento simbólico para maximizar el beneficio a la sociedad.

Finalmente, la monitorización del proceso se podría seguir llevando a cabo a través del software iSolarCloud con el que se ha supervisado la energía generada hasta el momento pudiendo controlar también el excedente vertido y el reparto a cada usuario. Además, como iniciativa se podría establecer un portal web de la cooperativa para acceso a datos y participación ciudadana.

## **6. ANÁLISIS TÉCNICO**

En este capítulo se realizará un análisis extenso de la generación y consumo de energía en la Mina David ubicada en la comarca de Ortelal, Galicia. El objetivo principal es entender cómo la instalación fotovoltaica, propiedad de Pasek España S.L., está contribuyendo al autoconsumo de la mina y su eficiencia. Para ello llevará a cabo a través de la confección y posterior interpretación de gráficas obtenidas de la recopilación de datos usando el software iSolarCloud, facilitado por la empresa en colaboración, herramienta clave que monitoriza a tiempo real el funcionamiento de las placas fotovoltaicas hasta al minuto.

A lo largo de este capítulo se presentará un análisis detallado del comportamiento energético de la mina. Esta estructura permitirá comprender tanto las tendencias generales como los picos de eficiencia energética de la planta fotovoltaica, evaluando la viabilidad de optimizar el autoconsumo y explorar la posibilidad de establecer una Comunidad de Energías Renovables (REC).

### **6.1 EVALUACIÓN INICIAL**

Inicialmente, se ha estudiado un documento presentado por la empresa TotalEnergies a Pasek España S.L, en agosto de 2022, cuando se plantea la instalación del parque de placas fotovoltaicas. El documento es una preoferta técnica y económica para la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo en unas instalaciones industriales de la empresa.

La propuesta comienza presentando gráficos de consumo mensual y por periodos horarios (P1 a P6), que permiten hacerse una idea de la magnitud de la instalación fotovoltaica a partir del perfil de consumo de la empresa. Además, propone una instalación de 399,9 kW pico, con 860 paneles solares y 4 inversores, que generará anualmente 379.648 kWh.

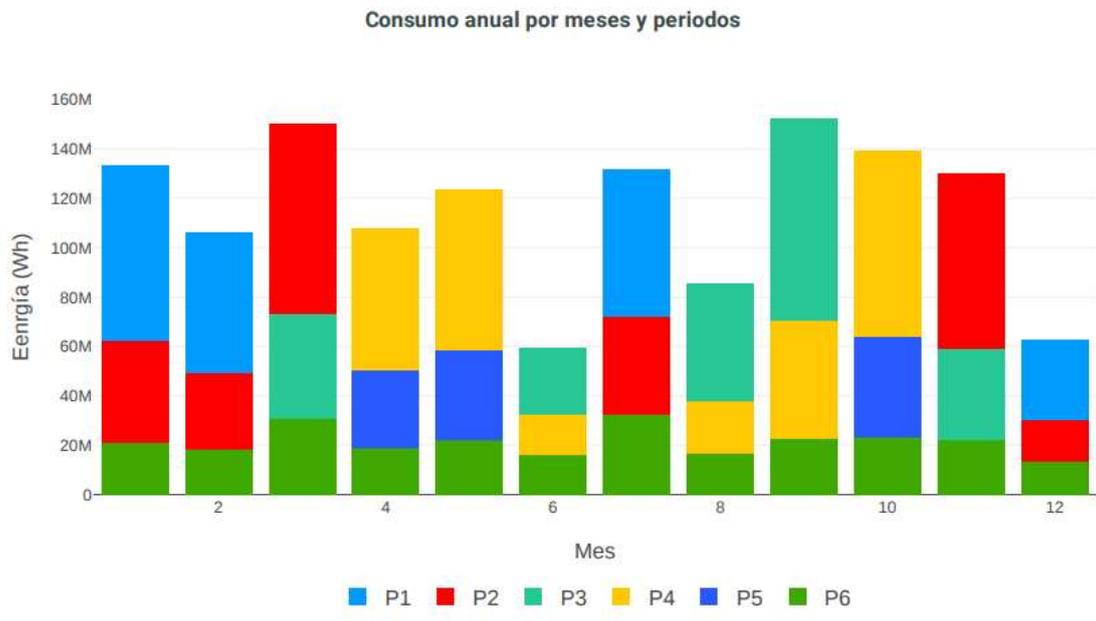


Ilustración 2 – Consumo anual Total Energies

A continuación, se presenta la energía autoconsumida, sobrante y demandada de la red, tanto por mes como por hora del día, estimando una reducción en la dependencia de la red de un 17% y una producción del 63% de la energía. Se cuantifica, también, la reducción de emisiones en 928.038 kg CO.

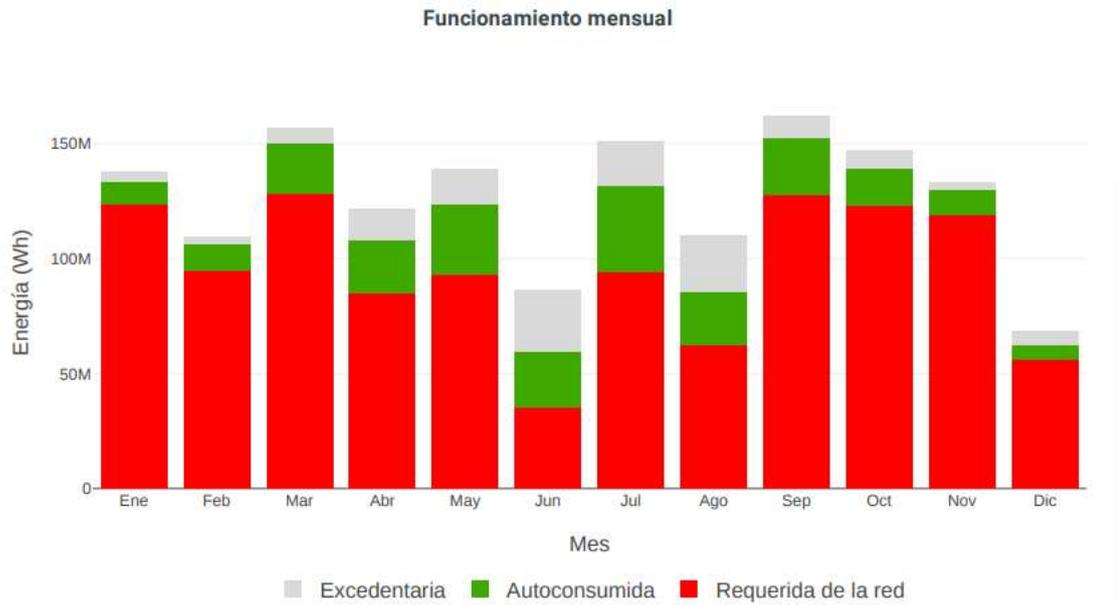


Ilustración 3 – Funcionamiento mensual Total Energies

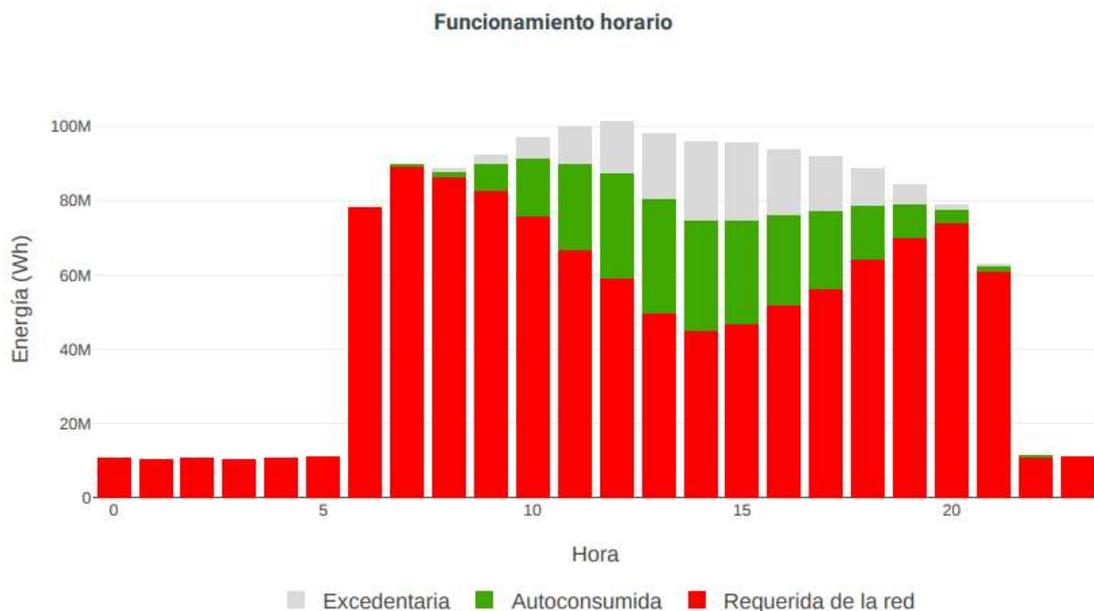


Ilustración 4 – Funcionamiento horario Total Energies

Es precisamente en este momento en el que nos llama la atención el hecho de que, tal y como reflejan las dos imágenes anteriores, una parte de la energía consumida es generada localmente por la instalación fotovoltaica, mientras que otra parte sigue siendo

importada desde la red. Esto dio pie a la siguiente pregunta: ¿cómo puede haber energía excedente - es decir, no consumida y vertida a la red - y que se esté consumiendo de la red? Tras estudiar los flujos energéticos, se aprecia que tras cubrir parte de la energía necesaria con generación propia y completarlo con consumo de la red, aún queda energía generada que no está siendo aprovechada.

A partir de ahora, se pretende entender por qué hay una cantidad de energía desaprovechada para lo que es necesario estudiar el verdadero funcionamiento de la instalación. Para ello, se decide realizar un estudio paralelo propio utilizando la plataforma iSolarCloud, facilitada por la empresa Pasek España S.L., que permite monitorizar la generación, consumo y compra de red de la instalación, entre otros factores, a tiempo real. Este estudio seguirá un método deductivo analizando la información desde un punto de vista anual entrando en más detalle en términos de meses, días de la semana e incluso horas.

## **6.2 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS ANUAL**

En primer lugar, se ha realizado un estudio que proporcionará un enfoque más amplio de la generación y consumo de la mina a lo largo del año. Este análisis es clave para entender los patrones en la producción de energía a lo largo de los meses y estaciones y asesorar así sobre cambios y optimización.

La siguiente gráfica, titulada “Yield & Feed-in comparison”, representa la evolución mensual de distintos parámetros a lo largo de un año, estos son:

- Yield: energía total generada por los paneles. Cabe denotar que esta es la capada en función de la demanda de la mina al tratarse de una instalación sin excedentes por lo que no es la real que se estimará con PVSyst y mostrará más adelante.
- Energy purchased: energía comprada de la red para cubrir el restante del consumo.
- Feed-in energy: energía no se consumida devuelta a la red.

- Total consumption: suma total de la energía consumida por la instalación, independientemente de su origen.

“Yield” hace referencia a la cantidad de energía generada por la planta fotovoltaica y depende de la irradiación solar, la eficiencia de los paneles y las condiciones ambientales. Además, “feed-in energy” es la parte de la generada que no se autoconsume y, por ende, se inyecta en la red, generando ingresos de haber compensación o venta.

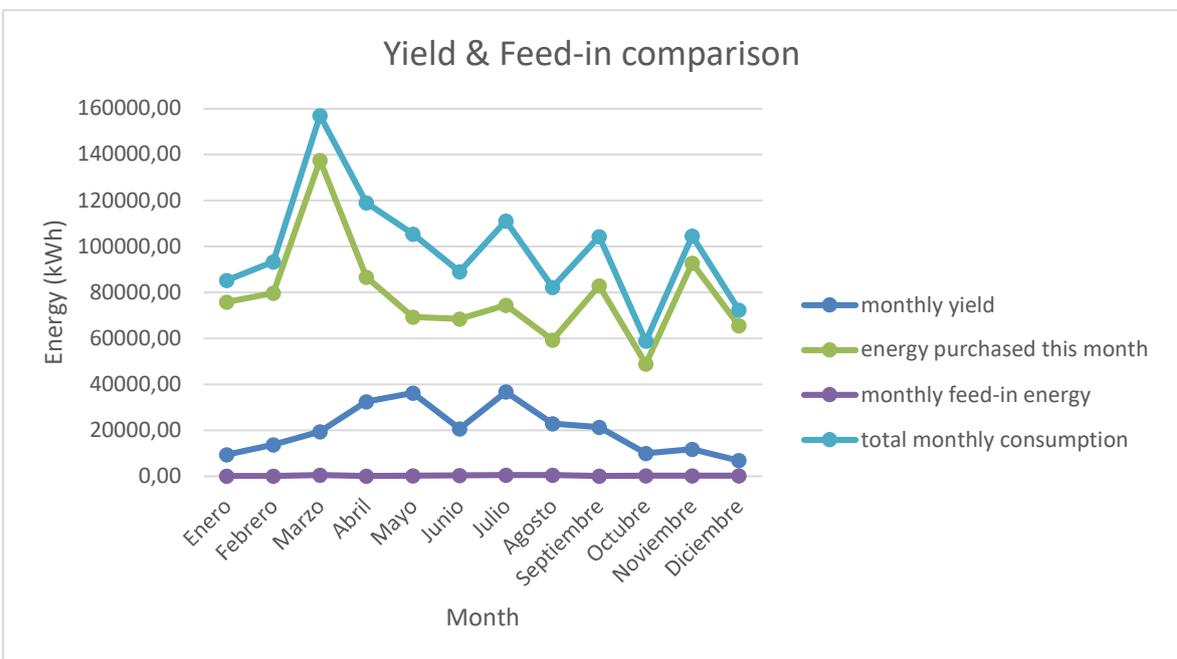


Ilustración 5 - Yield & Feed-in comparison (anual)

De la anterior gráfica se puede observar que el mes de mayor producción, yield, es marzo, con cerca de 160.000 kWh generados, a pesar de que tiene un consumo elevado aproximadamente 145.000 kWh. En junio se produce alrededor de 100.000 kWh, mientras que el consumo es similar.

