

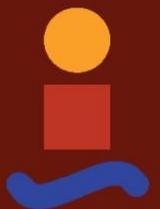
Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Análisis de viabilidad técnico - económica
de un sistema de almacenamiento de
energía**

Autor: Antonio López Gómez-Millán
Tutor: Juan Manuel González Ramírez

**Dpto. Organización Industrial y Gestión de
Empresas II
Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías
Industriales

Análisis de la viabilidad técnica-económica de
un sistema de almacenamiento de energía
conectado a una instalación fotovoltaica.

Autor:
Antonio López Gómez-Millán

Tutor:
Juan Manuel González Ramírez

Dpto. Organización Industrial y
Gestión de Empresas II
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Análisis de la viabilidad técnico-económica de un sistema de almacenamiento de energía conectado a una instalación fotovoltaica.

Autor: Antonio López Gómez-Millán

Tutor: Juan Manuel González Ramírez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado,
compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del
Tribunal

AGRADECIMIENTOS

Con este proyecto cierro una etapa muy importante en mi vida, tanto en el ámbito profesional, como académico, como personal. Debido a ello quiero escribir ciertos agradecimientos a personas e instituciones que han hecho posible este camino.

En primer lugar, a mis padres y mis hermanos, por su incondicional apoyo y amor durante todos estos años.

También a mis amigos, en especial a Manuel y a Miguel Ángel, los cuales me han estado motivando durante todos estos años para sacar lo mejor de mí, de la misma manera que yo intentaba motivarles. Y pienso que así ha sido. No sólo a mis amigos de la ETSI, si no a todos aquellos con los que tras largos días de estudio podía desconectar.

A Rocío Benjumea Cervera, por enseñarme a ser constante y a trabajar duro sean cuales sean las circunstancias.

Por último, a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, sus profesores, dirección y todo el personal que haya estado involucrado en mi paso por la Universidad. Me han enseñado mucho más que matemáticas y física, me han enseñado a conocer que en la vida existe el fracaso, y que para llegar al éxito es necesario trabajar duro.

Antonio López Gómez-Millán,

Sevilla, 2021

RESUMEN

El objetivo principal del presente proyecto es analizar la posible rentabilidad económica, y el funcionamiento técnico, de un sistema de almacenamiento de energía conectado a una instalación fotovoltaica. Los resultados se detallarán una vez se haya entendido el funcionamiento conjunto de generación solar y almacenamiento de la energía sobrante, para poder utilizarla después cuando sea conveniente. Se utilizó una herramienta propia en Excel para poder simular el funcionamiento anteriormente citado, y poder llegar a dichos resultados.

Las energías renovables se encuentran en un total auge, y es que es de importancia el cuidado del planeta. Con las mejoras en las tecnologías y en los precios, cada vez nos encontramos más cerca de conseguir un consumo y una generación consecuente y amiga del medioambiente. Los módulos fotovoltaicos se encuentran cada vez más presentes en el paisaje, y es que su tecnología ha avanzado mucho en los últimos años. Dentro del uso de los módulos fotovoltaicos encontramos diferentes configuraciones posibles: instalación fotovoltaica aislada, instalación fotovoltaica conectada a red, e instalaciones fotovoltaicas conectadas a red con sistema de almacenamiento de energía. Estas dos últimas son las estudiadas en el presente proyecto.

Para aprovechar más este uso de las energías renovables entran en juego los sistemas de almacenamiento de energía. Las baterías estudiadas en el presente proyecto son las de Ion-Litio, las cuales están ocupando la mayoría del volumen de ventas en la actualidad. Su vida útil se mide en ciclos. A un ciclo se le denomina el proceso de carga y descarga conjuntamente, siendo el rendimiento de las baterías un 80% con respecto a su rendimiento inicial al alcanzar los 3.000 ciclos.

El sistema eléctrico es el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Existen diferentes componentes y actores en el sistema español, los cuales hacen posible que llegue electricidad a las instituciones y a particulares. Ellos son los generadores, el transportista, los distribuidores, los comercializadores y el operador del sistema. El mercado eléctrico y el precio de la luz influirán en un sistema fotovoltaico conectado a red y también en el aislado. Los ahorros conseguidos por sistemas fotovoltaicos dependen del precio de la energía y la venta de los excedentes solares también tendrán un precio fijado por el mercado. En la actualidad para medianas y grandes empresas existen diferentes tarifas. La tarifa 6.X TD es la utilizada por medianas y grandes empresas con contrataciones superiores a 15 kW, como es el caso de la empresa en la que se analizó el proyecto. Esta tarifa consta de diferentes periodos, clasificándose por periodos de menor o mayor demanda, y siendo los de más demanda aquellos en los que el precio de la electricidad es más elevado. Es relevante el concepto de los excesos de potencia, ya que en la tarifa 6.X TD, al superar la potencia que la institución o empresa tenga contratada, se le penalizará económicamente de manera significativa.

Se utiliza el uso del excedente solar para la carga de las baterías, y estas cubrirán el consumo de la empresa cuando esté sobrepasando su potencia contratada, de forma que se eviten penalizaciones económicas. Cabe destacar que la implantación de un sistema fotovoltaico, con o sin almacenamiento de energía, no solo permitirá ahorrar en energía consumida, sino que también permitirá disminuir la contratación de la potencia total eléctrica, lo cual es un factor innovador en el presente proyecto.

Se estudió la rentabilidad económica en una empresa real, la cual está en proceso de construir una instalación fotovoltaica en la cubierta de su nave industrial, estando interesada en conocer si las baterías serían rentables como inversión. Sin embargo, el precio actual de las baterías hace que estas no sean todavía rentables. Se estima que cuando el precio de las baterías baje un 20% (2022/2023) estas tendrán un VAN igual a cero como se ha estudiado en este proyecto. Por otra parte, para que las baterías obtengan una TIR similar a la del sistema fotovoltaico, estas tendrán que disminuir su precio en algo más de un 60%.

Por otra parte, el proyecto de implantación de sistemas fotovoltaicos sí es claramente rentable. Por el momento y, como se ha comentado, hasta que el precio de las baterías no baje sobre el valor actual (en torno a un 60%), la instalación será más interesante sin sistemas de acumulación que incorporando estos.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	6
RESUMEN	8
ÍNDICE	11
ÍNDICE DE FIGURAS	13
ÍNDICE DE TABLAS	15
ÍNDICE DE ECUACIONES	16
NOTACIÓN	17
1. OBJETIVOS	19
2. ESTADO DEL ARTE	20
3. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	21
4. INTRODUCCIÓN	22
4.1 Almacenamiento energético	22
4.2 Energía solar fotovoltaica	23
4.3 Sector del autoconsumo en España	24
5. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	26
5.1 Módulo fotovoltaico	26
5.2 Inversor	28
5.3 Transformador	29
5.4 Tipos de instalaciones	29
6. BATERÍAS	33
6.1 Capacidad:	34
6.2 Profundidad de descarga	34
6.3 Vida útil	34
7. MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA	37
7.1 Casamiento de precios	38
7.2 Tarifas eléctricas: tarifa 6.1	39
8. METODOLOGÍA	42
8.1 Energía consumida por la empresa	42
8.2 Contratación de potencia	44
8.3 Implantación del sistema fotovoltaico	46
8.4 Implantación del sistema de almacenamiento de energía	50

8.5 Casos de estudio	53
9. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES ANALIZADAS.	54
9.1 Implantación de sistema fotovoltaico de 1.000 kWp	56
9.2 Implantación de las baterías	61
9.3 Estudio del sistema con aumento del consumo de la empresa	Error!
Bookmark not defined.	
9.4 Sistema óptimo de estudio:	66
10. CONCLUSIONES	69
11. BIBLIOGRAFÍA.....	71
12. GLOSARIO	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 1 : Curva característica de una célula solar en condiciones estándar (línea verde continua). (Lillo, 2013)	27
Fig 2 : Instalación fotovoltaica conectada a red con el objetivo de vender energía eléctrica. (Fuente propia, 2021)	30
Fig 3 : Instalación fotovoltaica conectada a red con el objetivo de autoconsumo. (Fuente propia, 2021).....	30
Fig 4 : Instalación fotovoltaica aislada. (Fuente propia, 2021).....	31
Fig 5 : instalación fotovoltaica conectada a red con sistema de almacenamiento (Fuente propia, 2021).....	32
Fig 6 : Baterías según su aplicación, potencia y tiempo de descarga	33
Fig 7 : Porcentaje de las distintas tecnologías de almacenamiento no hidráulicas del total de la capacidad instalada. (Agencia Internacional de la Energía, 2020).....	35
Fig 8 : Características de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía electroquímicas. (Real Academia de Ingeniería, 2017)	36
Fig 9 : Compañías distribuidoras eléctricas en España. (Instaladores2.0, s.f.)	37
Fig 10 : Funcionamiento del mercado eléctrico español. (F2F, 2021)	38
Fig 11 : Calendario y horario de los diferentes periodos para la tarifa 6.1 (EnergiGreen, 2021)	40
Fig 12 : Potencia demandada por la empresa en un día. (Fuente propia, 2021)	43
Fig 13 : Potencia demandada por la empresa durante una semana. (Fuente propia, 2021)	43
Fig 14 : Consumo anual de la empresa. (Fuente propia, 2021).....	44
Fig 15 : Potencia demandada el 23 de julio de 2019. (Fuente propia, 2021).....	45
Fig 16 : Irradiación en Europa. (Valladolid University).....	47
Fig 17 : Potencia demandada y generación solar 23 de julio de 2019. (Fuente propia, 2021)	48
Fig 18 :Potencia demandada y generación solar del 11 de abril de 2019. (Fuente propia, 2021)	49
Fig 19 : Potencia demandada y generación solar 30 de julio de 2017. (Fuente propia, 2021)	50
Fig 20 : Vida útil batería. (Narada, 2019).....	50
Fig 21 :funcionamiento de la carga y descarga de la batería. (Fuente propia, 2021)	52
Fig 22 : Generación solar cubierta Este. (European Comission, 2021)	54
Fig 23 : Energía generada, energía proveniente de la red y energía vendida a la red. ...	57
Fig 24 : Energía proveniente de la red antes y después de una implantación de 1.000 kWp.....	58
Fig 25 : Proyecto implantación 1.000 kWp a lo largo de 25 años.....	60
Fig 26 : Cash Flow acumulativo del proyecto de 1.000 kWp.	60
Fig 25 : Energía proveniente de red tras la implantación del sistema fotovoltaico con y sin baterías.....	62
Fig 26 : Previsión en la bajada de precios de las baterías de Ion-Litio. (Bloomberg, 2017)	63
Fig 27 :Proyecto de implantación de 1.000 kWp con sistema de almacenamiento de energía durante los 25 años. (Fuente propia, 2021).....	63
Fig 30 : Cash flow acumulativo del sistema conectado a baterías.	64
Fig 31 : TIR según el tamaño de la instalación fotovoltaica	67
Fig 32 : VAN según el tamaño de la instalación fotovoltaica.....	67