Por otro lado, la energía comprada tiende a disminuir de abril a agosto, lo que indica mayor grado de autoconsumo, y la energía vertida a red (feed-in) permanece muy baja durante todo el año, por debajo de los 500 kWh/mes, confirmando que el sistema está capando la generación y no es capaz de bloquear completamente la inyección a red.

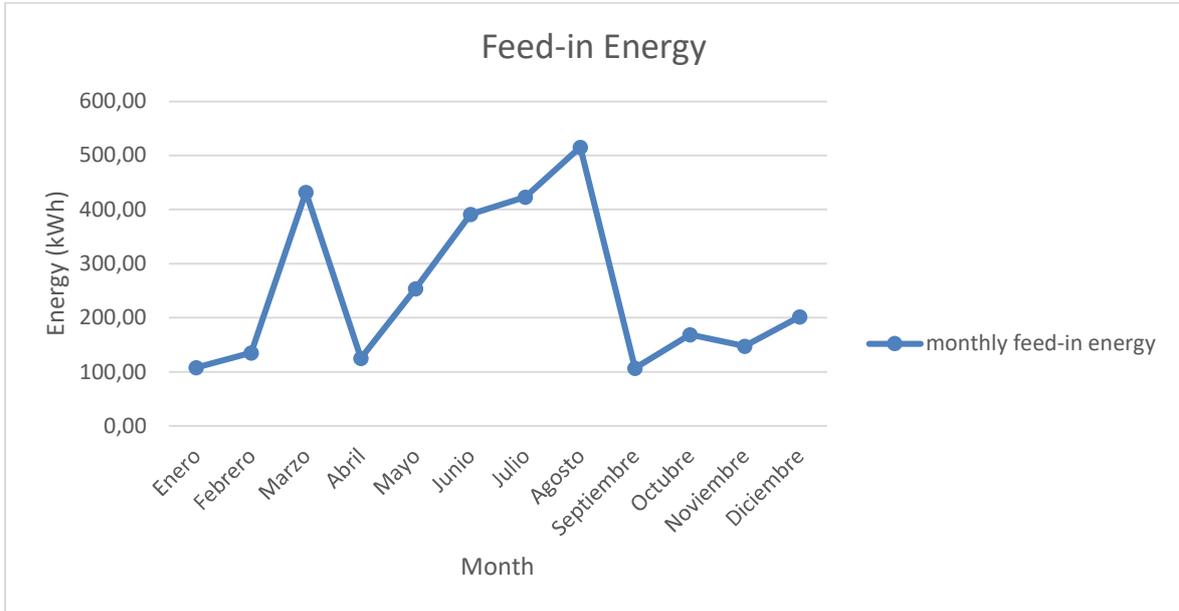


Ilustración 6 - Feed-in Energy (anual)

Viendo los resultados de las tablas anteriores observamos que, siendo la generación de energía menor que la compra a red, la planta sigue operando por debajo de sus capacidades. Esto no tiene sentido puesto que de tener margen debería aprovecharse para reducir la compra de energía a red y optimizar el sistema al máximo minimizando la factura.

Este fenómeno da a pensar que se podría deber al diseño de la instalación el cual, al ser de autoconsumo sin excedentes, afectaría a la cantidad de energía generada aprovechada en base a lo que necesita en cada momento en vez de en conjunto durante el día.

Es por ello que se ha decidido profundizar el estudio y tomar una situación óptima de trabajo para contrastarla. El objetivo es estudiar y entender el funcionamiento de la instalación de la que se contrasta la situación actual con una idónea para hacerse una idea de la pérdida real y oportunidad de ahorro con la que se contaría.

### 6.3 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS MENSUAL

En la interpretación de los datos se ha de tener en cuenta la localización de la instalación y factores que de ella dependen como el clima, afectando a la disponibilidad de energía solar, así como alrededores que pueden llegar a afectar al rendimiento de los paneles, por suciedad

entre otros motivos. Para ello se escoge junio como mes de referencia para calcular una situación óptima por varios motivos:

1. **Equilibrio producción-consumo:**

Como se aprecia en la Ilustración 6, en junio la producción y el consumo mensual están muy equilibrados. El yield y el consumo total están muy ajustadas, lo que indica un grado óptimo de autoconsumo, minimizando pérdidas y compras de red.

2. **Estabilidad climatológica:**

Junio presenta una irradiación solar elevada y estable, especialmente en la zona geográfica de Galicia, sin los excesos térmicos del verano, lo que asegura buena producción sin penalizaciones por temperatura ni lluvias, que suelen ser recurrentes en la región.

3. **Pico de eficiencia estacional:**

A diferencia de marzo o abril, donde puede haber picos de producción pero también mayor variabilidad meteorológica, junio ofrece una producción más representativa y estable, ideal para hacer proyecciones.

Tomar junio como mes base permite evaluar el punto de aprovechamiento máximo de la instalación, donde se alcanza el equilibrio entre generación y demanda. Esto sirve para validar el dimensionamiento del sistema y definir estrategias de ampliación, almacenamiento o gestión de excedentes en otros meses menos eficientes.

INTRODUCCIÓN

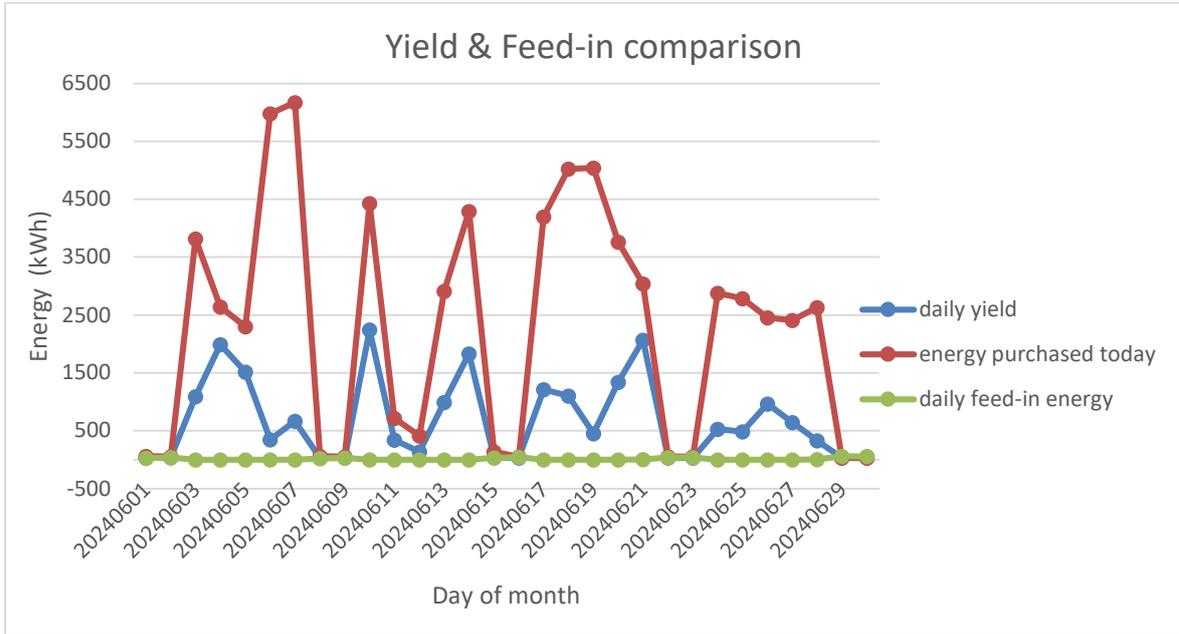


Ilustración 7 - Yield & Feed-in comparison (mensual)

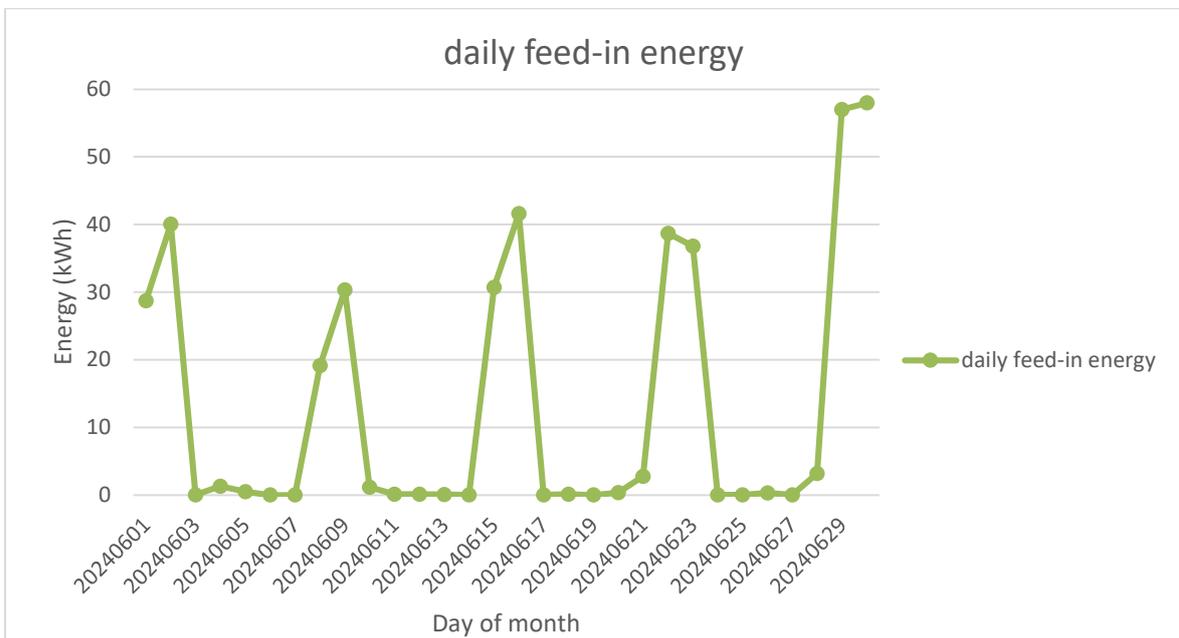


Ilustración 8 - Feed-in Energy (mensual)

*INTRODUCCIÓN*

---

	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>
yield	9436,20	13708,20	19445,40	32440,60	36165,10	20609,30
purchased	75780,73	79648,97	137575,28	86637,00	69210,91	68462,38
feed-in	108,07	135,35	431,76	124,90	253,63	391,07

<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>	<b>Septiembre</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
36700,20	22871,00	21349,40	9984,80	11812,50	6847,60
74385,88	59296,25	82951,31	48850,38	92813,75	65525,81
422,83	515,19	106,99	168,69	147,81	201,85

*Tabla 1 - Datos por meses durante 2024*

La primera gráfica muestra una comparativa diaria de producción y consumo a lo largo de junio del 2024. En esta se pueden apreciar claros picos tanto de compra a la red como de producción de energía de los días entre semana, cayendo drásticamente los fines de semana incluso a valores insignificantes en comparación. Los picos de producción se corresponderían a valores de entre 2000 y 2400 kWh/día, mientras que la energía comprada a la red tiene picos correspondientes al valor de 6000 a 6500 kWh/día.

De la segunda gráfica, el estudio de la energía generada que se le escapa al sistema de capado y es vertida de vuelta a la red, se aprecian picos de entre 30 y 40 kWh e incluso de máximos de 60 kWh.

En conclusión, no podemos saber cuánto nos sobra exactamente debido a que la generación se adapta a las necesidades momentáneas y se capta el margen restante para que no sobre. Sin embargo, los días de menor actividad, fines de semana o festivos, debido a la

menor actividad son cuando más margen de ahorro hay por lo que son los más desaprovechados.

## **6.4 ANÁLISIS DE DÍAS REPRESENTATIVOS**

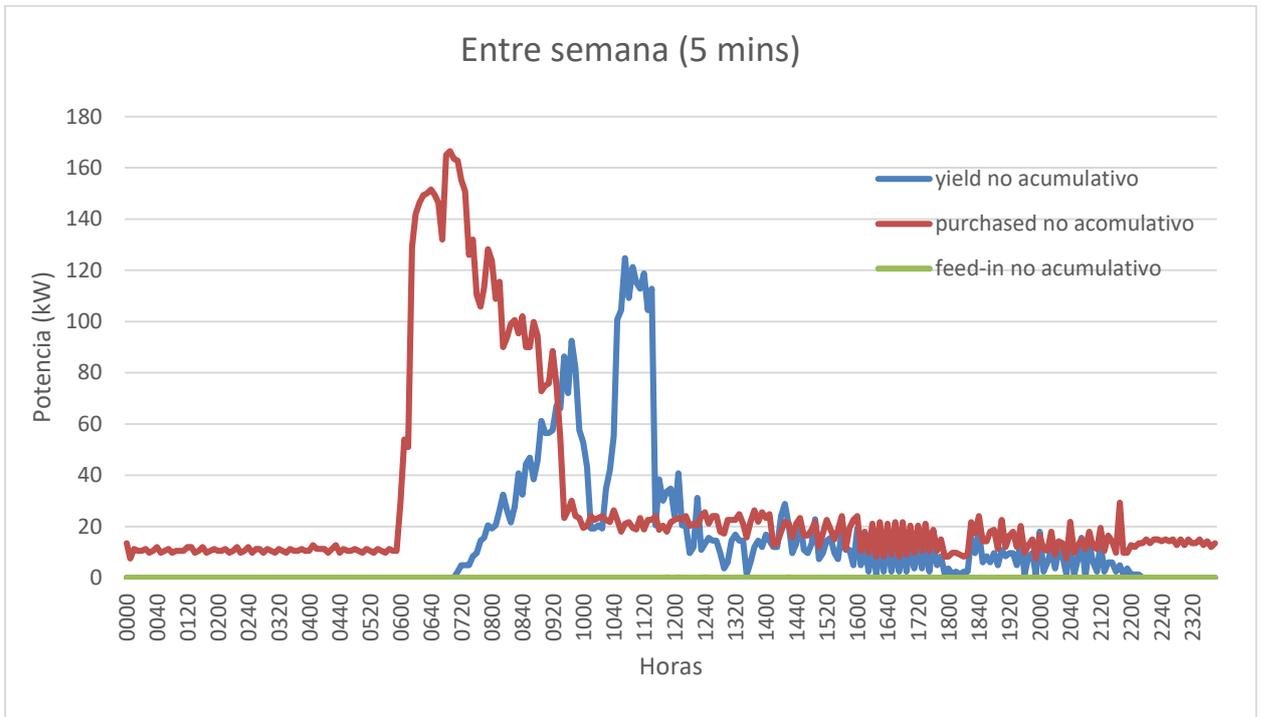
En esta sección, se llevará a cabo un análisis de los datos de generación y consumo energético durante dos días representativos: uno en días laborables (entre semana) y otro en el fin de semana. Este análisis se realizará no solo a nivel diario, sino también desglosando los datos en intervalos de 5 minutos y 60 minutos para obtener una visión más detallada y precisa del comportamiento energético durante diferentes momentos del día.

### **6.4.1 DÍA HABIL**

#### **Análisis de Generación y Consumo cada 5 Minutos**

A continuación, se presenta un análisis cuantitativo y comparativo de los datos de producción y consumo energético registrados cada 5 minutos durante un día hábil utilizando dos gráficos que muestran la evolución acumulada de energía a lo largo del día.

En el primer gráfico, se muestra la generación y consumo representándose el daily yield (producción), la energy purchased today (energía comprada a la red) y la daily feed-in energy (vertida a red) mientras que en el segundo se observa a mayor escala, por conveniencia, el excedente de energía.



*Ilustración 9 - Entre semana (5 mins)*

Por un lado, se puede apreciar como la producción solar comienza en torno a las siete de la mañana y se estabiliza alrededor de las siete a ocho de la tarde, con la energía acumulada a lo largo del día ligeramente por encima de los 350 kWh. Hemos de tener en cuenta en todo momento que esta energía queda supeditada al consumo de la mina y por lo tanto a la demanda al sistema de generación para autoconsumo sin excedentes que capa la generación cuando se satisface.

Además, la compra de energía se mantiene activa durante todo el día, pero su pendiente más intensa ocurre entre las seis de la mañana y las ocho y media de la mañana. Cabe denotar que esta coincide con un pico de demanda anterior al comienzo de generación solar. Al final del día, el total de compra asciende a 700 kWh.

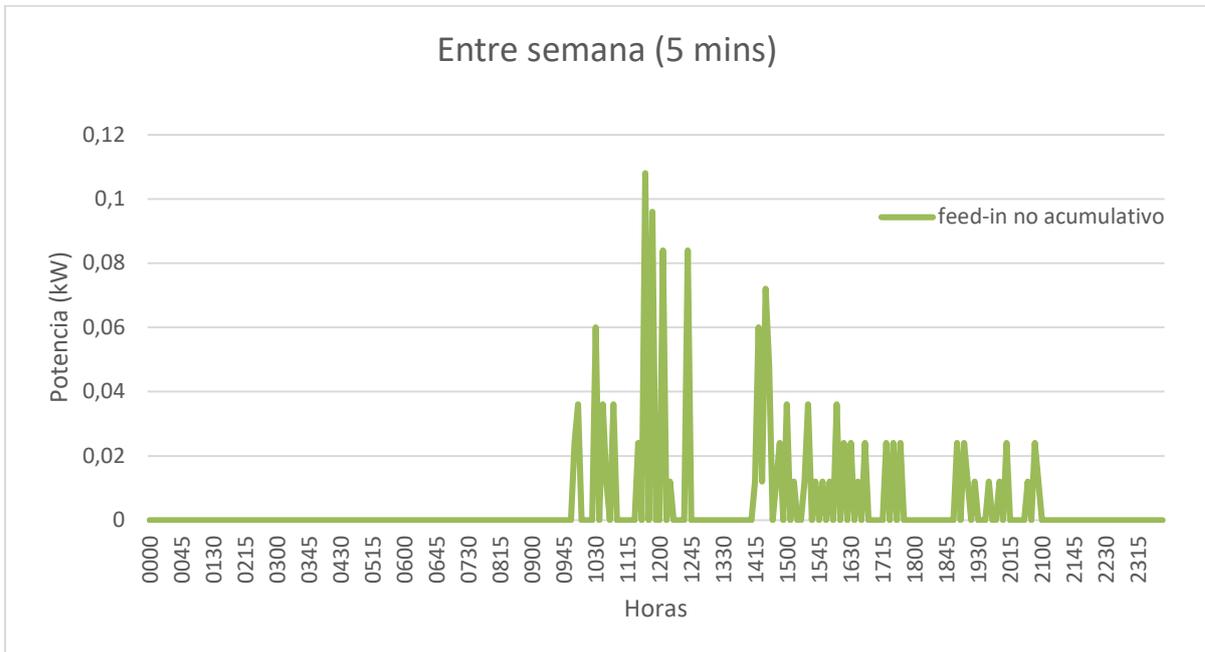


Ilustración 10 - Entre semana (5 mins) detalle Feed-in Energy

Por otro lado, el momento a partir del cual podemos apreciar feed-in energy es sobre las nueve y nueve y media de la mañana, continuando hasta las nueve de la noche aproximadamente. El total de energía vertida a red es extremadamente bajo: no supera los 0,12 kWh a lo largo del día, lo que representa menos del 0,04% de la producción generada (350 kWh).

Del análisis de la obtención de estos datos se sacan varias conclusiones, entre las que están principalmente:

1. A pesar de que la energía generada no sea baja entre semana, sigue habiendo compra lo que lleva a la conclusión de que, al captar la generación para minimizar excedentes, se está desaprovechando capacidad de producción.
2. La energía comprada (700 kWh) duplica la energía generada lo que indica que a pesar de la inversión en la instalación sigue habiendo una alta dependencia de la red debido a que el consumo eléctrico diario supera la capacidad del sistema.

3. La curva solar impacta debido a que gran parte del consumo ocurre antes de la producción solar dando lugar a un alto volumen de compra, especialmente entre seis y nueve de la mañana.
4. Ya que la instalación apenas vierte energía, hay poco excedente solar, pero sí existen ventanas de alto consumo sin generación, temprano y tarde. Esto sugiere que un sistema de almacenamiento, por baterías, por ejemplo, podría utilizar parte de la generación al amanecer o anochecer y dar margen para reducir compra de red.

### **Análisis de Generación y Consumo cada 60 Minutos**

A continuación, se presenta una comparación detallada entre la producción real (yield medida cada hora) y la estimación teórica horaria generada por PVsyst para el mismo día del año. Este análisis permite identificar con claridad el impacto del desempeño limitado (“capado”) de la instalación fotovoltaica respecto a su potencial de generación.

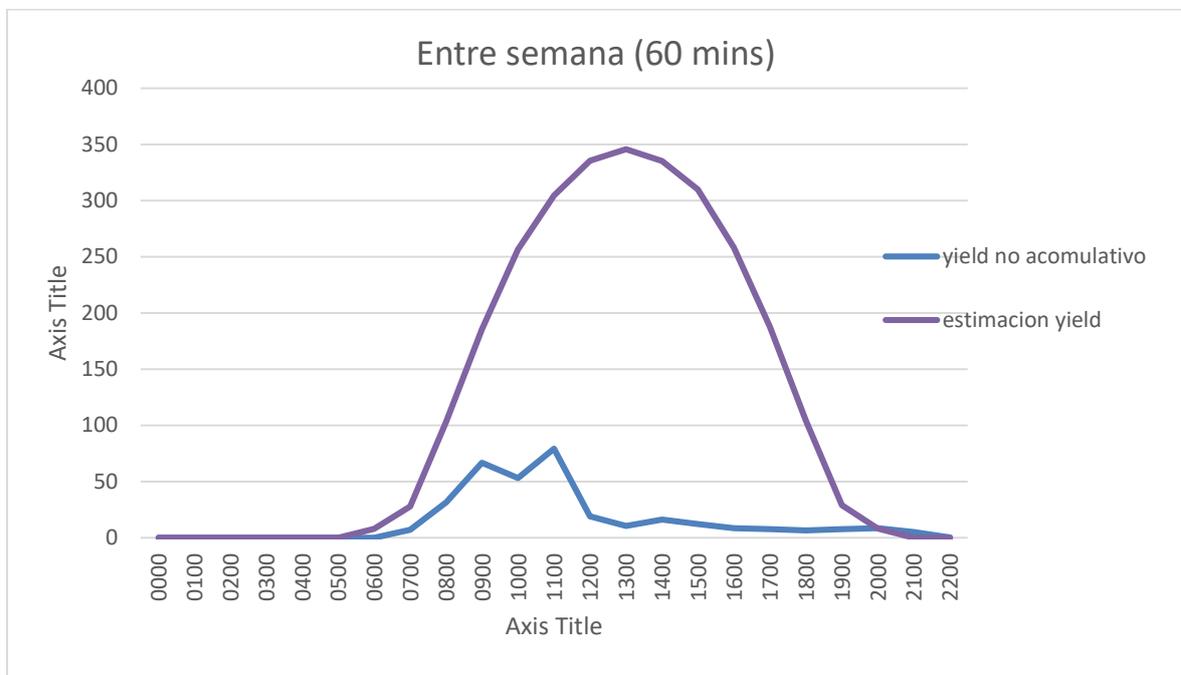


Ilustración 11 – Entre semana (60 mins)

INTRODUCCIÓN

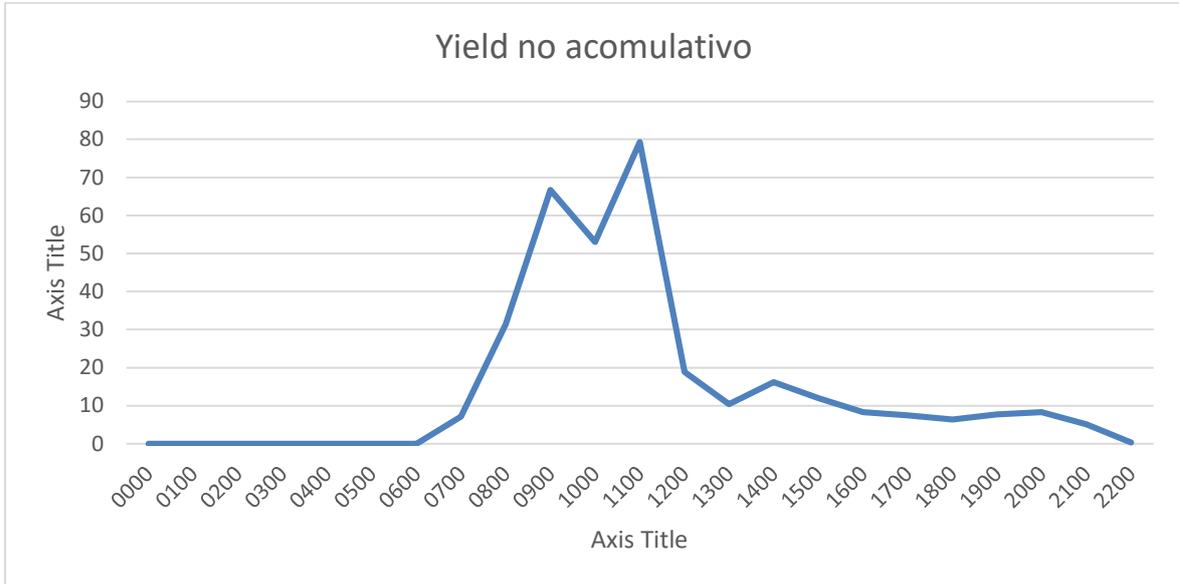


Ilustración 12 –Entre semana (60 mins) detalle Yield

	0000	0100	0200	0300	0400	0500	0600	0700	0800	0900	1000
yield no acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
estimacion PVSyst	0	0	0	0	0	0	7,9324	27,756	103,19	185,46	256,29

1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200
79,3	18,9	10,4	16,2	12	8,3	7,5	6,4	7,7	8,3	5,1	0,3
304,34	335,5	345,86	335,23	309,92	257,99	187,58	104,22	28,965	8,2048	0	0

Tabla 2 - Entre semana (60 mins)

Al observar la curva de producción real (“yield no acumulativo”), se aprecia que la generación comienza a activarse en torno a las siete de la mañana, con una subida hasta un máximo de 80 kWh/h a las diez de la mañana, seguido de una caída hasta 20 kWh/h a las doce del mediodía. A partir de ahí, la producción desciende de forma más gradual hasta llegar a valores cercanos a cero sobre de las nueve de la noche.