Fig 33 : VAN y TIR según el tamaño de la instalación fotovoltaica..... 68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 : Potencia contratada por la empresa	45
Tabla 2 : Coeficientes de penalizaciones de excesos según el periodo tarifario	46
Tabla 3 : Costes de los peajes y la energía consumida. (LUZFIT, 2020)	56
Tabla 4 : Energía generada por la instalación de 1.000 kWp	56
Tabla 5 : Potencia óptima a contratar por parte de la empresa con la implantación de 1.000 kWp.	58
Tabla 6 : Ahorro conseguido con la implantación de 1.000 kWp	59
Tabla 7 : Evolución temporal IPC en España. (Bankinter, 2021).....	60
Tabla 8 : Análisis de sensibilidad del sistema de 1.000 kWp	61
Tabla 9 : Evolución temporal IPC en España.	61
Tabla 10 : Potencia óptima a contratar por parte de la empresa con la implantación de 1.000 kWp y 250 kWh de almacenamiento de energía.....	62
Tabla 11 : Comparación económica de sistemas con y sin almacenamiento de energía	62
Tabla 12 : Resultados del sistema de 1.000 kWp conectado a 250 kWh de baterías	63
Tabla 13 : Análisis de los diferentes escenarios con respecto a la evolución del precio de las baterías.....	65
Tabla 14 : Análisis del proyecto con variación del horizonte temporal.....	66
Tabla 15 : Comparación de índices económicos de los distintos casos	70

ÍNDICE DE ECUACIONES

Energía en kWh	(1).....	42
Facturación por exceso de potencia	(2)	45
Término Aei en los excesos	(3).....	46

NOTACIÓN

'CO ₂ '	Dióxido de Carbono
'kW'	KiloVatios
'MW'	MegaVatios
'GW'	GigaVatios
'kWh'	KiloVatios Hora
'MWh'	MegaVatios Hora
'J'	Julios
'Ah'	Amperios-hora
'V'	Voltios
'kWp'	KiloVatioPico

1. OBJETIVOS

El objetivo principal del presente proyecto es el de analizar la viabilidad técnica y la rentabilidad económica de la incorporación de un sistema de acumulación con baterías a un sistema fotovoltaico. Se analizarán distintos casos de estudio con los cuales tendremos la certeza de si estas inversiones son rentables a lo largo del horizonte temporal de la inversión. Se estudiará un caso sin baterías, y otro con baterías, con la finalidad de poder compararlos y explicar sus similitudes y diferencias. Por último, se estudiará la posible búsqueda de un sistema más rentable que los anteriores.

Como finalidad adicional de este proyecto también se busca el entendimiento por parte del lector del funcionamiento de un sistema de generación solar conectado a la red y conectado a un sistema de almacenamiento de energía. Y tras este concepto, entender cuál es la aportación y la justificación del uso de las baterías.

2. ESTADO DEL ARTE

El estudio de la implantación de sistemas de almacenamiento de energía conectados a instalaciones fotovoltaicas está teniendo una gran importancia en la actualidad. Existen varios informes que estudian este campo.

Se encuentran documentos en los que se estudia el funcionamiento de las baterías y de la generación solar, pero se estudian de manera general durante el año, es decir, no se simula cuarto horariamente el funcionamiento de este. En un trabajo, por ejemplo, se llega a la conclusión de que las baterías óptimas para un sistema de 1,4 MWh es de 250 kWh, el cual no se aleja del resultado del presente proyecto (Santillán Tituaña, 2016). En su trabajo estudia la rentabilidad económica mediante el Payback y se llegó a la conclusión de que la implantación de estas con el precio de 2016 no era rentable. (Santillán Tituaña, 2016) comenta: “Se concluye que el costo de las baterías es el mayor inconveniente al momento de incorporar un sistema de almacenamiento, pues lo que se puede ahorrar o aprovechar al almacenar la energía no es suficiente como para cubrir los costos de la inversión económica”

Por otra parte, se encontraron estudios de instalaciones de mayor tamaño, como el de (Arbeloa Fortunato & Pérez Soler, 2020) donde se comenta que desde el punto de vista económico, el todavía alto precio de las baterías de ion litio en el mercado actual hace que su coste sea muy elevado en comparación con los coste que se derivan de la liquidación de los indeseados pero inevitables desvíos de las plantas fotovoltaicas contrarios a las necesidades del sistema. (Arbeloa Fortunato & Pérez Soler, 2020) estudiaron diferentes metodologías para implantar el sistema de almacenamiento, concluyendo que ninguna de ellas es capaz de cubrir por totalidad los desvíos o excesos producidos, similar a lo que ocurre en el presente proyecto. Aun así, comentan, presentan buenos resultados que si el coste no fuera tan elevado haría que el proyecto pudiese ponerse en marcha. (Arbeloa Fortunato & Pérez Soler, 2020) hablan también sobre el decrecimiento notable del coste de las baterías que se ha producido durante los últimos años.

Otros documentos como el de (Ruiz Cortés, González Romera, Amaral Lopes, & Martins, 2019) se centran en la programación del funcionamiento de las baterías y tienen una idea algo más técnica, ofreciendo resultados de los rendimientos de esta según las diferentes funcionalidades elegidas.

3. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de las fuentes de energía renovable ha experimentado un gran incremento en estos últimos años, y es uno de los aspectos claves en la política energética internacional por diversas razones, una de ellas, la contribución eficiente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial el CO₂. También se consigue una menor dependencia de los productos petrolíferos diversificando nuestras fuentes de energías con el objetivo de tener en 2050 un 100% de consumo de energías renovables en España. (Moncloa, 2020, pág. 401) [1].

Sin embargo, existe un inconveniente principal a la hora de utilizar energías renovables, en este caso se hablará de la energía solar fotovoltaica, la cual es de difícil gestión debido a su disponibilidad intermitente y su no tan fácil predicción. Los errores que ocurran entre la predicción de generación de energía y la generación real, dan lugar a diferencias entre la cantidad que se había comprometido a entregar a la red y la que finalmente se entrega a ésta lo que conllevará un desequilibrio en la red eléctrica. Estos errores de predicción pueden ser consecuencia de una simple nube, que desequilibre la red eléctrica y al fallar esta predicción, será el propietario de la propia planta de generación fotovoltaica el que sea penalizado por causar dicho desajuste.

También existen problemas que se resolverán asociados a la contratación de la potencia, y es que si el consumo de una empresa excede su contratación de potencia se producirán, lo que se denominará a partir de ahora excesos de potencia, y por los cuales existe una penalización monetaria significativa.

El análisis y todo el trabajo teórico que se ha realizado en este trabajo se ha aplicado en la práctica a un proyecto real en una empresa en la que estuve trabajando en contrato de prácticas. Esta empresa es del sector del metal y ha preferido ocultar su marca. La empresa tenía por seguro la implantación en la cubierta de su nueva nave (a la que se desplazarán en un periodo corto de tiempo) una instalación fotovoltaica y querían conocer si esta inversión sería rentable, también querían conocer su rentabilidad al conectarla con un sistema de almacenamiento. Y de ahí la necesidad del proyecto, con el objetivo de estabilizar la red y de reducir los excesos cuando exista un consumo de potencia alto comparado con la potencia contratada de la empresa.

4. INTRODUCCIÓN

4.1 Almacenamiento energético

El almacenamiento energético en el proyecto hará uso de baterías. Una batería eléctrica es un dispositivo que consiste en dos o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. Cada celda consta de un electrodo positivo, o cátodo, un electrodo negativo, o ánodo, y electrolitos que permiten que los iones se muevan entre los electrodos, permitiendo que la corriente fluya fuera de la batería para llevar a cabo su función, alimentar un circuito eléctrico. Existen muchos tipos de baterías, con sus distintas aplicaciones, en lo que se hará énfasis más adelante en este escrito.

Tal y como se ha comentado anteriormente, la eficiencia del sistema eléctrico español a través de la estabilización de la demanda eléctrica y junto con la integración de las renovables son dos aplicaciones esenciales del almacenamiento de energía. Actualmente, la energía eléctrica puede ser generada, transformada y transportada con facilidad, sin embargo, resulta complicado almacenarlas en grandes cantidades y este es uno de los desafíos que la industria española y mundial está afrontando. Aun siendo complicado, existen diversos métodos de almacenamiento de energía a lo largo de la cadena de suministro:

- A gran escala (GW): hidroeléctrica reversible, almacenamiento térmico.
- Almacenamiento en redes (MW): pilas y baterías, condensadores y superconductores, volantes de inercia.
- A nivel de usuario final (kW): baterías, superconductores, volantes de inercia.

(Red Eléctrica de España, 2020)

Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía se convertirán en elementos fundamentales en los sistemas eléctricos del futuro, ya que cada vez más energía es generada con renovables, pero no existe capacidad suficiente como para almacenar toda la energía sobrante. Aunque no sólo hay que tener en cuenta la cantidad, si no la calidad, es decir, la forma del almacenamiento de energía.

La humanidad, desde sus etapas más tempranas, siempre ha tratado de almacenar sus recursos (grano, agua, madera...) para poder sobrevivir en los periodos de escasez. La energía no ha sido ajena a esta necesidad, aunque el reto de su almacenamiento en forma de electricidad sea algo más compleja. Es más, desde hace poco, el almacenamiento de energía se realizaba a través de sus formas primarias: carbón, agua, fuel etc. Es decir, almacenábamos las materias primas que permitían producir la energía eléctrica final en el momento en el que la necesitáramos.

Tal como comentaban en un libro de la Real Academia de Ingeniería, en la actualidad, la incorporación de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables intermitentes y que ya tienen un peso muy relevante en el mix de la generación eléctrica, está obligando a cambiar el enfoque. Es necesario gestionar las fuentes intermitentes de

generación para un mercado eléctrico que demanda cada vez una mayor calidad de suministro. Por ello, el almacenamiento de energía final, y no de las fuentes de energía primaria (materias primas), adquiere una nueva dimensión que cada día será más importantes para los sistemas eléctricos. En definitiva, el gran cambio no viene tanto de que haya una mayor necesidad de almacenar energía en sí misma, sino de la forma en la que necesitamos almacenarla.