Por el contrario, la curva estimada por PVsyst muestra un pico de producción estimado superior a los 340 kWh/h sobre la una de la tarde. Se observa que en horas donde se podría mantener una producción consistente, de 12:00 a 14:00, el sistema real está generando menos de 20 kWh/h. La diferencia acumulada en ese tramo horario podría superar los 200–250 kWh. Esto implica que la planta debería estar generando un 2000% más en las horas de máxima radiación

En resumen, se observa una diferencia, en términos totales diarios, que implica una pérdida neta de generación potencial de alrededor de 2 MWh en días óptimos de verano. Ya sea para evitar vertidos no compensados o evitar sobredimensionamiento, hay un margen de mejora evidente, ya sea para donar o vender el exceso, que permitiría usar parte del potencial fotovoltaico desaprovechado y reducir aún más la dependencia de la red.

#### **6.4.2 DÍA DE FIN DE SEMANA**

##### **Análisis de Generación y Consumo cada 5 Minutos**

Gracias a los datos proporcionados en la tabla a continuación, comparando la producción, compra y volcado de energía, y siguiendo la misma estructura de análisis cuantitativo y cualitativo aplicada anteriormente para los días laborables se desarrolla un análisis para un día representativo del fin de Semana con datos cincominutales.

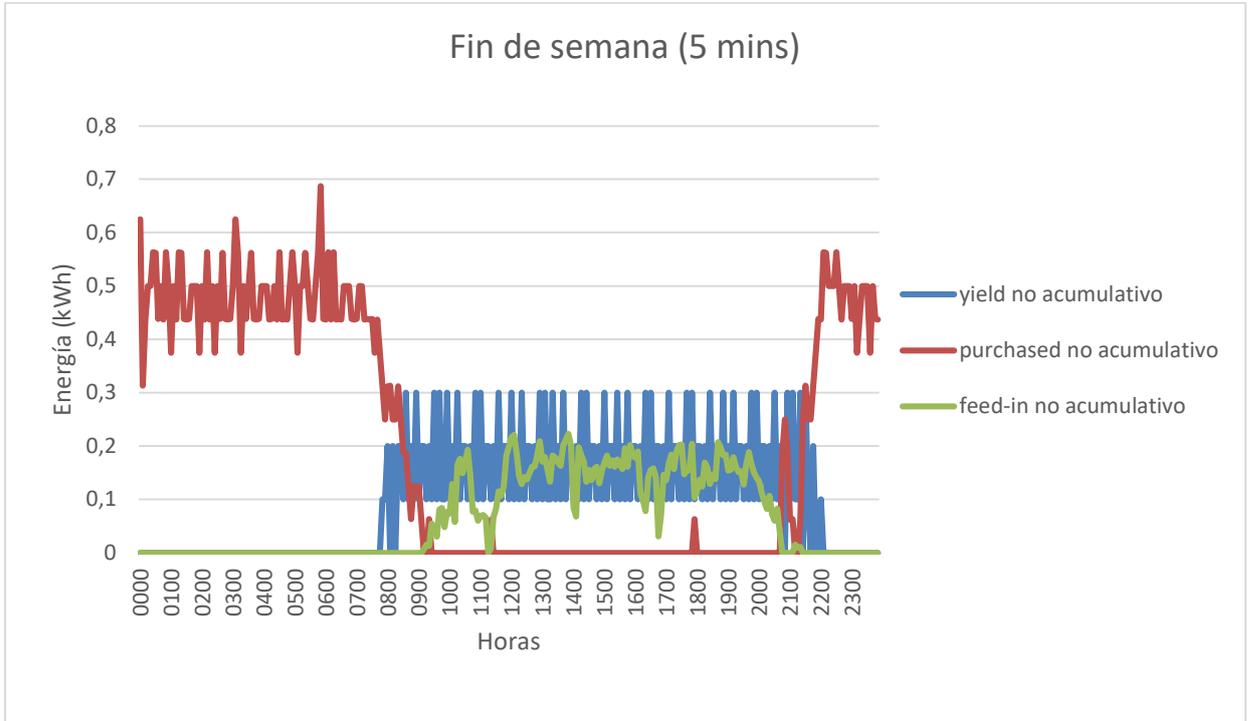


Ilustración 13 – Fin de semana (5 mins)

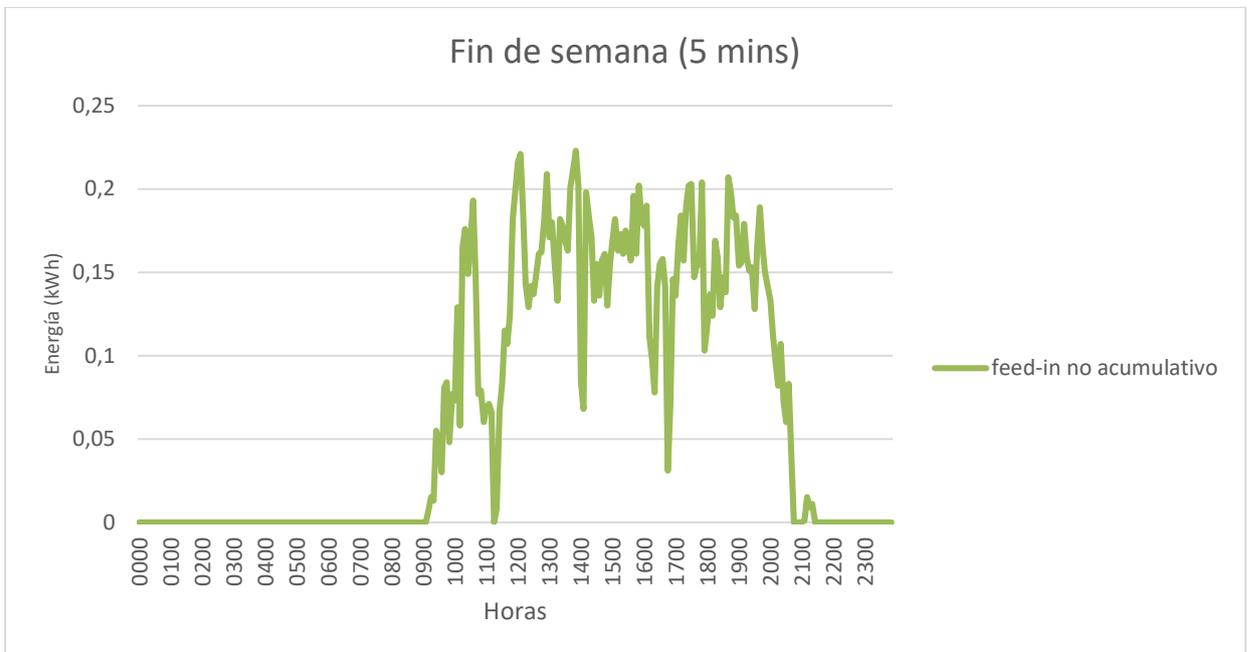


Ilustración 14 - Fin de semana (5 mins) detalle Feed-in Energy

Durante el día de fin de semana, se observa que la producción fotovoltaica comienza a ascender a partir de las siete o siete y media de la mañana, muy parecido a entre semana. Se anula cerca de las ocho de la tarde, lo que quiere decir que durante más de doce horas ha estado produciendo energía.

La energía comprada de la red muestra una curva de picos dentro de un rango constante, especialmente en las primeras horas de la mañana y las últimas del día. Esto se corresponderá los consumos residuales no se pueden apagar en fines de semanas o de noche como vigilancia, servidores, etc. Viendo que durante las horas de uso del día se mantiene constante quiere decir que no compra más y tira de la generada en cuanto empiezan las horas de producción. Este descenso se explica por la menor demanda energética durante fines de semana, momento en que las instalaciones industriales o procesos productivos suelen estar parcial o totalmente inactivos, como es el caso.

En conclusión, el consumo es el correspondiente a consumos inevitables o parásitos y en cuanto empiezan las horas de producción es suplido por la misma. Sin embargo, precisamente porque no hay gasto durante el día, más allá del mínimo requerido, todo serían beneficios de optimizar la posibilidad de generación.

### **Análisis de Generación y Consumo cada 60 Minutos**

Al igual que en el análisis cada sesenta minutos en el apartado anterior de un día tipo de fin de semana, realizamos un análisis comparativo cuantitativo entre la curva de producción real y la curva estimada con PVsyst para ese mismo día del año.

## INTRODUCCIÓN

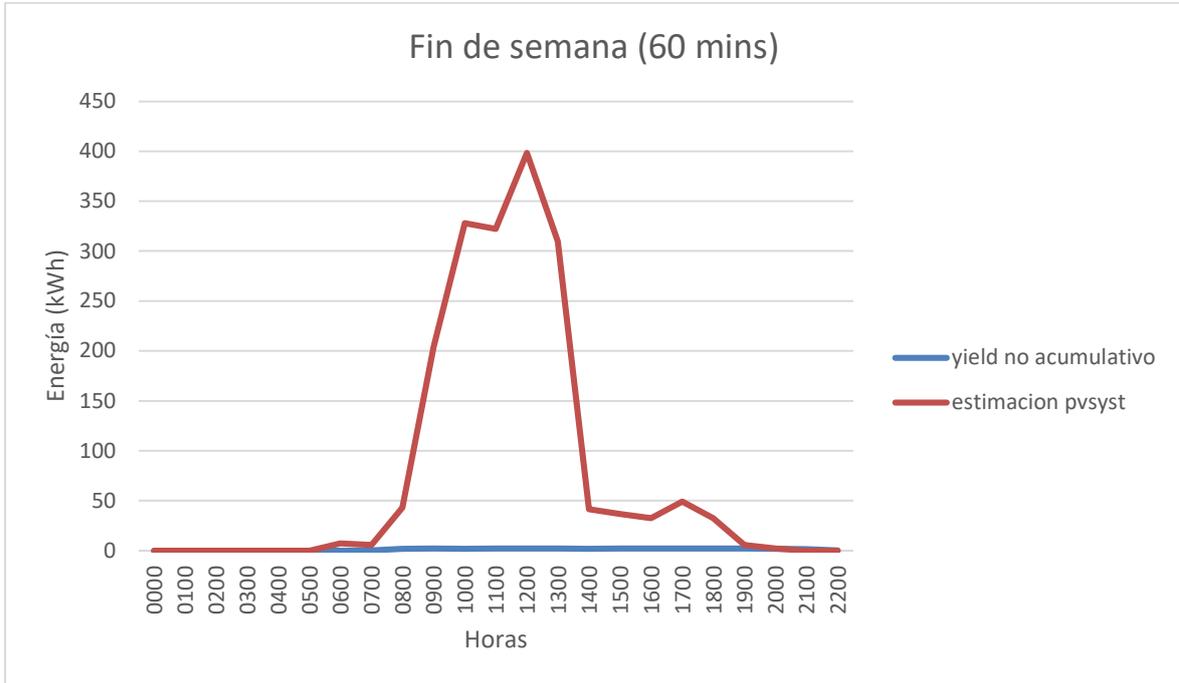


Ilustración 15 - Fin de semana (60 mins)

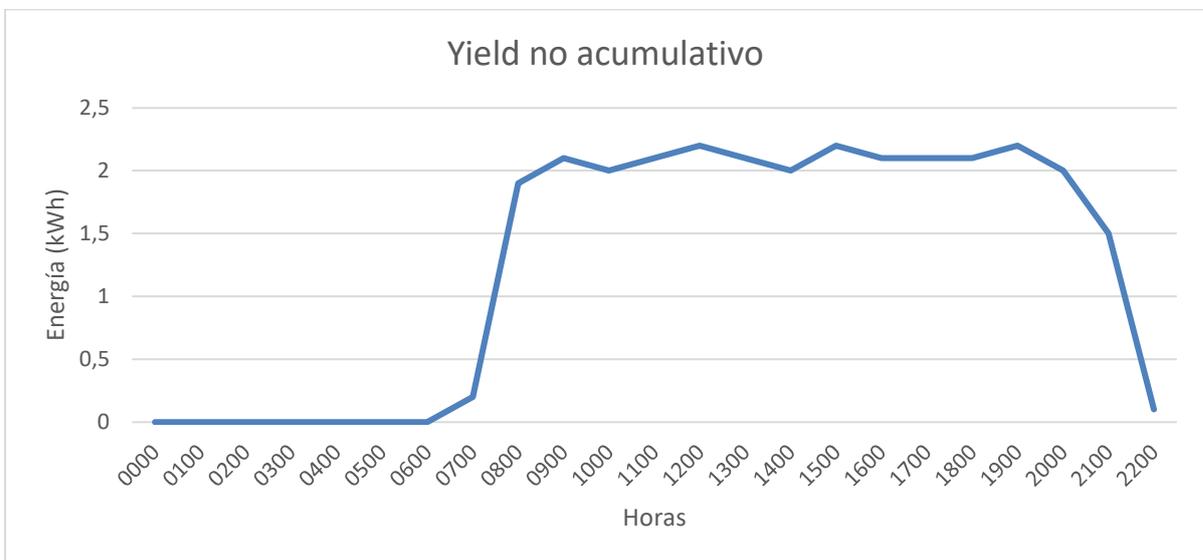


Ilustración 16 - Fin de semana (60 mins) detalle Yield

*INTRODUCCIÓN*

	<b>0000</b>	<b>0100</b>	<b>0200</b>	<b>0300</b>	<b>0400</b>	<b>0500</b>	<b>0600</b>	<b>0700</b>	<b>0800</b>	<b>0900</b>	<b>1000</b>
yield no acumulativo	0	0	0	0	0	0	0	0,2	1,9	2,1	2
estimacion pvsyst	0	0	0	0	0	0	7,424	5,6762	43,169	204,03	327,79

<b>1100</b>	<b>1200</b>	<b>1300</b>	<b>1400</b>	<b>1500</b>	<b>1600</b>	<b>1700</b>	<b>1800</b>	<b>1900</b>	<b>2000</b>	<b>2100</b>	<b>2200</b>
2,1	2,2	2,1	2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,2	2	1,5	0,1
322,25	398,37	309,79	41,559	36,658	32,436	49,14	32,644	5,802	2,0578	0	0

*Tabla 3 - Fin de semana (60 mins)*

La gráfica anterior, muestra un comportamiento muy estable durante el fin de semana: la generación comienza a aumentar a primeras horas de la madrugada, alcanzando un valor medio de entre 1,9 y 2,2 kWh. Esta producción se mantiene prácticamente constante hasta las ocho de la tarde cuando empieza a disminuir llegar a cero cerca de las diez de la noche. Lo más relevante es una producción relativamente constante de entre 2,0–2,2 kWh que indica una limitación activa del sistema.

Por el contrario, la curva de generación estimada por PVsyst empieza a generar desde las siete de la mañana y con un máximo sobre la una de la tarde, decayendo a las ocho/ nueve de la noche.

En conclusión, a pesar de contar con capacidad suficiente para generar más energía, la instalación se mantiene en un umbral que impide alcanzar la producción esperada en condiciones óptimas. La diferencia reside en que sigue limitada a pesar de tener capacidad

para producir más. Esto evidencia que se sacrifica parte del potencial energético que podría destinarse a almacenamiento, compensación o exportación.

## **7. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Este apartado es uno de los capítulos más importantes del proyecto, ya que permite destacar las conclusiones obtenidas a lo largo del proyecto y sobre las que se basará para su continuación. Se interpretarán los resultados y las implicaciones de estos en relación con los objetivos planteados para entender mejor su desarrollo a futuro.

### **7.1 CONCLUSIONES ANÁLISIS TÉCNICO**

A partir del análisis técnico de los datos anuales, mensuales y diarios se extraen ciertas conclusiones sobre el comportamiento de la instalación fotovoltaica en relación con el exceso de energía no aprovechada y el capado deliberado de generación. Estas permitirán evaluar la eficiencia del autoconsumo y cuantificar los posibles márgenes de mejora con respecto a las actuales restricciones.

A nivel anual, los datos muestran que la energía vertida a la red se mantiene en niveles muy bajos, lo que indica un diseño eficaz de una instalación que está diseñada como sistema sin excedentes con un mecanismo antivertido. Sin embargo, cuando se desglosan los datos por días y se comparan con la estimación teórica obtenida mediante PVsyst, especialmente en fines de semana, se aprecia una diferencia significativa entre la producción real y el potencial de generación disponible, sobre todo los fines de semana.

En términos diarios, la planta llega a producir el fin de semana entre 30 y 40 kWh cuando, en teoría, podría alcanzar alrededor de 2000 kWh. Esta diferencia por jornada representa un desaprovechamiento diario del 98 %.

Entre semana, el consumo es mayor y, aunque la generación alcanza valores de entre 300 y 350 kWh, se observan que la compra a red supera los 700 kWh diarios debido a que los picos de consumo ocurren en franjas sin generación, especialmente entre las seis y nueve de la mañana. Al contrastar esto con los óptimos teóricos de producción, que rondan los 2MWh, se ve que entre semana también se tiene un desperdicio significativo.

Todo lo anterior muestra el objetivo de la instalación, no para generar la máxima energía posible, sino para ajustarse estrictamente al perfil medio de demanda diaria, evitando excedentes. Este diseño evita inversiones excesivas y reduce excedentes no compensados. No obstante, esto implica también que la instalación no alcanza su máximo en términos de generación, y que no puede cubrir picos de consumo con generación propia.

Este efecto de “capado” hace referencia a la limitación en términos de producción y cobertura de demanda. Por un lado, la planta podría generar, en condiciones óptimas, 2000 kWh/día durante los días de la temporada de mayor radiación, primavera-verano, pero no lo hace porque el consumo es bajo y no se dispone de mecanismos de acumulación o redirección de la energía. Por otro lado, se aprecia una clara dependencia de la red, especialmente entre semana, incluso en días con buena irradiación, debido a que no es capaz de cubrir picos imprevistos de consumo, por estar capado al nivel demandado momentáneamente.

Cabe destacar la relación entre los picos de generación y los de compra ya que, aunque deberían ser inversos, los datos muestran que suelen ir en paralelo. Esto se explica porque, al estar la generación limitada artificial, no hay capacidad de adaptación cuando la demanda se incrementa inesperadamente. En consecuencia, se sigue consumiendo de la red, incluso cuando la radiación permitiría cubrir esa demanda adicional. Esto se debe a que el sistema no puede generar más allá de un techo físico establecido, por potencia nominal o gestión del inversor, de forma que cuando el consumo aumenta ligeramente más que lo previsto en horario solar, no hay margen de generación adicional disponible, y se debe recurrir a la red.

En definitiva, la instalación consume más de 1000 kWh diarios entre semana y 100 kWh los fines de semana, pudiendo tener una generación de 2000 kWh diaria en condiciones óptimas. Incorporar elementos como almacenamiento, sistemas de control dinámico o ampliación parcial permitiría mejorar la cobertura total y reducir la dependencia de la red. Dicho esto, ha de tenerse en cuenta la geografía del lugar y que estos datos han sido calculados en condiciones óptimas cuando en la localidad debido al clima es más que probable que no se den durante varios meses del año.

Es por este ultimo detalle que se ve la necesidad de hacer una media entre el mes de mejores condiciones y aquellos en la situación mas desfavorecida como puede ser enero.

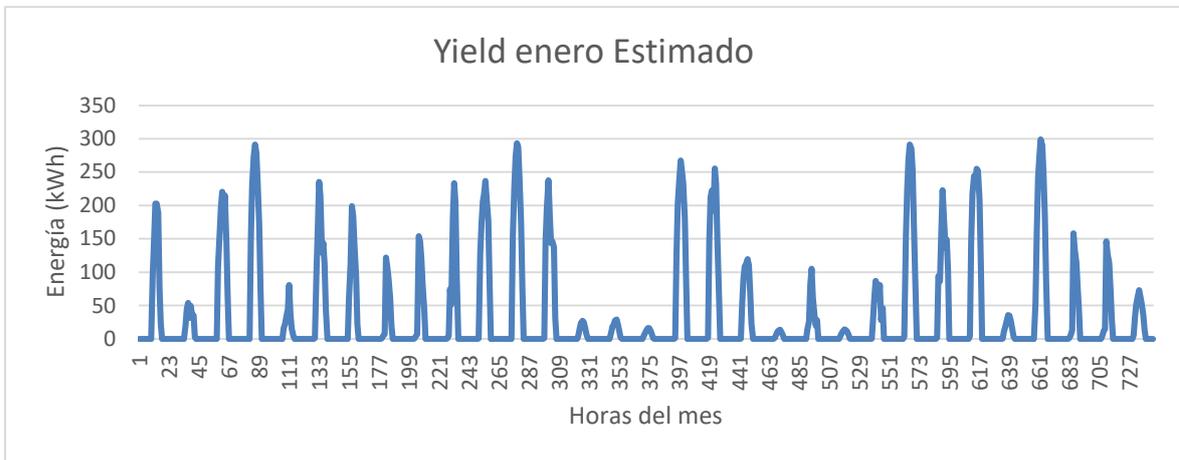


Ilustración 17 - Estimación Yield enero

En este mes, como muestra la tabla anterior, se tiene una generación estimada de alrededor de 1000 kWh lo que reduciría la generación estimada diaria a 1500 kWh por prudencia a la hora de escalar las conclusiones a largo plazo con perspectivas anuales. Teniendo en cuenta el consumo diario de la mina, el excedente una vez cubiertas todas las necesidades de la mina se reduciría a unos 500 kWh entre semana y 1400 kWh los fines de semana.

## 7.2 CONCLUSIONES REC

A partir del ahorro diario medio estimado en el análisis técnico, se plantea ahora una comparativa con el consumo energético de una localidad concreta, con el objetivo de evaluar si el excedente diario no aprovechado podría haberse destinado a abastecer una Comunidad Energética Local (REC). Para ello, se analiza si este excedente es suficiente para cubrir el consumo básico de los habitantes censados.

La localidad a la que se hubiera querido destinar dicho excedente cuenta con menos 140 habitantes censados<sup>17</sup> en 2022. Considerando la media de consumo energético por persona en España, que se sitúa en torno a 4,5 kWh/persona/día<sup>18</sup>, el consumo total diario necesario para abastecer a toda la población ascendería a:

$$\text{Consumo diario total} = 140 \times 4,5 = 650 \text{ kWh/día}$$

No obstante, se ha querido calcular el número total de paneles solares adicionales que se hubieran necesitado instalar para que la planta pudiera generar un excedente suficiente como para abastecer tanto a la fábrica como al municipio. Esta cifra se obtiene mediante la fórmula teniendo en cuenta que 1 kWp, en Galicia, teniendo en cuenta las horas solares que funcionaría genera unos 3,5 kWh/día de media anual<sup>19</sup>:

$$\text{Paneles necesarios} = [(650 \text{ kWh/día consumo pueblo} + 1000 \text{ kWh/día consumo mina}) / 3,5 \text{ kWh/panel}] - 750 \text{ paneles actuales} < 0 \text{ paneles adicionales necesarios}$$

Este resultado demuestra que, desde el punto de vista técnico y económico, sería viable donar excedente con la instalación existente actual, como había supuesto la empresa desde un principio.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el 80% del excedente, aproximadamente, es durante los fines de semana el cual, debido a los valles de los precios del mercado energético, coincide con cuando más barata está la energía y el ahorro real a la comunidad no es significativo. Es por esto que se deciden plantear otras formas de aprovechar esa energía sobrante como la venta a red con contrato PPA o la alimentación de cargas adicionales (sistemas auxiliares, alumbrado público, etc.) que sí puedan aprovechar este excedente sin requerir una expansión significativa.

---

<sup>17</sup> (Foro, s.f.)

<sup>18</sup> (Estadística Anual de Consumo Energético Residencial , 2023)

<sup>19</sup> (Inega, s.f.)

## **8. POWER PURCHASE AGREEMENT**

Como contrapropuesta a la creación de una Comunidad de Energías Renovables, se estudia la posibilidad de establecer un PPA o Power Purchase Agreement con la distribuidora debido a los resultados obtenidos en el capítulo anterior.

### **8.1 INTRODUCCIÓN**

La explicación a continuación abarca qué son y cómo se usan, los tipos que existen y cómo se estructuran cada uno de esos tipos de PPAs.

#### **8.1.1 ¿QUÉ ES Y PARA QUÉ SE UTILIZA UN PPA?**

Un Power Purchase Agreement es un contrato a largo plazo mediante el cual se compra electricidad directamente a un generador, normalmente de fuentes renovables como energía solar o eólica. El comprador se compromete a adquirir una cantidad determinada de energía a un precio acordado y durante un periodo de tiempo predefinido, normalmente entre 10 y 20 años<sup>20</sup>. Esto permite que las distribuidoras financien proyectos de generación renovable al garantizar una fuente estable de ingresos, y al mismo tiempo permite a las empresas asegurar el precio de su electricidad a largo plazo y alcanzar objetivos de amortización.