(Real Academia de Ingeniería, 2017) [4]

Con todo esto La Unión Europea (UE) ha identificado el sector del almacenamiento de energía (incluyendo tecnologías como el almacenamiento hidráulico, las baterías o el hidrógeno) como un sector estratégico y uno de los motores que facilitará el cumplimiento de los objetivos energéticos y medioambientales a medio y largo plazo y el desarrollo de una posición competitiva en una industria emergente con un potencial de crecimiento muy significativo (Comisión Europea, 2019)

El sector de las baterías, en concreto, es considerado por la UE una cadena de valor estratégica para acelerar la transición a una economía sostenible, segura y competitiva. La visión a largo plazo presentada en la comunicación “A Clean Planet for All” apuesta por la electrificación de la economía para alcanzar una situación de emisiones neutras de gases de efecto invernadero, destacando la necesidad de invertir e innovar en toda la cadena de valor de las baterías para desarrollar una base industrial competitiva y sostenible (Comisión Europea, 2019)

4.2 Energía solar fotovoltaica

Los problemas de calentamiento global y la escasez de los recursos fósiles han hecho pensar en el uso y la aplicación de las energías renovables que hasta hace no tanto eran no convencionales. Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de la incidencia solar en energía eléctrica a partir del uso de las propiedades eléctricas de algunos materiales que estarán contenidos en las células solares.

El sol es una fuente inagotable, limpia y gratuita de energía. El potencial de la energía solar es totalmente inagotable y podría emplearse para todas las actividades humanas, este potencial energético es mucho mayor de lo que nunca se llegará a consumir. La cantidad de energía solar captada por la Tierra anualmente es aproximadamente de $5,4 \times 10^{24}$ J, una cifra que representa 4.500 veces la energía que se consume. (Ambientum, s.f.).

Cabe destacar que un sistema de placas fotovoltaicas no sería tan eficaz si no hubiese existido un gran crecimiento en las conexiones entre estos sistemas y la red, hecho que ha ocurrido en los últimos años. Y es que el suministro de electricidad actual tiene una combinación de energías renovables y no renovables. Esta infraestructura de combinación está sufriendo un significativo crecimiento con el objetivo de que en un futuro la generación eléctrica sea sostenible y apenas existan fuentes de energía no renovables.

4.3 Sector del autoconsumo en España

El autoconsumo es según el Real Decreto 244/2019 el consumo por parte de uno varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas. Como podemos observar no se habla de energías renovables, es decir, un particular podría construir una central de carbón, consumir de ella, y estaría autoconsumiendo, sin embargo, esto no es viable ni técnica, ni económica, ni ambientalmente, y tiene ciertas limitaciones en el Real Decreto. Es por ello que en este proyecto se habla de renovables.

Para hablar del sector del autoconsumo se ha decidido elaborar un análisis DAFO, en el cual definiremos ciertas características del sector. Podemos dividirlo en dos grupos, características internas (debilidades y fortalezas) y las externas (amenazas y oportunidades).

Debilidades:

- Baja barrera de entrada en el sector, puede entrar cualquiera. Ello hace que se vea resentida la calidad.
- Falta de formación y comercialidad de las pequeñas empresas para entrar en el mercado tan amplio del que se habla.

Fortalezas:

- Rápida adaptación del sector a los constantes cambios normativos. Sector que busca la mejora continua.
- Know-how existente. Proveniente tanto del extranjero como aquí en España.

Amenazas:

- Clientes que siguen pensando que el impuesto al sol sigue existiendo.
- Falta de techo disponible en comunidades de vecinos.
- Dificultad de organización y de acuerdos en comunidades de vecinos.
- Papeleo burocrático extenso para instalar sistemas fotovoltaicos.
- Cambios normativos constantes que exigen una mejora continua y un aprendizaje continuo de las empresas del sector.
- Saturación de la red que actualmente no tiene capacidad suficiente para tanta generación (aunque Red Eléctrica ya está trabajando en ello)
- Crisis económica debida a la pandemia, aunque el sector del autoconsumo ha seguido creciendo en estos tiempos, podría crecer aun más.

Oportunidades:

- Tarifas eléctricas caras (en comparación con Europa). Por lo que el ahorro conseguido lleva a una gran rentabilidad.
- Aumento de concienciación para reducir los gases de efectos invernaderos. También en instituciones públicas las cuales ofrecen muchas ayudas económicas.
- Normativa verde que busca casi un 100% de energía consumida de origen renovable para 2050.

Una de las amenazas primeras que habría que combatir es la falta de capacidad de la red eléctrica, ya que podría significar una pérdida económica relevante para el sector. Se debe trabajar rápido en ello para que no existan pérdidas de energía solar cuando esta pudiese estar siendo consumida. Otra amenaza a destacar, ya que lleva ocurriendo durante las últimas décadas, es la que se refiere al cambio normativo constante. Este hecho hace que sea difícil el seguimiento de la ley, además realentiza los procesos y reduce la productividad de las empresas que trabajan en este sector. Las amenazas son factores externos que pueden influir negativamente en el sector, es decir, las empresas del sector no pueden solucionar dichos problemas, es un ámbito en el que el Estado y las instituciones encargadas deberían utilizar recursos para solucionarlas.

Sin embargo, una de las fortalezas a destacar es la rápida adaptación a los cambios normativos, pero los recursos (tiempo, dinero...) que se utilizan para esta actividad podrían ser utilizados en otros tipos de actividades que hiciesen que la productividad del sector se viese aumentada. Una oportunidad a priorizar son los altos precios de energía que se observan en España con respecto al resto de Europa, la cual ofrece una mayor rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos, al ahorrar más dinero que el resto de Europa.

Si a lo comentado anteriormente le añadimos el hecho de la concienciación que se está viviendo en estos años con respecto a los gases de efecto invernadero, no hay que dudar que el sector del autoconsumo será prioritario en España.

5. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Una instalación solar fotovoltaica tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar. Estas instalaciones están constituidas por diferentes componentes:

5.1 Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos están formados por células solares conectadas entre sí, estas células son las encargadas de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua y es el principal componente de una instalación fotovoltaica. En el módulo, mientras más radiación incida y menor sea su temperatura, mayor es su producción. Con esto se puede entender que habrá que tener en cuenta e intentar reducir la temperatura de los módulos, evitando que se sobrecalienten.

La ubicación de estos módulos y su inclinación es muy importante, hay que procurar que no reciba sombras, ya que en estos casos su rendimiento disminuirá considerablemente. La orientación del módulo que más energía produce en posición fija es la Sur. Decimos en posición fija ya que actualmente se están empezando a construir módulos que siguen los rayos de luz, sin embargo, este proyecto se estudia con módulos fotovoltaicos de posición fija, consecuencia directa de que estarán situados en la cubierta de una nave. La Sur es la posición óptima debido a que, en España, con una orientación sur, se consigue que los rayos de sol incidan desde el amanecer hasta el atardecer, con una generación máxima a mediodía alcanzando el rendimiento máximo del módulo.

Si se ubicasen los módulos con orientación Este se obtendría una mayor generación a la hora del amanecer, pero ni se sacaría provecho de las horas con mayor radiación solar, ni se obtendría ninguna generación llegada una hora en la que el sol empieza a caer hasta el atardecer. De la misma manera ocurriría con una orientación Oeste, aunque en ese caso no se obtendría generación ninguna al amanecer, como se puede entender. Se habla de orientación azimut refiriéndose a la desviación con respecto al sur, por lo que en España se busca un azimut de 0 grados.

Otro factor a tener en cuenta en la posición de los módulos fotovoltaicos es su inclinación. En España la inclinación ideal para los módulos fotovoltaicos oscila entre los 20 y 40 grados. Esta viene determinada por la latitud donde se encuentra el país. Cuanto más cerca se encuentre del ecuador, el ángulo de inclinación será menor ya que los rayos de sol caerán de manera más perpendicular. Esto hace que en zonas del sur de España el ángulo óptimo de inclinación varíe entre 20 y 25 grados, mientras que en el norte se acerca a los 40 grados.

Sin embargo, con respecto a la inclinación debemos tener varios factores en cuenta. Existen zonas con mucho viento en la que no es posible aumentar mucho la inclinación de los módulos, ya que estos podrían salir volando por la fuerza del viento. También en otras en las que se incrementa esta inclinación con el fin de disminuir los costes

estructurales y con el fin de encajar mejor en el entorno. Los módulos poseen una estructura soporte por la cual se encuentran anclados en su posición.

Aunque en este proyecto no se entrará mucho en el ámbito eléctrico, caben destacar ciertas características de una célula solar. La representación más útil de estas las proporciona su curva característica, la cual contiene los posibles puntos de trabajo en intensidad y tensión para un valor de radiación incidente y de temperatura de la célula.

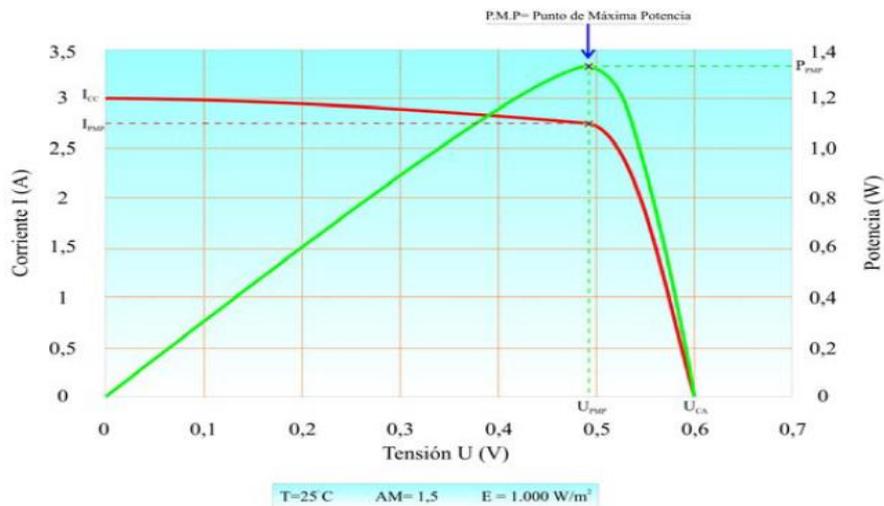


Fig 1 : Curva característica de una célula solar en condiciones estándar (línea verde continua). (Lillo, 2013)

Esta curva viene determinada por la posición de tres puntos:

- Punto de máxima potencia, pmp: punto de la curva en el que la célula produce la máxima cantidad de potencia. Le corresponde una intensidad I_{mp} , una tensión U_{mp} y un valor de potencia P_{mp} . A esta potencia máxima se le denomina “potencia pico” y su unidad el vatio pico, W_p .
- Intensidad de cortocircuito, I_{cc} : Intensidad que genera la célula cuando la tensión a la que se somete es nula. Suele tener un valor entre un 5% y un 15% mayor que la intensidad en el punto de máxima potencia, I_{mp} .
- Tensión de circuito abierto, U_{ca} : es la tensión a la cual la célula no produce intensidad.