Los PPAs se han convertido en una herramienta clave para:

- Reducir la volatilidad del precio eléctrico: permiten fijar el coste a largo plazo.
- Cumplir objetivos ESG y de sostenibilidad: al adquirir energía 100% renovable con garantías de origen.
- Apoyar el desarrollo de nuevas plantas renovables (adicionalidad).

---

<sup>20</sup> (Understanding PPAs)

### 8.1.2 CATEGORIZACIÓN

Según el medio en el que se lleve a cabo la compraventa de la energía generada existen 3 tipos principales de contratos:

#### **1. PPA Físico (*Physical o Sleeved PPA*)**

En este tipo de contrato, el comprador recibe electricidad física a través de la red, gestionada por la distribuidora (utility o agregador) que actúa como “sleeving partner”, haciendo referencia a su papel de “manga” al inyectar la energía comprada. El comercializador puede cobrar un fee de sleeving.

Este tipo de PPA requiere tres contratos:

1. Con el productor de energía renovable.
2. Con la distribuidora (para la entrega física).
3. Con el gestor de red, de ser necesario.

Las principales ventajas son que no requiere instalaciones físicas del lado del comprador y recibe energía renovable trazable, con Garantías de Origen (GoOs). Estas son pruebas de que la energía comprada es realmente renovable. Por el contrario, las desventajas principalmente son la complejidad técnica y regulatoria del mismo por contratos, costes adicionales y la fiabilidad de la empresa con la que se realiza el contrato.

#### **2. PPA Virtual o Financiero (*Virtual/Synthetic PPA*)**

Un PPA virtual (o sintético) es un contrato financiero entre un comprador corporativo y un generador renovable, sin entrega física de electricidad. Está estructurado como un Contrato por Diferencias (CfD) <sup>21</sup> sobre un precio de referencia de mercado en el que el comprador sigue recibiendo su energía habitual de su comercializadora, sin cambiar su suministro físico.

---

<sup>21</sup> (Understanding PPAs)

Este tipo de contrato cuenta con diferentes elementos que lo forman:

1. *Strike Price (precio fijo acordado)*: Se pacta un precio por MWh entre las partes (del orden de 45 €/MWh<sup>22</sup>).
2. *Venta al mercado*: El productor vende la energía en el mercado mayorista (pool) al precio horario real.
3. *Compensación financiera*: Si el precio del mercado es mayor al strike, el generador paga al comprador la diferencia y viceversa de ser menor.

Además de una duración típica comentada previamente, algunos datos relevantes sobre estos contratos son que pueden ser de volumen flat (baseload) o variable (pay-as-produced), con liquidación mensual o trimestral. Asimismo, pueden estar indexados al OME (precio spot) o a otro índice y existe una transferencia de Certificados verdes (GoOs) al comprador para acreditar energía renovable.

Respecto a las Garantías de Origen (GoOs)<sup>23</sup>, son certificados electrónicos que garantizan que cierta cantidad de energía ha sido producida por fuentes renovables. Son emitidas por la CNMC en España y es el único mecanismo oficial en la Unión Europea para demostrar la providencia de dicha electricidad por lo que es relevante su transferencia.

### **3. PPA On-site o “Behind the Meter”**

Se trata de un contrato en el que el generador instala y opera una planta renovable dentro de las instalaciones del comprador, y la energía generada se consume directamente sin pasar por la red. Este modelo es 100% físico por lo que no requiere intermediarios.

Funciona de forma que una empresa de energía renovable instala paneles solares o una turbina eólica en el terreno o tejado del comprador y firman un PPA entre ambas partes en el que el comprador consume directamente la electricidad generada, y solo recurre a la

---

<sup>22</sup> (Risk mitigation for corporate renewable PPAs, 2020)

<sup>23</sup> (Guarantees of Origin (GOO), 2020)

red cuando hay déficit (o exporta cuando hay exceso). De haber excedentes, pueden inyectarse a la red con un acuerdo de compensación de excedentes.

Las principales ventajas de este modelo son ahorro al evitar peajes y cargos de red, el 100% de trazabilidad de la energía y consumo directo y un muy bajo riesgo de mercado ya que el precio es cerrado y la generación predecible. Por otro lado, las desventajas son que puede no cubrir el 100% de la demanda del comprador y requiere acuerdos legales para instalación y operación del generador.

### **8.1.3 SUBCATEGORIAS**

Basándonos en la estructura contractual individual de cada PPA se pueden subcategorizar en 6 grupos diferentes:

#### ***1. Pay-as-produced, también llamado "as-generated".***

El comprador acepta toda la producción real que genere la planta renovable por lo que el volumen es variable e igual al de la planta. Si es un PPA físico se consume la energía real y si es uno virtual se compara cada hora a precio fijo de mercado con el strike price, liquidándose la diferencia.

#### ***2. Baseload (plano)***

El comprador acuerda comprar una cantidad fija a precio fijo de energía todos los días, independientemente de lo que produzca el generador, cubriendo el déficit en el mercado de no poder proporcionarlo.

#### ***3. Profile-based o Shaped PPA***

El comprador acuerda comprar energía con un perfil horario predefinido, que se ajusta a su curva real de consumo. El generador se compromete a entregar ese perfil, o compensarlo en el mercado de no poder abastecerlo.

#### ***4. Cap & Floor, precio flotante con límites.***

El PPA define un precio variable indexado al mercado, pero se fija un mínimo (floor) y un máximo (cap). Funciona como un contrato de cobertura dentro de un rango de forma que si el mercado está dentro del rango se aplica el precio real, si está por debajo del floor se paga el mínimo y si está por encima del máximo el comprador se beneficia del cap.

### **5. Proxy Generation PPA**

El volumen de energía no se basa en la producción real, sino en una estimación teórica basada en condiciones meteorológicas, con datos, evitando disputas por datos de producción. Se calcula cuánta energía debería haberse producido bajo condiciones normales y se liquida como un CfD contra ese volumen proxy.

### **6. Firmed o “Dispatchable” PPA**

El generador (o un trader asociado) garantiza un suministro constante y firme, como si fuera energía tradicional. Pudiendo usar diversificación tecnológica (eólica + solar), almacenamiento (baterías) o coberturas en mercado para lograrlo. De esta forma el comprador recibe energía firme a precio fijo y el generador asume todos los riesgos de intermitencia.

## **8.2 EL DESARROLLO DE UN PPA**

Dentro de los PPAs encontramos dos grandes categorías según el tipo de comprador:

- **Utility PPAs:** La compradora es una empresa comercializadora (utility) que revende la energía a terceros.
- **Corporate PPAs (CPPAs):** el comprador es una empresa que usa la energía para su propio consumo. En 2023, más de 72.000 GWh de CPPAs se firmaron globalmente, un 12% más que el año anterior<sup>24</sup>, teniendo en cuenta un número de horas

---

<sup>24</sup> (Global Renewables Market Update, 2024)

equivalentes de funcionamiento medio aproximado de 2.000 h/año entre energía solar y eólica.

### 8.2.1 CARACTERÍSTICAS CONTRACTUALES Y LEGALES

Los PPAs son contratos complejos que deben asignar responsabilidades y riesgos de forma equilibrada entre comprador y vendedor. Existen cláusulas estándar y otras que requieren una negociación específica según el contexto regulatorio y financiero. Estas últimas cláusulas clave son:

- **Duración:** normalmente entre 10 y 20 años, esencial para asegurar ingresos a largo plazo.
- **Condiciones Precedentes:** Cláusulas que deben cumplirse antes de que el contrato entre en vigor o el vendedor empiece a entregar energía:
  - Obtención de permisos regulatorios y ambientales.
  - Firma de contrato de interconexión con la red.
  - Cierre financiero (financial close) del proyecto.
  - Fecha límite para COD (Commercial Operation Date).
  - Aprobación del contrato por el consejo del comprador (cuando aplique).
- **Force Majeure:** Eventos imprevisibles que exoneran a una de las partes del cumplimiento.
- **Termination clauses:** Condiciones bajo las cuales una parte puede romper el contrato.
- **Cambio de Ley o Regulación:** Revisar los términos del contrato si hay cambios legales, regulatorios o fiscales que impactan la ejecución del PPA. Se entiende por eso una nueva normativa, reinterpretación por parte de una autoridad, cambio fiscal, etc., que incluye un umbral material y establece un proceso de notificación y resolución.

- **Cesión del contrato:** Debe permitir transferencias a bancos o Special Purpose Vehicles (SPVs) para facilitar la financiación. Estos últimos son entidades legales independientes creadas para aislar riesgos, estructurar una operación específica o facilitar una transacción financiera concreta

Cabe destacar la importancia de desarrollar las Condiciones Precedentes como requisitos sine qua non el PPA no puede entrar en vigor ni obligar a alguna de las partes a realizar sus compromisos.

Por un lado, algunas condiciones para el vendedor (generador) podrían ser la obtención de permisos ambientales y de construcción, la firma del acuerdo de interconexión a red, el cierre del financiamiento del proyecto, así como de contratos de suministro de equipos y EPC y la aprobación del consejo de administración del promotor.

Por otro lado, ciertas condiciones para el comprador son la aprobación del contrato por parte del regulador energético, CNMCE, la aprobación interna por el consejo de dirección de la empresa y la validación del contrato por parte del departamento jurídico.

Finalmente, sin estas condiciones el comprador no estará obligado a pagar por la energía y el vendedor no estará obligado a construir ni entregar. En muchos casos, se fijan fechas límite para el cumplimiento de cada condición. Si no se cumplen, el contrato puede rescindirse sin penalización.

Adicionalmente, los PPAs en España deben tener en cuenta las siguientes medidas:

- **REMIT:** Reglamento europeo que establece normas para prevenir y sancionar el abuso de mercado en el sector energético mayorista, la transparencia en precios y condiciones si se superan ciertos umbrales.
- **MiFID II:** Directiva sobre Mercados de Instrumentos Financieros II, es una regulación europea que busca proteger a los inversores y aumentar la transparencia en los servicios financieros. Un PPA virtual puede considerarse un derivado si no

hay intención de consumo físico, lo que implica obligación de registro, cumplimiento EMIR y evaluación de elegibilidad<sup>25</sup>.

En España, los PPAs están creciendo rápidamente tras los ajustes regulatorios post-2013, con más de 9.000 GWh firmados entre 2019 y 2023<sup>26</sup>, teniendo en cuenta un número de horas equivalentes de funcionamiento medio aproximado de 1.800 h/año de energía solar.

## 8.2.2 CONDICIONES DE MERCADO

España es uno de los mercados más dinámicos de Europa post 2020 para la firma de PPAs, pero presenta una serie de características propias que deben ser comprendidas antes de negociar un contrato.

Ciertos factores favorables incluyen el elevado recurso renovable (sol y viento), que permite precios competitivos, una alta demanda de descarbonización corporativa y cumplimiento ESG, una red eléctrica desarrollada, con capacidad para integrar nueva generación, y la existencia de un mercado eléctrico liberalizado (MIBEL) con productos financieros a plazo.

Sin embargo, cuenta con retos como la volatilidad regulatoria histórica, especialmente en el pasado por reformas de primas renovables entre 2010–2013, ha dejado cierto legado de “riesgo regulatorio”. Además, los PPAs pueden estar afectados por normativas como; REMIT y MiFID II, explicadas previamente, así como por EMIR que registra los requisitos de compensación para derivados OTC (contratos financieros que se negocian directamente entre dos partes, fuera de un mercado centralizado o bolsa de valores).

Por otro lado, existe el riesgo de canibalización de precios spot. A medida que aumentan las renovable, los precios del mercado diario bajan en horas de alta producción renovable afectando a PPAs de tipo *pay-as-produced*.

---

<sup>25</sup> (Power Purchase Agreements (PPAs), 2024)

<sup>26</sup> (Corporate Power Purchase Agreements, 2022)

Finalmente, el mercado puede estar sobredimensionado en solar puesto que existe un exceso de proyectos solares frente a la demanda corporativa, lo que reduce el poder negociador de compradores a largo plazo y puede llegar a dar problemas de inercia en la red como se pudo ver en el apagón histórico del pasado 28 de abril de 2025.

### **8.2.3 FINANCIACIÓN, BANCABILIDAD Y GARANTÍAS**

Los PPAs son fundamentales para asegurar la bancabilidad de un proyecto renovable. Esto se refiere a que el contrato de ingresos suficientes y predecibles para que los bancos lo acepten como garantía de repago. Por parte del comprador, son garantías corporativas, standby letters of credit o cash colateral, y por parte del vendedor, completion bonds o performance guarantees.

Algunos factores que pueden afectar a la bancabilidad pueden ser la solidez del offtaker, el comprador, la estabilidad regulatoria del mercado, la duración y estructura del contrato en sí y los riesgos inherentes.

Instrumentos adicionales que pueden ser de interés en la bancabilidad de un PPA pueden contar con:

- Almacenamiento (Battery Energy Storage Systems, BESS)
- Permite suavizar la producción renovable.
- Facilita contratos con perfiles más estables (baseload, firmados).
- Clave en mercados con riesgo de canibalización y desequilibrios.
- Incentivos regulatorios en desarrollo (mercado de capacidad).

## **8.3 ESTUDIO ECONÓMICO**

A continuación, se realizará un análisis para el que se considera una instalación fotovoltaica con el objetivo de mantener el autoconsumo de la mina y vender dicho sobrante sin dejar de autoconsumir.

Se propone que se dé bajo un contrato PPA físico de 10 años de duración. El subtipo de contrato propuesto es el pay-as-produced puesto que el comprador se compromete a comprar toda la energía que el productor vierta, no se exige perfil horario ni volumen mínimo y se paga por cada kWh inyectado, además de que el precio puede ser fijo o indexado al Índice de Precios al Consumo (IPC), dependiendo de cómo se negocie. Una alternativa que podría servir además de la citada anteriormente sería la Cap & Floor, aunque es poco común en excedentes de autoconsumo ya que el volumen es bajo y variable y no tienes capacidad de entrega firme puesto que depende del consumo del vendedor lo que limita la capacidad de negociación.

Las principales suposiciones para llevar a cabo este estudio son:

- **Producción estimada (año 1):** Aproximadamente 416 MWh/año, a pesar de que el rango típico en España oscila entre los 1.000 y 1.200 MWh/MWp<sup>27</sup> puesto que contamos con valores medios estimados en una zona geográfica en el país donde se ve desfavorecida por el clima y otros factores.
- **Precio de venta de energía (PPA):** Alrededor de 40 €/MWh fijo durante 10 años, teniendo en cuenta que en 2024 el promedio de PPAs solares en España fue 38,5 €/MWh, el más bajo de Europa<sup>28</sup>.
- **Vida útil de los paneles:** Las placas fotovoltaicas suelen garantizar una producción nominal durante 25–30 años<sup>29</sup> por lo que asumimos que al final de los 10 años los paneles aún tendrán más del 80% de su capacidad inicial.
- **Tasa de descuento:** Se aplica la proyección del BCE que sitúa la inflación objetivo a medio plazo en torno al 2%<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> (Huerto Solar: Qué son, costes y rentabilidad, 2024)

<sup>28</sup> (España es el paraíso de los PPA renovables con los precios más baratos de Europa, 2024)

<sup>29</sup> (Vida útil de las placas solares, 2024)

<sup>30</sup> (¿Por qué tener un objetivo de inflación del 2 % en lugar del 0 %?, 2022)

### 8.3.1 MODIFICACIÓN DEL PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN (PAC)

Para pasar de autoconsumo sin excedentes a con excedentes, es necesario obtener permisos de acceso y conexión para inyectar energía a la red.

En primer lugar, se debe depositar un aval de 40 €/kW instalado, en este caso unos 16.000 €, como garantía de acceso ante la distribuidora o REE, el cual es reembolsable una vez completada la legalización de la instalación.

En segundo lugar, la distribuidora (o REE si aplica) suele cobrar una tarifa fija por realizar un estudio técnico-económico del punto de conexión de en torno a 300 €. Además, existen adaptaciones en el punto de conexión si la red de distribución lo requiere actuaciones para admitir la inyección cuyo coste va incluido en las condiciones técnico-económicas.

Finalmente, se necesitaría el Contrato Técnico de Acceso (CTA), el cual se firma con la distribuidora.

En resumen, la modificación del PAC para 400–450 kW implicará un aval devuelto tras la puesta en marcha, un pago por el estudio de acceso y, en escenario favorable, pocos o ningunos costes adicionales de refuerzo de red, salvo casos donde la distribuidora exija alguna adaptación.

### 8.3.2 LEGALIZACIÓN COMO INSTALACIÓN CON VERTIDO DE EXCEDENTES

Dado que la planta excede 100 kW y pasará a verter energía, debe cambiar su clasificación legal a instalación generadora con excedentes. Los trámites y costes son los siguientes:

- **Registro administrativo:** Para más de 100 kW con vertido, es obligatorio inscribir la instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), a través de la comunidad autónoma. Normalmente se debe abonar una tasa de inscripción la cual no suele ser elevada, del orden de decenas o pocos cientos de euros.

- **Actualización de registros:** También se debe comunicar la modificación en el Registro de Autoconsumo cambiando de modalidad a *con excedentes no acogida a compensación* lo cual no conlleva gasto.
- **Documentación técnica:** Legalmente, añadir vertido supone considerar la instalación fotovoltaica como nueva instalación de generación a efectos administrativos por lo que se debe presentar una Memoria Técnica o Proyecto actualizado, según la potencia, y un nuevo Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) firmado por técnico competente.
- **Autorizaciones e inspecciones:** Se requiere la Puesta en Servicio por la autoridad competente además de una inspección inicial por un Organismo de Control Autorizado (OCA) para potencias mayores a 25 kW, cuyo coste puede rondar los 500–1.000 €<sup>31</sup>.
- **Impuestos y obligaciones fiscales:** En algunos casos, si la empresa titular no tenía en su objeto social la venta de energía, podría incurrir en gastos de modificación de actividad empresarial por gestoría de notaría, aunque estos suelen ser menores (cientos de euros).

En conclusión, los desembolsos puramente administrativos para legalizar el vertido podrían situarse en torno a los 1.000 €, 1500 € en un caso base, sin contar impuestos futuros.

### 8.3.3 EQUIPOS DE MEDIDA HOMOLOGADOS PARA VERTIDO

Para poder vender energía sobrante, la instalación debe contar con equipos de medida bidireccionales homologados que registren la energía inyectada y consumida según la normativa de puntos de medida.

---

<sup>31</sup> (Preguntas Frecuentes, s.f.)

Por un lado, está el contador bidireccional en el punto de frontera. Si la planta está detrás del mismo punto de suministro del consumidor, podría bastar un contador bidireccional que mida flujos de entrada y salida netos.

Por otro lado, existe el contador de generación neta independiente para obtener una medida independiente de la generación neta, salvo que se tenga un único contrato unificado. En la práctica, suele instalarse un contador dedicado a la generación además del contador de consumo. Se puede comprar, aunque suele alquilarse a la distribuidora, que se encarga de su instalación y lectura.

Finalmente, el coste de estos contadores ronda los 100 € a 300 € por la compra de un contador bidireccional más su la calibración/ensayo y el precintado que pueden sumar unos cientos de euros más. Este también se puede alquilar por unos 10 € al año. En ambos casos habrá que habilitar la telemedida llevada a cabo por la distribuidora gratuitamente.

#### 8.3.4 COSTES TÉCNICOS

La conversión a vertido requiere trabajos de ingeniería y certificación para cumplir con las normativas.

- **Proyecto o memoria técnica:** Se exige un proyecto técnico visado por ingeniero industrial, el proyecto original era *sin excedentes*, habrá que redactar un anexo o nuevo proyecto contemplando la inyección cuyo coste ronda los 1.500–3.000€.
- **Dirección facultativa:** Legalmente la modificación debe estar supervisada por un técnico por lo que la dirección de obra y de ejecución deberá emitir certificados de fin de obra, entre otros, que costará entre 500–1.500 €.
- **Certificados e inspecciones:** Un instalador autorizado deberá emitir el CIE (certificado de instalación) lo cual suele venir incluido en los servicios del instalador o ingeniero y su coste individual no es alto, entre 100 y 300 €.

- **Otros:** Habrá que emitir un certificado de imposibilidad de vertido *anterior*, para dar de baja la condición de sin excedentes, si lo exige la CCAA, pero eso suele ser una simple declaración del técnico en la memoria.

En conjunto, los servicios profesionales de ingeniería/instalación para este cambio de modalidad pueden suponer aproximadamente 2.000 a 5.000 € en total.

### 8.3.5 REQUISITOS CONTRACTUALES Y OTROS

Al convertir la instalación para vender excedentes, entran en juego nuevos contratos y servicios asociados a la venta de energía:

- **Contrato de representación en el mercado:** Las instalaciones con excedentes *no acogidas a compensación* deben vender su energía excedentaria en el mercado eléctrico para lo que el productor debe estar representado ante el mercado por un agente autorizado. Si la planta cierra un PPA con una comercializadora, esa empresa suele encargarse de la representación.
- **Notaría y gestiones de representación:** Para facultar al representante, el productor debe otorgar poderes notariales (autorizar la representación ante OMIE, REE, CNMC). Esto implica un pequeño gasto único de notaría (aprox. 100–300 € dependiendo del notario y extensión del poder) que corre a cargo del productor.

En resumen, los nuevos requisitos contractuales no implican un gran desembolso inicial salvo el poder notarial (pocos cientos de €). Es importante señalar que, al convertirse en productor, la instalación deberá también cumplir con las liquidaciones mensuales de la CNMC (lo maneja el representante) y con eventuales desvíos cuyo coste lo asume el productor y no suelen ser significativos en coste.

### 8.3.6 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO DE VENTA

La estimación del sobrante de la instalación se obtiene a partir de los datos estimados en los días tipo óptimos para ver cuánta capacidad real de generación tiene la instalación. Debido a la geografía y clima de la zona donde se encuentra la instalación se decide realizar

una comparación en la que se ve que en los meses menos favorables a penas se cubriría la demanda de la mina por lo que se encontró razonable, en vez de suponer una posible generación anual correspondiente al máximo del mes de junio, tomar una media entre el mínimo en enero y dicho máximo.

Día tipo junio	Yield (kWh)	Consumo red (kWh)	PVSyst (kWh)	Sobrante (kWh)
Entre semana	350	700	2000	1050
Fin de semana	30	70	2000	1900

*Tabla 4 - Justificación estimación sobrante*

Como se aprecia en la tabla anterior en el mes de junio se alcanzan máximos de ahorro de alrededor de 9MWh/semana mientras que durante el mes de enero habría una generación de 7MWh/semana dando lugar a la media de 8MWh/semana y el ahorro total de 416MWh anuales.

Cada año la producción disminuirá ligeramente por la degradación de los paneles, asumida en 1% anual, valor obtenido de las garantías de fabricantes, que suelen asegurar alrededor de un 80-85% de la potencia a los 25 años. Así, para el décimo año la generación sería alrededor de un 90% de la inicial.

Se ha fijado un precio PPA de 40 €/MWh para toda la energía producida, sin escalamiento. Este precio es un supuesto realista para un contrato a 10 años en el contexto español de 2024-2025. Según informes de mercado, España presenta algunos de los precios de PPA solar más bajos de Europa, con promedios alrededor de 38 y 40 €/MWh en el mercado spot debido a la alta irradiación y competencia de desarrolladores. En PPAs, en particular del tipo pay-as-produced el rango de precios es algo superior entre 45 y 55€/MWh dependiendo de cada situación. Dado que la venta de nuestro excedente es durante los fines de semana se escoge un precio realista inferior al típico de estos casos por las características individuales de este particular.

### 8.3.7 FLUJO DE CAJA PROYECTADO (10 AÑOS)

A continuación, se presenta la proyección de flujos de caja anual del proyecto durante los 10 años del PPA. Se consideran los ingresos por venta de energía y los costes operativos cada año, asumiendo inversión inicial.

Como se ha visto en apartados anteriores, la inversión inicial de la planta rondaría alrededor de los 6.000€ en el peor de los casos que se tuviesen que hacer la mayoría de los estudios y tramitaciones. Adicionalmente, se deberían tener en cuenta gastos constantes anuales de los mismos como el mantenimiento de la instalación como generación que ascienden a la cantidad de 600 a 1.000€. Cabe denotar también, que es porque la inversión inicial ya se ha realizado que la restante es de un valor inferior.

<b>Concepto</b>	<b>Coste estimado (€)</b>
Estudio de punto de conexión (PAC)	300
Tasas de registro y tramitación autonómica	200
Inspección inicial OCA	800
Proyecto técnico / Anexo para vertido	2500
Dirección facultativa y certificados	1200
Medidor bidireccional (compra o alquiler inicial)	400
Certificación/calibración contador	200
Poder notarial para representación	250
Honorarios legales o técnicos adicionales	500
Gestión ante REE/CNMC (si aplica)	150

*INTRODUCCIÓN*

TOTAL	6500
-------	------

*Tabla 5 - Presupuesto desglosado de costes*

Teniendo en cuenta estos datos, se tendría un beneficio desde el primer año de alrededor de 10.000€ y a partir del mismo de 16.000€ anuales aproximadamente.

Ajustándolo a la inflación al 2% según el BCE, por otro lado, y teniendo en cuenta un precio fijo base de 40€/MWh se tendría la siguiente tabla de valores de precio.