El concepto de Potencia Pico será importante en este proyecto ya que será el que se utiliza a la hora de definir los distintos sistemas. La Potencia Pico [W_p] es la potencia que produciría un módulo fotovoltaico (o célula solar) si se expone a condiciones estándar y se hace funcionar a máxima potencia. Las condiciones estándar son las siguientes:

1. Nivel de irradiancia $E = 1.000 \text{ W/m}^2$
2. Temperatura de la célula = 25 C°
3. Espectro de radiación definido con una masa de aire, $AM = 1.5$

La potencia pico nos da una idea de la potencia máxima que se puede extraer de una célula o módulo fotovoltaico.

Tendremos en cuenta diferentes criterios de selección a la hora de comprar un módulo:

1. Que esté homologado por organismos independientes.
2. Garantías detalladas. Se valorará positivamente las garantías con avales.
3. Relación €/Wp
4. Categoría de la compañía
5. Menor tolerancia
6. Degradación Máxima garantizada
7. Accesibilidad a la empresa

(Lillo, 2013)

Para la fabricación de células solares pueden utilizarse muchos materiales, y los más utilizados para la conversión de energía solar en energía eléctrica son las de silicio monocristalino y policristalino.

Las células de silicio monocristalino son aquellas obtenidas a partir de un único cristal de silicio puro, cuya eficiencia máxima hoy en día es del 16%. Las células de silicio policristalino son aquellas fabricadas mediante una fusión de bloques. Son cuadradas y se recomienda su uso en caso de funcionamiento a temperaturas elevadas, aunque su eficiencia máxima es menor que la del monocristalino. Sin embargo, la limitación de espacio es un factor que afecta a la hora de seleccionar que tipo de módulo debemos comprar. Si el espacio donde se quiere implantar la instalación es limitado, se recomienda paneles solares monocristalinos ya que su eficiencia es mayor. Si por el contrario no existen problemas de espacio, puedes optar por paneles policristalinos compensando su menor eficiencia con el exceso de superficie.

La vida útil de un módulo no es fácil de calcular, pero usualmente durará más de treinta años. Sin embargo, a partir de los 25 años se estima que si rendimiento reduce en un 20-25%. En este proyecto, como se detallará más adelante, se supone la vida útil de los módulos en 25 años.

5.2 Inversor

Tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta, media o baja tensión. En el caso de la nave en estudio necesitaremos un inversor de baja tensión de 400V, tensión a la cual se encuentra el apoyo del que se alimenta la empresa. Los inversores, entre otras características, deben tener una gran fiabilidad y una elevada eficiencia de la conversión de energía.

Existen diferencias entre los inversores de aislada y los de conectados a red. Los de aislada están diseñados para una tensión de entrada específica llamada tensión nominal de entrada, pudiendo adoptar valores de 12, 24 y 48 V. Sin embargo, para aquellos conectados a red, como es el caso de la empresa, están diseñados para un amplio rango de tensiones de entrada.

El rendimiento de un inversor es una característica a tener en cuenta y se define como la relación, expresada en porcentaje, entre la potencia de salida y la potencia de entrada al inversor.

Tendremos en cuenta diferentes criterios a la hora de comprar un inversor:

1. Que esté homologado por organismos independientes.
2. Garantías detalladas.
3. Relación €/Potencia nominal
4. Que sea apto para el lugar de ubicación. (exterior o interior)
5. Que el tamaño del inversor no sea mayor que la potencia demandada por la instalación
6. Accesibilidad y experiencia del fabricante
7. Valorar las autoprotecciones que tenga el inversor.

(Lillo, 2013).

5.3 Transformador

Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión de en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. También permite aumentar o disminuir la intensidad del sistema. Para lograrlo, transforma la electricidad que le llega al devanado de entrada en magnetismo para volver a transformarla en electricidad, en las condiciones deseadas, en el devanado secundario.

5.4 Tipos de instalaciones

En la actualidad existen varios sistemas que hacen uso de instalaciones fotovoltaicas:

- **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED**

Dentro de estas se pueden encontrar dos tipos: aquellas que son construidas con el objetivo de vender energía eléctrica a la red, o aquellas que utilizan la energía para el autoconsumo y sus excedentes de generación son vertidos a la red.

En el primer caso, donde toda la generación es vertida a la red, se puede observar el siguiente esquema del sistema:



Fig 2: Instalación fotovoltaica conectada a red con el objetivo de vender energía eléctrica. (Fuente propia, 2021)

O por otro lado podemos disponer de un sistema como en el del segundo caso, el cual utiliza la generación para autoconsumo, y el excedente lo vende a la red.

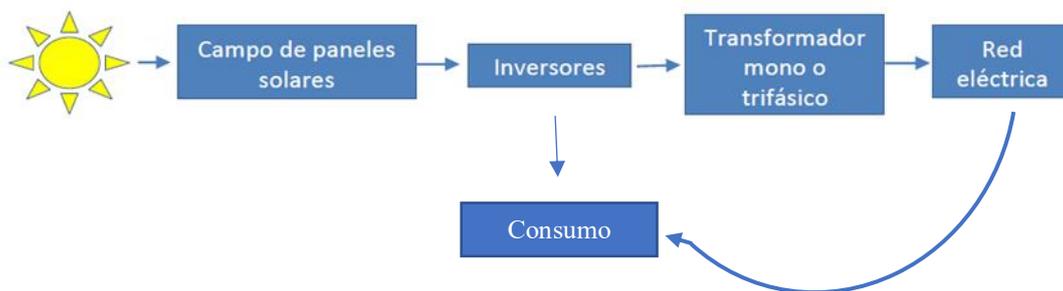


Fig 3 : Instalación fotovoltaica conectada a red con el objetivo de autoconsumo. (Fuente propia, 2021)

Cabe destacar que, para este segundo caso en el que el sistema está conectado a la red eléctrica y es parte de una nave industrial o de cualquier empresa, la conexión con la red no es solo en dirección Empresa→Red, si no que necesitará electricidad para su consumo proveniente de la red cuando no exista generación fotovoltaica. Esto ocurre cuando el clima no es favorable, o por la noche, donde el sistema fotovoltaico no es capaz de generar, como es obvio, por falta de radiación solar. En estos sistemas habrá que determinar cuál es el tamaño de la instalación fotovoltaica adecuada, es decir, se puede buscar una cantidad de generación que exceda el consumo de la empresa, de forma que el excedente se vende y se le puede sacar rentabilidad. O por otra parte buscar una instalación fotovoltaica que cubra el consumo de la empresa, y no mucho más, la cual venderá algunos excedentes a red, pero su objetivo principal es el de autoconsumo.

- **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA**

Estas instalaciones tienen como objetivo cubrir las necesidades de energía eléctrica de un lugar determinado, el cual se suele encontrar aislado a la red eléctrica, sin embargo, últimamente cada vez se ven más este tipo de instalaciones, aunque tenga conexión posible con la red. Esto se debe al uso de energía 100% renovable o también por evitar tener que pagar una factura a la red eléctrica. Como se puede entender, al tener una

instalación fotovoltaica aislada se deben incluir baterías, que almacenen la energía de forma que cuando no exista generación fotovoltaica, el consumo de la casa, empresa o institución obtenga energía eléctrica de este sistema de almacenamiento. No solo se deberán incluir las propias baterías, si no que necesitan del apoyo de otros equipos como reguladores o inversores. Obtener un respaldo de alimentación es importante por el hecho de no depender de las condiciones climatológicas, pero habrá que tener en cuenta el coste de este sistema de almacenamiento. A continuación, podemos observar el esquema del sistema:

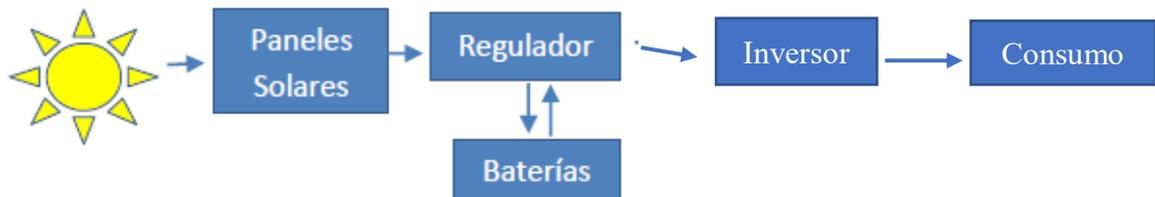


Fig 4 : Instalación fotovoltaica aislada. (Fuente propia, 2021)

- **INSTALACION FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

Este tipo de sistema es el que se estudia en el presente proyecto. Este tipo de sistema tiene sentido para aquellas instalaciones fotovoltaicas que son construidas con el objetivo de cubrir el consumo energético del lugar en estudio. Se asimila al tipo anteriormente explicado, de instalación fotovoltaica conectada a red con el objetivo de autoconsumo, pero con una gran diferencia. Por las noches, en los picos de consumo de la empresa, o cuando el clima no sea favorable, se puede sacar provecho de energía almacenada en baterías. Esto tendrá un coste importante, pero muchas ventajas que serán explicadas con más detalles más tarde en este escrito. A continuación, podemos observar el esquema de esta instalación:

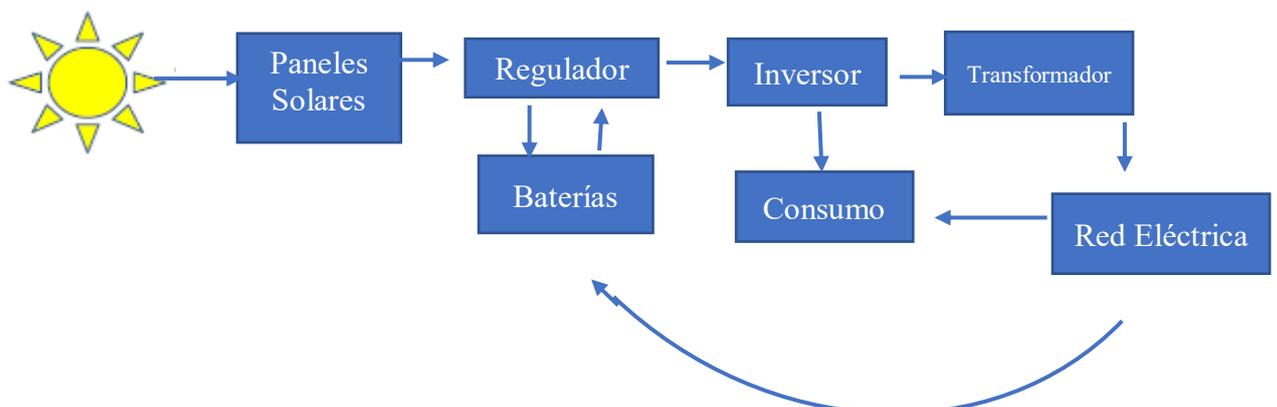


Fig 5: instalación fotovoltaica conectada a red con sistema de almacenamiento (Fuente propia, 2021)

La conexión entre la red y la batería se debe a que en este proyecto se estudia la posibilidad de almacenar energía en las baterías cuando el precio de la energía es bajo (por la noche) y utilizarla a lo largo del día cuando el precio de la electricidad sea mayor.

Como es de entender, las baterías serán un dispositivo muy importante en este proyecto, por ello se explican sus características principales a continuación.

6. BATERÍAS

Una batería eléctrica es un dispositivo que consiste en dos o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. La función de estas baterías, como se ha comentado anteriormente, será almacenar energía cuando esta esté disponible, es decir, cuando exista excedente de generación solar con respecto al consumo de la empresa. Puede también que se almacene energía en estas baterías durante la noche cuando el precio de la electricidad es muy bajo. El inversor es empleado para conectarlas con la red eléctrica y existirá un regulador para cargarlas y descargarlas cuando sea necesario.

La energía que almacenan será entregada en el momento más conveniente, y este puede ser o cuando no exista suficiente generación solar para cubrir el consumo del usuario, o cuando el precio de la energía sea alto y estemos en un momento en el que sea inteligente utilizarla. Hace unos años las baterías estaban prohibidas en sistema conectados a la red (Lillo, 2013), sin embargo, esto ha cambiado debido al objetivo nacional de estabilizar la red y de sacar el máximo rendimiento a las energías renovables. En la siguiente figura se muestran las tecnologías utilizadas en baterías dependiendo de la potencia, aplicaciones y tiempos de descarga.



Fig 6 : Baterías según su aplicación, potencia y tiempo de descarga

En la Fig 6 podemos observar cómo no hay un sistema de almacenamiento bueno para todo tipo de aplicación, dependiendo de la aplicación deberemos elegir uno u otro. Por ejemplo, para administrar grandes potencias se debe utilizar sistemas de bombeo. Si lo que buscamos no es una gran cantidad de potencia, sino una buena frecuencia y calidad y rapidez a la hora de cargar y descargar su energía se pueden utilizar supercapacitores de alta energía. En la Fig 6 podemos observar que dentro de las baterías tendremos una gran franja para distintos tipos de aplicaciones y de potencia.

A continuación se detallarán las características más importantes de las baterías:

6.1 Capacidad:

La capacidad de una batería para un determinado tiempo t de descarga, C_p es una de las características más importantes de una batería. Se define como la cantidad de energía que puede suministrar el dispositivo cuando está sometido a un régimen de descarga constante durante t horas, a una temperatura de 25 C° , a partir del estado de plena carga. Se expresa en amperios-hora, o en este proyecto se hablará de kWh, para ello debe multiplicarse la capacidad, en Ah, por la tensión de descarga, en V. Una vez transcurrido este tiempo t , la batería alcanza una tensión mínima, denominada tensión final de descarga.

Existen ciertas variables que afectan a la capacidad, las más importantes son la temperatura y el régimen de descarga. Cuanto más elevada sea la temperatura, más capacidad tendrá la batería. Debemos tener en cuenta que la batería no se encuentre en zonas muy frías, ya que se podría producir una congelación del electrolito.

La intensidad de descarga influye también en la capacidad de la batería. A mayor intensidad de descarga, menor será la capacidad de la batería. (Lillo, 2013)

6.2 Profundidad de descarga

Esta es la relación porcentual existente entre la capacidad realmente disponible y la capacidad total de la batería. Este parámetro influye en la duración y eficiencia total de la batería, y en baterías de Ion-Litio, que son las que se utilizarán en este estudio, la profundidad de descarga no debe ser superior al 80/90%.

6.3 Vida útil

La mayor o menor duración de una batería depende tanto de sus condiciones de funcionamiento en los ciclos de carga y descarga como de las condiciones externas. La vida útil de una batería se suele medir mediante el número de ciclos de carga-descarga a una determinada profundidad de descarga.

Por ejemplo, cuando se tienen altos valores de descargas diarios, es decir, ocurren descargas profundas diariamente, la vida útil decrece. También disminuirá la durabilidad de las baterías con temperaturas altas de operación. En resumen, para lograr una mayor vida útil de las baterías se debe evitar:

- Someterlas a descargas profundas.
- Trabajar a temperaturas extremas.
- Someterlas a sobrecargas excesivas.

(Lillo, 2013)

Existen también distintos tipos de carga dependiendo del funcionamiento deseado por la batería. La carga normal se suele realizar a intensidad o a voltaje constante. La carga de flotación está destinada a mantener la batería a plena carga en periodos de no utilización. Se deben tener en cuenta ciertos criterios a la hora de comprar una batería:

1. Que este homologada
2. Precio referido a su capacidad
3. Garantías detalladas
4. Categoría y accesibilidad de la empresa
5. Comprobar que tiene un adecuado rendimiento de carga antes regímenes variables como es la fotovoltaica.

En este proyecto era conveniente la utilización de baterías de Ion-Litio ya que la empresa estaba en contacto directo con un fabricante de estas baterías.

Las baterías de Ion-Litio están sufriendo un desarrollo significativo, en gran medida gracias al avance en el desarrollo del vehículo eléctrico. Su coste está reduciendo y existen mejoras constantes en su rendimiento. Estas baterías serán la principal referencia tecnológica en baterías electroquímicas hasta, al menos, 2030. En la siguiente figura se puede ver el crecimiento de estas baterías entre 2011 y 2016, el cual sigue sucediendo actualmente, haciendo que la gran mayoría de la capacidad instalada sea de la tecnología Ion-Litio.

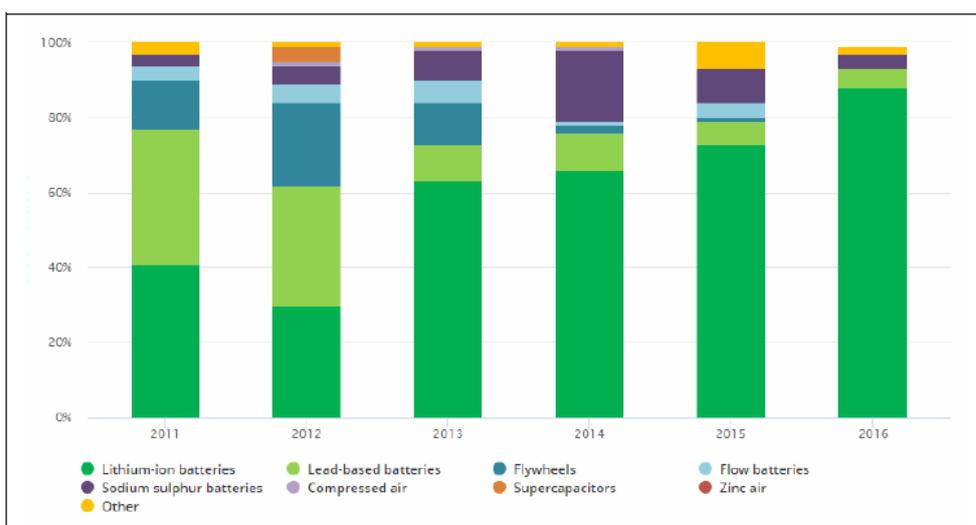


Fig 7: Porcentaje de las distintas tecnologías de almacenamiento no hidráulicas del total de la capacidad instalada. (Agencia Internacional de la Energía, 2020)

Esto se debe a la mejora de las baterías de Ion-Litio con respecto a las demás tecnologías. En la siguiente figura se puede observar la favorabilidad del uso de baterías de Ion-Litio con respecto a otras tecnologías.

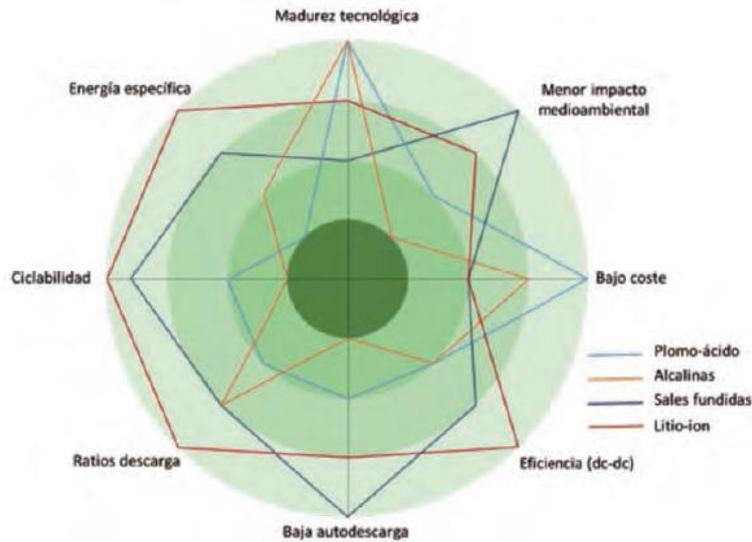


Fig 8 : Características de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía electroquímicas. (Real Academia de Ingeniería, 2017)

Las baterías de Ion-Litio tienen una alta densidad de energía, un buen rendimiento a altas temperaturas y son reciclables. Las principales ventajas de las baterías de Ion-Litio son un bajo efecto de memoria, una alta potencia específica, una elevada energía específica y una larga vida útil. Estas características hacen estas baterías indicadas para su uso en vehículos híbridos eléctricos y vehículos eléctricos.