Año	Generación anual (MWh)	Precio indexado (€/MWh)	Ingreso (€)	Costes (€)	Flujo de caja (€)
1	416	40	16.640	6.500	10.140
2	411,84	40,8	16.803	500	16.303
3	407,7216	41,616	16.968	500	16.468
4	403,644384	42,44832	17.134	500	16.634
5	399,6079402	43,2972864	17.302	500	16.802
6	395,6118608	44,16323213	17.471	500	16.971
7	391,6557422	45,04649677	17.643	500	17.143
8	387,7391847	45,94742671	17.816	500	17.316
9	383,8617929	46,86637524	17.990	500	17.490
10	380,023175	47,80370274	18.167	500	17.667

*Tabla 6 - Flujo de caja del PPA*

### 8.3.8 CÁLCULO DEL VAN, TIR E *PAYBACK*

Con los flujos de caja anteriores y la inversión inicial, se calculan los indicadores financieros clave:

- **Valor Actual Neto (VAN)** a 2%: En este caso, el VAN (Valor Actual Neto a 2%) es de casi 100.000€. Esto indica que, al cabo de 10 años el inversor ya ha obtenido retorno completo de su desembolso inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+r)^t} - I_0$$

Siendo: Ft = Flujo neto de caja en el año t

r = Tasa de descuento (por ejemplo, 0,02 para 2%)

n = Número de años del proyecto

I0 = Inversión inicial

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**: es la tasa de descuento que haría el VAN = 0. Dado que el flujo neto acumulado a 10 años ya es positivo, la TIR medio en 10 años resulta aproximadamente 173%, en este escenario.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+r)^t} - I_0$$

- **Periodo de retorno (*Payback*)**: indica en cuántos años se recupera la inversión inicial, sin descontar los flujos existiendo la versión descontada. En este caso en 1 año.

$$Payback = \min\left\{ t : \sum_{i=1}^n Fi \geq I_0 \right\}$$

A continuación, se hace una comparativa con otras alternativas de inversión, específicamente una inmobiliaria, en fondos indexados y en renta variable como contraste del TIR y análisis de la calidad de la inversión a realizar separando los gastos anuales de la inversión original.

Por un lado, la renta variable se refiere a la inversión en acciones la cual tiene mayor riesgo, pero potencialmente mayor rentabilidad. Con una inversión inicial de 6.000 € en un fondo representativo del IBEX 35, si lograra una rentabilidad anual compuesta del 5%, aunque la rentabilidad media a muy largo plazo de la bolsa global ronde el 8–10% anual ya que la bolsa española en particular ha tenido un rendimiento más bajo recientemente, se obtendría un VAN de 3.459 € y una TIR de alrededor del 5% anual.

Por otro lado, los fondos indexados a índices bursátiles globales representan una estrategia diversificada de renta variable. Históricamente, los índices globales han ofrecido rentabilidades superiores a las del mercado español, gracias a la diversificación internacional. El S&P 500 (EE.UU.) muestra un rendimiento histórico alrededor de 8–10% anual a largo plazo. Invirtiendo 6.000 € en este fondo indexado suponiendo dicha rentabilidad del 8% se obtendría un VAN de 6.374€ y una TIR aproximada del 8% anual la cual coincide con la rentabilidad asumida.

Finalmente, la inversión inmobiliaria de comprar una vivienda para alquilar es otra alternativa muy común en España. En el contexto actual, la rentabilidad bruta por alquiler de vivienda ronda en promedio el 7% anual en España en 2023 además de una revalorización de la vivienda del 3% anual. Se plantean unos flujos de caja que dan un VAN de 4.641€ y un TIR del 7%.

En conclusión, en el plazo de 10 años el proyecto de PPA con excedentes destaca como la mejor opción de inversión. Esto es porque ofrece una rentabilidad significativamente superior a otras alternativas tradicionales como la renta variable, los fondos indexados o el inmobiliario. Su combinación de flujos de caja estables, predecibles y vinculados a un contrato a largo plazo permite alcanzar una TIR y un excedente neto

acumulado más elevados. Esta estabilidad, junto con su bajo riesgo operativo y financiero, lo convierte en una inversión eficiente y atractiva en el contexto actual.

## 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

A continuación, se comentan las conclusiones del proyecto, destacando lo que se ha hecho, dejando claros qué objetivos se han cubierto y cuáles son las aportaciones hechas.

Partiendo de los pasos iniciales desde donde se empezó este proyecto, se ha abordado un análisis exhaustivo de la generación y consumo energético de la Mina David, haciendo especial énfasis en la optimización de autoconsumo a través del estudio de una instalación fotovoltaica.

Por un lado, no solo se han cumplido los objetivos iniciales aprovechando tecnologías como iSolarCloud y PVSyst, entre otras, sino que se ha conseguido llevar a cabo un análisis propio aprovechando los datos brindados por estos dos sistemas evaluando los picos de producción y fluctuaciones en el consumo para llegar a conclusiones propias y fundamentadas.

Por otro lado, basándose en los hallazgos obtenidos se ha podido estudiar la viabilidad de la creación de una Comunidad de Energías Renovables. Este análisis técnico ha ido más allá de un cálculo de exceso de energía ya que ha supuesto una profundización en la regulación y funcionamiento de estas entidades legales tanto en nuestro país como a nivel europeo lo que ha supuesto una adición de conocimiento intensa. Es por esto que se ha podido llegar a la conclusión de que la mejor forma de cumplir el objetivo de transformación y apoyo social podría no ser a través de una REC.

Finalmente, se ha realizado un estudio económico contextualizado en la situación global de los PPAs además de personalizada a este caso particular. Los resultados obtenidos muestran que la instalación fotovoltaica podría obtener una remuneración interesante en comparación con otras alternativas de inversión del capital inicial aunque ninguna tan rentable teniendo en cuenta que la aportación mayor ya se realizó en la inversión de la instalación inicial.

A futuro, una opción viable podría ser donar los ingresos generados en forma de servicios comunitarios. Esto podría incluir iniciativas como la mejora de infraestructuras locales, becas de estudio, o el apoyo a servicios fomentando el desarrollo local y fortaleciendo los lazos entre la mina y la comunidad.

Otra opción más compleja e interesante sería establecer un PPA con los vecinos, a través de una Comunidad de Energías Renovables (REC), volviendo a la idea inicial del proyecto. Este modelo permitiría ofrecer un precio de electricidad bajo y estable a los residentes, asegurando una tarifa justa para la energía consumida y proporcionando un beneficio económico directo a la comunidad.

En conclusión, el análisis y los resultados obtenidos durante este proyecto refuerzan la viabilidad de la optimización de excedentes como un modelo energético sostenible y la posibilidad de extender sus beneficios más allá de los propios, contribuyendo al desarrollo de proyectos como el de comunidades energéticas, que permitan el acceso a energía renovable a precios competitivos y estables, o el de PPAs que ofrecen el poder cumplir los objetivos que se establezcan a través de acuerdos económicos. Las futuras decisiones deberán enfocarse en cómo implementar estos modelos de colaboración para maximizar la eficiencia energética, reducir los costos y, al mismo tiempo, fomentar un impacto social positivo.

## 10. BIBLIOGRAPHY

(n.d.). Retrieved from Trading Economics:  
<https://es.tradingeconomics.com/spain/electricity-price>

(n.d.). Retrieved from Consejo de la Unión Europea:  
<https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/energy-price-rise-since-2021/>

(n.d.). Retrieved from Pasek España: <https://pasek.es/es/>

*¿Por qué tener un objetivo de inflación del 2 % en lugar del 0 %?* (2022, January 12). Retrieved from Banco de España: <https://www.bde.es/wbe/es/areas-actuacion/politica-monetaria/politica-monetaria-area-euro/bce-estrategia-politica-monetaria/por-que-2-en-lugar-del-0.html#:~:text=Una%20tasa%20de%20crecimiento%20de,el%20riesgo%20de%20%20389>

(2024, mayo 3). Retrieved from EcoInventos: [https://ecoinventos.com/el-primer-almacenamiento-de-energia-hidroelectrica-sin-agua-del-reino-unido-ofrecera-25-veces-mas-energia/?utm\\_source=chatgpt.com](https://ecoinventos.com/el-primer-almacenamiento-de-energia-hidroelectrica-sin-agua-del-reino-unido-ofrecera-25-veces-mas-energia/?utm_source=chatgpt.com)

(2024, noviembre 11). Retrieved from Xunta de Galicia: [https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2024/20241111/AnuncioC3B0-071124-0001\\_es.html](https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2024/20241111/AnuncioC3B0-071124-0001_es.html)

(2024, febrero 9). Retrieved from Iberdrola España: <https://www.iberdrolaespana.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/240209-iberdrola-espana-instalara-tres-comunidades-solares-en-galicia-que-beneficiaran-a-500-familias>

(2024, mayo 26). Retrieved from Aceuve: <https://aceuve.com/comunidades-energeticas-en-espana/>

(5, abril 2019). Retrieved from Boletín Oficial del Estado:  
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>

Acosta, S. (2024, diciembre 16). Retrieved from el periódico de la energía:  
[https://elperiodicodelaenergia.com/espana-a-la-cola-de-europa-en-baterias/#google\\_vignette](https://elperiodicodelaenergia.com/espana-a-la-cola-de-europa-en-baterias/#google_vignette)

(2021). *Bird&Bird & Corporate PPAs* . twobirds.

(2022). *Corporate Power Purchase Agreements*. DLA PIPER.

Coto, F. G. (2021, agosto 10). Retrieved from Conecta Industria:  
<https://www.conectaindustria.es/articulo/industria/pasivos-ambientales-mineros-un-activo-para-el-crecimiento-economico-e-industrial-postcovid/20210810130337006860.html>

*España es el paraíso de los PPA renovables con los precios más baratos de Europa*. (2024, April 26). Retrieved from El Periódico de la Energía:  
<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-es-el-paraiso-de-los-ppa-renovables-con-los-precios-mas-baratos-de-europa/>

(2023). *Estadística Anual de Consumo Energético Residencial* . Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

(2023). *Estadística Anual de Consumo Energético Residencial*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Retrieved from Estadística Anual de Consumo Energético Residencial 2023:  
<https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Estadisticas/residencial/Estad%C3%ADstica%20Anual%20de%20Consumo%20Energ%C3%A9tico%20Residencial%202023.pdf#:~:text=RESIDENCIAL%20CALEFACCI%C3%93N%20REFRIGERACI%C3%93N%20AGUA%20CALE>

Fariza, I. (2024, septiembre 18). Retrieved from Cinco Días: [https://cincodias.elpais.com/companias/2024-09-18/el-sector-solar-apremia-a-instalar-baterias-para-evitar-un-frenazo-en-renovables.html?utm\\_source=chatgpt.com](https://cincodias.elpais.com/companias/2024-09-18/el-sector-solar-apremia-a-instalar-baterias-para-evitar-un-frenazo-en-renovables.html?utm_source=chatgpt.com)

*Foro*. (n.d.). Retrieved from Habitantes Landoi (Santiago) 2000-2023: <https://www.foro-ciudad.com/la-coruna/landoy/habitantes.html>

García, G. Á. (2024, octubre 15). Retrieved from Konery: <https://konery.com/espana-supera-el-50-de-energia-renovable-en-tan-solo-un-ano/>

(2024). *Global Renewables Market Update*. TRIO.

(2020). *Guarantees of Origin (GOO)*. engie.

*Huerto Solar: Qué son, costes y rentabilidad*. (2024, April 23). Retrieved from Crowmie: <https://crowmie.com/huerto-solar/#:~:text=La%20cantidad%20de%20energ%C3%ADa%20que,300%20hogares%20durante%20un%20d%C3%ADa>

*Inega*. (n.d.). Retrieved from Balance Enerxético de Galicia: <https://www.inega.gal/gl/publicacions/enerxia-en-galicia/balance-enerxetico-de-galicia>

*Objetivos de Desarrollo Sostenible*. (n.d.). Retrieved from Naciones Unidas: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

Otero, A. (2024, agosto 24). Retrieved from Xataka: <https://www.xataka.com/energia/renovables-cada-vez-ocupan-porcentaje-territorio-espana-algunas-ccaa-estan-tomando-medidas>

*Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. (2023, noviembre 29). Retrieved from Gobierno de España: <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/conoce-programa-CE-Oficinas-para-impulsar-creacion-comunidades-energeticas-perte-erha-prtr>

(2024). *Power Purchase Agreements (PPAs)*. Consejo de Reguladores del MIBEL.

*Preguntas Frecuentes*. (n.d.). Retrieved from Nobe: <https://nobe.es/preguntas-frecuentes/#:~:text=No>

(2020). *Risk mitigation for corporate renewable PPAs*. RE-Source.

(n.d.). *Understanding PPAs*. RES power for good.

Vázquez, D. (2023, febrero 8). Retrieved from La Voz de Galicia: [https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/vilarmaior/2023/02/08/vilarmaior-pionera-comunidad-energetica-parroquial-provincia/0003\\_202302H8C6995.htm](https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/vilarmaior/2023/02/08/vilarmaior-pionera-comunidad-energetica-parroquial-provincia/0003_202302H8C6995.htm)

Vázquez, D. (2023, February 08). *La Voz de Galicia*. Retrieved from Vilarmaior, pionera como comunidad energética parroquial en la provincia: [https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/vilarmaior/2023/02/08/vilarmaior-pionera-comunidad-energetica-parroquial-provincia/0003\\_202302H8C6995.htm](https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/vilarmaior/2023/02/08/vilarmaior-pionera-comunidad-energetica-parroquial-provincia/0003_202302H8C6995.htm)

*Vida útil de las placas solares*. (2024, January 31). Retrieved from EDP Blog: <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/vida-util-placas-solares/#:~:text=La%20vida%20%C3%BAtil%20de%20los,de%20este%20periodo%20de%20tiempo>

# **ANEXO I**