Como inconvenientes hay que mencionar que, debido a la naturaleza de las reacciones químicas del litio, estas baterías no toleran sobrecargas o sobredescargas y que pueden dañarse fácilmente si la estrategia de control no es la adecuada por lo que la seguridad es un problema añadido. Las baterías de Li-ion comerciales suelen tener incorporados sistemas de protección en el propio cuerpo de la batería para limitar las tensiones de carga, de descarga y desconectar las celdas de la carga en el caso de que ocurran sobreintensidades o sobretemperaturas. Otro inconveniente frente a otros tipos de baterías es la mayor impedancia interna que poseen, por lo que, a corrientes de descarga elevadas, por ejemplo a 1C ó 2C, se reduce la capacidad efectiva disponible. (Vigo, s.f.).

La compran en el mercado eléctrico y la venden a los consumidores. Son ellos los que nos pasan el recibo de la luz. (Operación del sistema eléctrico para dummies, 2013)

Asimismo, cabe destacar la figura del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), quién es el encargado de gestionar los mercados diario e intradiario de la península ibérica. En la siguiente figura podemos observar el funcionamiento del sistema anteriormente descrito.

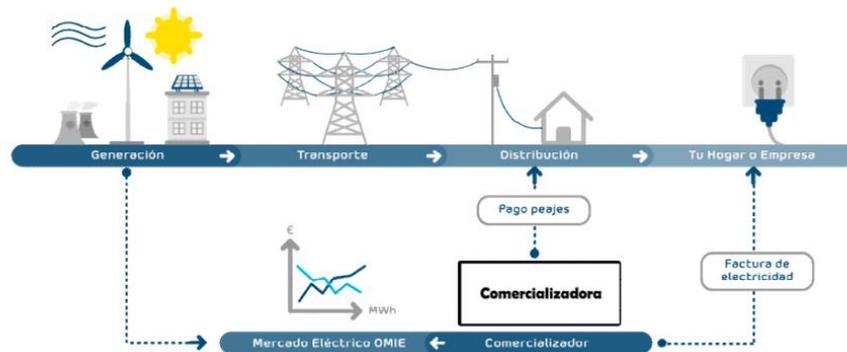


Fig 10 : Funcionamiento del mercado eléctrico español. (F2F, 2021)

7.1 Casamiento de precios

A la hora de establecer el precio de la electricidad se tienen en cuenta dos mercados, el mercado diario y el intradiario, ambos gestionados por OMIE.

El mercado diario consiste en establecer el precio de la electricidad para cada una de las horas del día siguiente. Se producirán ofertas de venta por parte de las generadoras, y ofertas de compra por parte de los consumidores, principalmente las comercializadoras.

Las generadoras presentan ofertas de venta de toda la energía que tienen disponible al precio que la consideran conveniente. Cabe destacar que dependiendo del origen de la energía eléctrica los precios de venta varían. Aquellas generadoras de origen renovables, que no pueden controlar su producción debido a que depende de factores externos, ofertarán su electricidad a los precios más bajos, o incluso nulos. Sin embargo, por otro lado, las ofertas de ventas superiores corresponden a las empresas de generación con el uso de carbón o gas. Estas empresas pueden controlar su producción y por lo tanto, ofertar su energía cuándo y cómo les sea conveniente.

Las ofertas de compras son efectuadas en su mayor parte por las empresas comercializadoras, que según sus previsiones, estiman cuanta energía necesitarán, también al precio al que vean conveniente.

Se puede entender mejor con ciertos ejemplos. Han existido horas en las que el precio de la energía eléctrica ha sido nulo, esto se debe a que existía muy poca demanda y esta energía provenía de fuentes renovables que ofertaban su energía a cero, ya que no quieren perderla. Por otra parte, y es lo que está ocurriendo en la actualidad, existe una demanda altísima de energía, debido al uso de aires acondicionados por ejemplo, y también debido a que ya España no se encuentra en una crisis económica importante. Esta alta demanda hace que ya las generadoras renovables no puedan sostener el consumo, y es por ello que entran en juego generadoras de tipo no renovables como las de gas. Más detalladamente

entran en juego unas generadoras de gas que suelen estar paradas y que se han puesto en marcha para cubrir el consumo. El coste de poner en marcha estas centrales, sumándolo al coste de la generación de gas (que no es barato) y sumándolo al coste de las multas por emisión de CO₂ hace que las generadoras de gas ofrezcan su energía a unos 100 €/MWh. Y al casarse la oferta y la demanda a este precio, todos los consumidores tendrán que pagarlo.

Los precios actuales (3 Septiembre 2021) están alcanzando los 137,7 €/MWh (OMIE, 2021), cuando el precio medio del año 2020 era de 33,96 €/MWh (OMIE, Principales resultados del mercado eléctrico 2020, 2020) . Lo que es una gran subida para un recurso primario como es el de la electricidad, pero por ahora las generadoras están muy satisfechas con estos precios, como es obvio, y buscan que no se produzcan cambios en el sistema de casación de precios actual que viene marcado por la Comisión Europea.

El mercado intradiario funcionará como un apoyo del mercado diario, ya que las estimaciones del diario se realizan con bastante anterioridad al tiempo para el cual los precios y las cantidades de energía son establecidas. Las sesiones del mercado intradiario, que son 6 entre dos mercados diarios, permitirán ajustar lo establecido en el mercado diario ya que se pueden dar variaciones por posibles desajustes en la predicción. (OMIE, OMIE, s.f.)

7.2 Tarifas eléctricas: tarifa 6.1

La tarifa eléctrica es el precio que se debe pagar por la electricidad consumida, el precio final de la factura está compuesto por dos términos. El primero es el término de potencia, el cual es fijo durante el mes y el cual se decide por el particular. El segundo término se refiere al término de energía, es un término variable ya que depende de la energía que consumamos (en KWh) y el precio al que se haya casado la energía de esos días.

Por ejemplo, en la actualidad, que la electricidad está a un precio muy alto, el término de potencia sigue siendo el mismo que antes, pero es el término de la energía el que hace que las facturas eléctricas sean tan elevadas.

Dentro de todas las instituciones que consumen electricidad de la red se pueden diferenciar distintos grupos, los cuales han sufrido un cambio en el pasado junio de 2021:

El primer grupo es aquel que cubre el rango de uso doméstico y de pequeñas empresas, las cuales solo tienen la posibilidad de tener la tarifa 2.0TD (para potencias de hasta 15kW). Estas tarifas son las que son conocidas por la mayoría de los usuarios y en las cuales se diferencian dos periodos, punta, llano y valle. Punta son las horas más caras (10:00-14:00 y 18:00 a 22:00), valle son las horas con precio reducido (00:00-08:00) y llano son las horas con precio medio.

Pero la tarifa importante a entender en este proyecto es la 6.XTD, la cual se contrata para medianas y grandes empresas con una potencia contratada superior a 15 kW y suministros conectados en redes de alta tensión. En este caso se disponen de 6 periodos, cada uno con diferente término de energía y término de potencia. El periodo 1, al cual se le llamará a partir de ahora P1, es el más caro, el P2, el siguiente más caro, y así sucesivamente hasta llegar al P6, el cual es el más barato. El P6, al igual que el periodo valle en las tarifas 2.0,

se encuentra de 00:00 a 08:00, y también en los fines de semanas y festivos. Como se puede deducir, el periodo más barato, P6, se encuentra en los momentos en donde la demanda de medianas y grandes empresas no es alta. (LUZFIT, 2021)

Con respecto a los demás periodos la forma más fácil de ver su estructura es con el siguiente gráfico:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Fig 11 : Calendario y horario de los diferentes periodos para la tarifa 6.1 (EnergiGreen, 2021)

Se puede observar que existen meses de temporada alta como diciembre, enero o febrero, otros de temporada baja como abril, mayo y octubre, y el resto de temporada media o media alta.

Cabe destacar que para este tipo de tarifas existe otro término de cobro muy importante, y es el cual se paga por excesos. Al contrario de la tarifa 2.0 en la cual si excedes tu potencia contratada salta el ICP (Interruptor de Control de Potencia), en la tarifa 6.0, con el objetivo de no tener que parar la actividad de la empresa, la distribuidora seguirá abasteciendo de energía, pero con un coste extra, el coste de exceso de potencia. Será importante en nuestro trabajo ya que buscaremos el óptimo entre no tener demasiada potencia contratada, pero tampoco tener muchos excesos, ya que estos son de precio elevado.

Más concretamente tienen un precio elevado en los periodos P1 Y P2 lo cual tiene sentido. Es decir, en los momentos donde la demanda es alta, si excedes tu potencia contratada, te cobrarán una gran cantidad por esos excesos ya que la energía no es sobrante. Por otra parte, si obtienes exceso de potencia en P6, donde la demanda es escasa, y las generadoras tienen energía sobrante, estos excesos no serán un término monetario importante.

Existe otro complemento tarifario por energía reactiva en las tarifas 6.XTD. La energía reactiva aparece en las instalaciones eléctricas cuando se utilizan aparatos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para funcionar. Esta energía reactiva es perjudicial para la distribución, ya que aumenta las pérdidas en las redes eléctricas. Es por ello que

pueden repercutir en la factura, aunque solo repercutirá en caso de que la energía reactiva que aparezca en nuestra instalación sea mayor al 33% de la energía activa utilizada. (Som Energia, 2021).

8. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis de la viabilidad económica de la implantación de sistemas de almacenamiento conectado a un sistema fotovoltaico es necesario llevar a cabo ciertos análisis previos sobre la energía consumida por la empresa, la potencia contratada, la implantación del sistema fotovoltaico y por otro lado la implantación del sistema de baterías. Para poder entender mejor la metodología que se llevó a cabo, se explica brevemente la idea del proyecto:

Una vez obtenida la curva de demanda energética de la empresa, y también obtenida la generación del sistema fotovoltaico, que más adelante se detallará la fuente de esa información, se puede analizar cuanta energía de consumo de la empresa es capaz de absorber este sistema fotovoltaico. Esta capacidad de absorber energía consumida conllevará un ahorro significativo. Sin embargo, existirán picos de consumo, nubes, y obviamente noches, donde la generación solar sea nula, por lo tanto se analiza el uso de sistemas de baterías para absorber este consumo que no es capaz de suministrar el sistema fotovoltaico por sí solo.

8.1 Energía consumida por la empresa

La primera información obtenida fue el consumo cuarto horario de la empresa en estudio. Se recibió el consumo de los años 2019 y 2020, y el presente proyecto utiliza los de 2019, ya que en los de 2020 existían muchas irregularidades debido al confinamiento por Covid-19. Esto hará que tenga sentido a la hora de simularlo como años futuros. Cabe destacar que el aplicativo en Excel contempla la posibilidad de aumentar linealmente el consumo de la empresa, por si esta tiene pensado aumentar su actividad productiva.

Se recibió el consumo en forma de una tabla de 35.042 datos la cual contiene cuanta energía, en kiloVatiosHora, se ha consumido en cada cuarto de hora. Al tener la información de la energía que se consume cada cuarto de hora, podemos calcular también la potencia necesaria en ese cuarto de hora de la siguiente manera. Por ejemplo, si durante un cuarto de hora se han consumido 50 kWh, lo único que habrá que hacer es multiplicar este número por 4 para obtener cuantos kW se han utilizado, en este caso se habrán demandado durante esos 15 minutos, 50 multiplicado por 4, es decir, una potencia de 200 kW.

$$\text{Energía [kWh]} = \text{Potencia[kW]} \times \text{tiempo [Horas]} \quad (1)$$

Un kWh es la energía que se consume cuando se ha demandado una potencia de 1 kW durante 1 hora.

Como ejemplo, se añade un gráfico en el cual se puede observar la potencia demandada por la empresa en un día, en este caso el 26 de marzo de 2019.

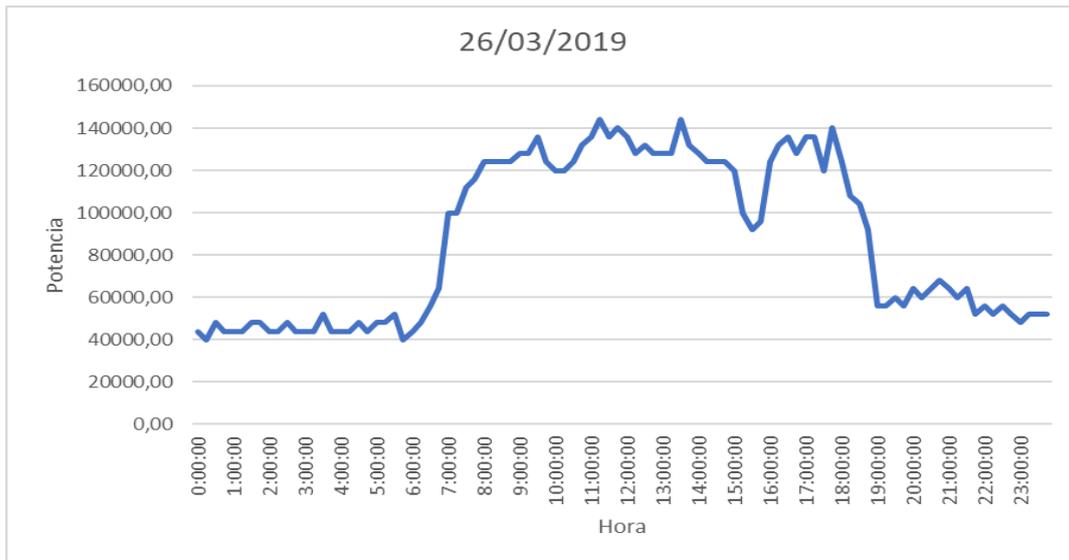


Fig 12 : Potencia demandada por la empresa en un día. (Fuente propia, 2021)

Como podemos observar, al utilizar datos reales, se encuentra una gran variabilidad en el consumo durante el día. Como es obvio por la noche la potencia baja considerablemente comparada con las horas productivas. En estas horas productivas se utilizan máquinas de gran consumo como tornos, fresadoras... La potencia demandada por la noche se debe a sistemas de iluminación, de refrigeración, de alarmas, y otros tantos que deben seguir activos aun cuando no se esté fabricando ni tratando ningún material. Podemos ver también como en la hora del almuerzo (14:30 a 16:00) la potencia que se demanda sufre una disminución debido a paradas de máquinas en operación.

A continuación, se añade el consumo de una semana para ver la variabilidad de la potencia demandada en diferentes días de trabajo:

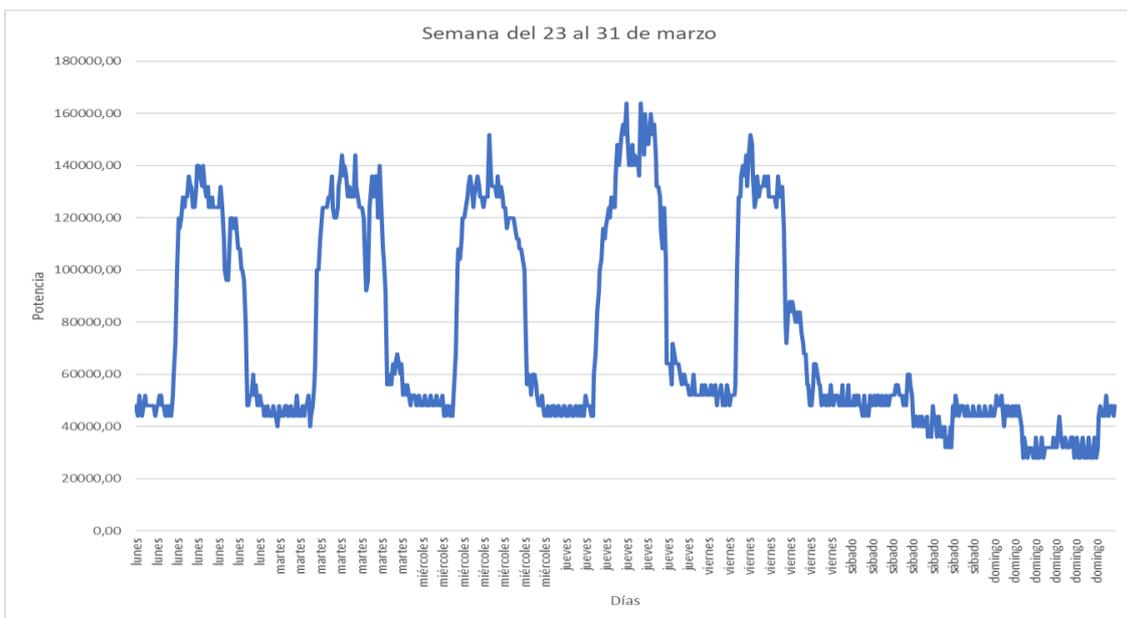


Fig 13: Potencia demandada por la empresa durante una semana. (Fuente propia, 2021)

Podemos observar que la potencia demandada por la empresa en la semana tampoco es constante, ya que la producción para durante los fines de semana, demandando potencia solo para lo indispensable, como sucede en las noches.

El consumo de la empresa tampoco será similar a lo largo del año, como se puede observar en la Figura 14. Esta variabilidad aumentará la complejidad del estudio. En este caso, la empresa tiene una actividad productiva mucho mayor en los meses de verano que en el resto de los meses.

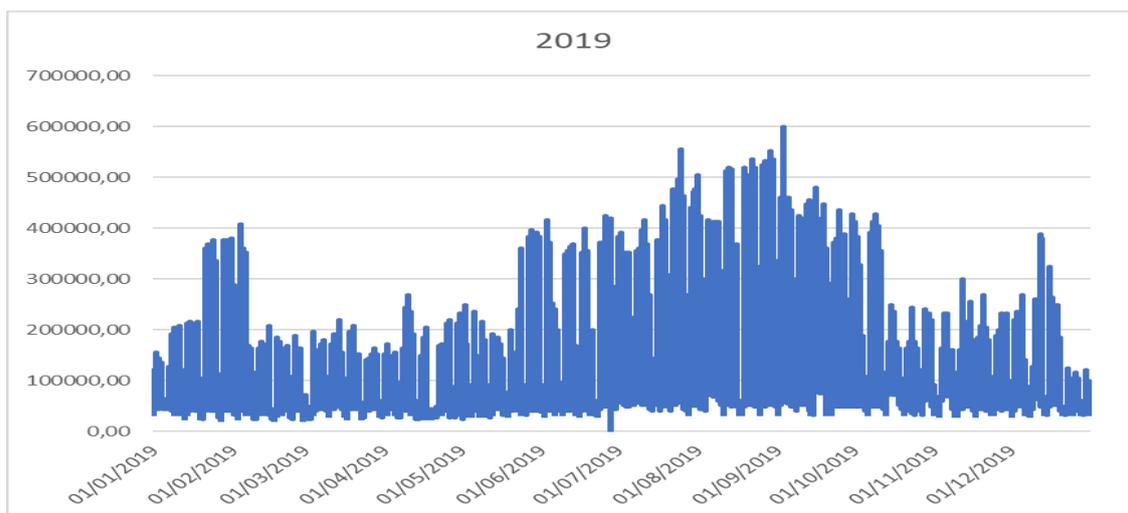


Fig 14 : Consumo anual de la empresa. (Fuente propia, 2021)

8.2 Contratación de potencia

De las tarifas existentes en el mercado eléctrico español para grandes empresas, que actualmente son la 6.0TD y la 3.0TD, la empresa tiene contratada la 6.0TD, ya que está conectada a la red de media tensión.

¿Cuál sería la potencia máxima óptima para contratar en la semana de la Figura 13? Si se contratan 160 kW para que no existan, o casi no existan, excesos, habría potencia contratada sobrante en los demás días. Si se contratan 140 kW para que se adapte perfectamente a las potencias demandadas el lunes, martes, miércoles y viernes, el jueves ocurrirían unos excesos de potencia por los cuales la empresa sería penalizada económicamente.

Pero la potencia que demanda la empresa en horas de actividad se encuentra entre P1 y P5, ya que son los periodos tarifarios que se encuentran en las horas productivas, siendo P1 el más caro y P6 el más barato. Es de importancia comentar que la tarifa 6.0 está reglamentada de forma que la potencia contratada en P6 tiene que ser mayor que la contratada en P5, la cual debe ser mayor que la contratada en P4, y así sucesivamente.

Se debe comentar que en la contratación del periodo P6 se tiene en cuenta los derechos de extensión de la contratación. Estos derechos te ofrecen el máximo de la potencia que podrías llegar a contratar, y teniendo en cuenta que el P6 es el más barato ya que la regulación eléctrica española potencia que demandes energía por la noche y los fines de

semana donde la red no está saturada, se usa para mantener dichos derechos y permite a la empresa en el futuro, en caso de necesitar más potencia, subir sin coste nuevo de contratación alguno.

La empresa disponía de la siguiente potencia contratada:

P1	P2	P3	P4	P5	P6
340	340	340	340	340	600

Tabla 1 : Potencia contratada por la empresa

Esto se debe a que en fechas de mayor actividad alcanzan potencias demandadas tan altas como las que se observan en la Tabla 1. A continuación, vemos un ejemplo del 23 de Julio de 2019.

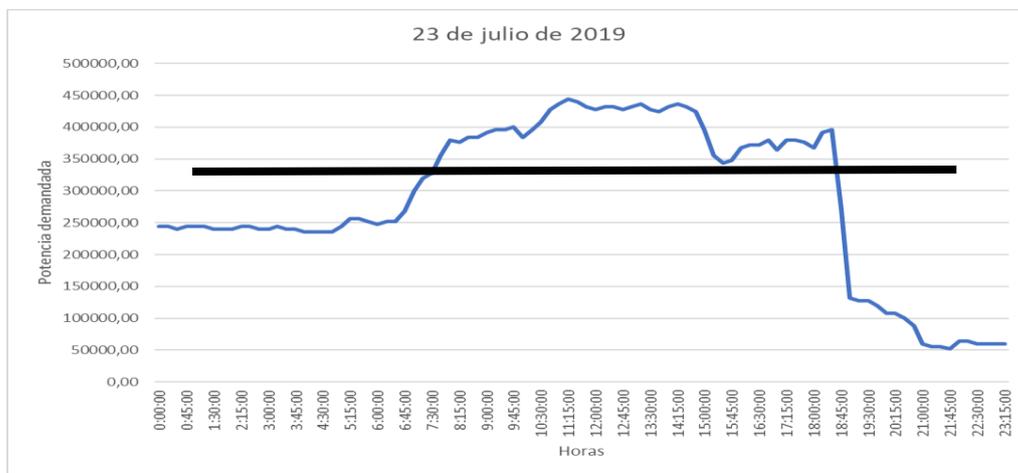


Fig 15 : Potencia demandada el 23 de julio de 2019. (Fuente propia, 2021)

Se puede ver una actividad productiva significativamente mayor a la ilustrada en la Fig 12. En este caso, el 23 de Julio correspondería actualmente (después del cambio de legislación tarifaria) al uso de periodos P1 y P2. Ambos periodos tarifarios tienen 340 kW contratados de potencia, y esto hace que todo lo que se observa por encima de la línea negra en el gráfico, serían excesos de potencia.

En las tarifas 6.0TD se penaliza por cada cuarto de hora que el maxímetro (contador de potencia) registra una potencia superior a la contratada, y lo hace siguiendo la siguiente fórmula:

$$Fep = \sum_{i=1}^{i=6} Ki \times 1,4064 \times A_{ei} \quad (2)$$

Siendo:

- Fep: Facturación por excesos de potencia
- Ki: coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del periodo tarifario i en el que nos encontremos:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Ki	1	1	0,5427	0,41	0,26371	0,26371

Tabla 2 : Coeficientes de penalizaciones de excesos según el periodo tarifario

Se puede observar que los coeficientes de P1 y P2 son mayores que el resto, al igual que el de P3 mayor que P4, etc. Este coeficiente se encuentra en la ecuación (2) de la cual se calcula la facturación por excesos, por lo que a mayor coeficiente, mayor penalización por excesos. Como se explicó anteriormente esto se debe a que un exceso de potencia en periodos de demanda alta se penalizará más que otro exceso en periodos de baja demanda.

A_{ei} : se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (Pd_j - Pci)^2} \quad (3)$$

Siendo:

- n: número de cuartos de hora con excesos de potencia
- Pd_j : potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado Pci
- Pci : potencia contratada en el periodo i.

Se puede entender que el A_{ei} consiste en la diferencia entre la potencia demandada y la potencia contratada.

Es de necesidad la explicación anterior, ya que en la optimización del presente proyecto los excesos son un factor importante en la posible disminución de costes energéticos de la empresa.

Se buscará evitar los excesos de potencia a la hora de optimizar el sistema completo. Se podrán evitar con el uso de sistemas fotovoltaicos debido a que las horas de alta actividad coinciden con las horas en las que un sistema fotovoltaico genera energía eléctrica.

8.3 Implantación del sistema fotovoltaico

Como se ha dicho anteriormente, para evitar los excesos de potencia se pueden utilizar sistemas fotovoltaicos, y esta será solo uno de los muchos beneficios que se obtienen con dicha implantación. Una implantación de un sistema fotovoltaico nos permite:

- Utilizar energía verde.
- Obtener un ahorro significativo del coste de la factura energética, tanto en el coste de la energía consumida, como en el coste de la potencia contratada, la cual se podrá disminuir al implantar el sistema.
- Evitar excesos de potencia.
- Venta a red del sobrante de la generación solar.

El ahorro producido por la implantación del sistema fotovoltaico se debe a que el coste del kWh generado por la instalación durante los 25 años de su vida útil (LCOE, Levelized Cost Of Energy) es menor que el coste de compra de la energía y de los peajes que son necesarios pagar en una factura ordinaria. Esto es una de las claves por la cual la energía solar está siendo rentable y por la cual están aumentando de manera muy importante los MW de solar instalados en España. En concreto, se estima que el LCOE de las instalaciones fotovoltaicas en España se encuentra en la franja de 30 a 45 euros el MWh, cuando el precio de compra a la red, al incluir los términos de peajes, ronda los 70 euros el MWh.

El LCOE de las instalaciones fotovoltaicas en Andalucía será de los más bajos, debido a la gran irradiación solar que se obtienen en esa región.

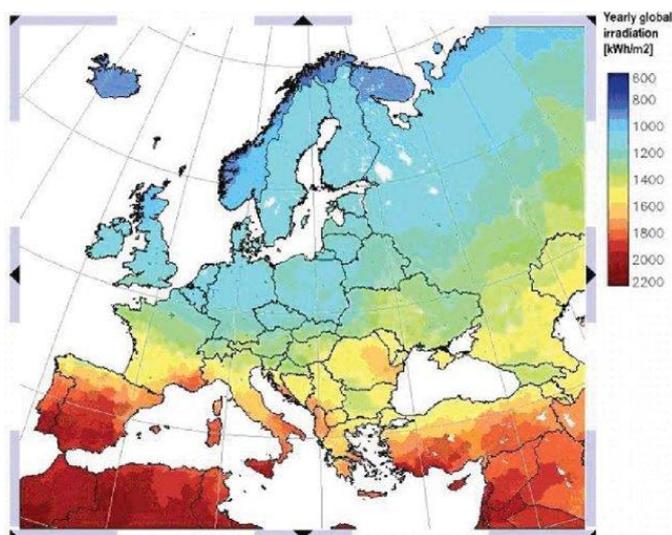


Fig 16 : Irradiación en Europa. (Valladolid University)

Véase notar que el LCOE en otros países de Europa sería mayor que el que encontramos en España, ya que la irradiación que incide en otros países no es tan potente como la que incide en nuestro país.

Para el diseño del sistema fotovoltaico hay que tener en cuenta los datos de generación solar facilitados por la base de datos y la aplicación PVGIS de la “European Commission's science and knowledge service”. Este aplicativo nos ofrece la posibilidad de conocer la generación real solar horaria en años pasados. Esta generación de años anteriores será la que se utilizará en este proyecto a la hora de simular la implantación del sistema fotovoltaico. El PVGIS da la generación horaria teniendo en cuenta las características del sistema a implantar, estas son el tamaño del sistema fotovoltaico, la localización del mismo, la orientación y la inclinación de este. Se tienen en cuenta las pérdidas de la producción solar, módulos fotovoltaicos e inversor, y también las pérdidas debidas a la temperatura media de la localización. Más adelante en el presente proyecto se presentará esta herramienta de una forma más detallada.

El aplicativo PVGIS proviene del “Joint Research Centre” y más concretamente del “European Commission's science and knowledge service”. Es una organización científica independiente que ayuda a la política europea a tomar distintas decisiones. Hablamos de una organización que crea, gestiona y desarrolla herramientas innovadoras y las dispone

en manos de la política internacional. JRC tiene seis centros en Europa, uno de ellos localizado en Sevilla. (Joint Research Centre, 2021)

Como los datos de consumo energético de la empresa se tienen de forma cuarto horaria, y los datos de generación se tienen de forma horaria, se estimó la generación solar cuarto horaria mediante una macro en Excel. De esta manera, ya se podían comparar datos de consumo y datos de generación, observando qué cantidad del consumo de la empresa es capaz de absorber el sistema fotovoltaico. A continuación, se añade un gráfico en el cual se puede visualizar como sería el funcionamiento del sistema fotovoltaico. Este sistema que observamos en la siguiente figura, tiene un tamaño de 1.000 kWp (1770 módulos fotovoltaicos aproximadamente), cifra que se pidió estudiar por parte de la empresa. Más adelante en este proyecto se detallarán las características específicas (localización, inclinación...) de este sistema.



Fig 17 : Potencia demandada y generación solar 23 de julio de 2019. (Fuente propia, 2021)

Se ha utilizado el mismo día de la figura 15, para poder observar la gran capacidad de absorber consumo de la empresa por parte del sistema fotovoltaico. Anteriormente se habría recibido una gran penalización por excesos, sin embargo con la implantación del sistema fotovoltaico, no solo se cubrirá la potencia demandada evitando penalizaciones, sino que además se producirán excedentes de generación que se venderán en el mercado eléctrico español. La generación máxima solar no llegará a 1.000 kW, ya que existen factores de pérdidas, tanto técnicos, como de temperatura, como de la colocación de las placas. Podemos observar en este caso que el máximo de generación de este día es de 700 kW.

Cabe destacar que no siempre es tan eficiente la generación solar, debido a que pueden aparecer nubes u otros factores que influyan en esta. Se añade una gráfica a continuación en un día de eficiencia no tan alta como el de la Figura 17.



Fig 18 :Potencia demandada y generación solar del 11 de abril de 2019. (Fuente propia, 2021)

Al implantar un sistema fotovoltaico de este tamaño da lugar a pensar que se podría disminuir la potencia contratada una gran cantidad, pero se obtendrían problemas en días nublados donde la irradiación solar disminuye, que ciertamente en Sevilla no son usuales, pero también existen.

Suponiendo que debido a la implantación del sistema fotovoltaico se ha bajado la potencia contratada a 150 kW (La línea negra indica la potencia contratada), se obtendrían excesos de potencia en ambos círculos rojos, donde la potencia demandada por la empresa supera la generación solar, y supera también la potencia contratada.

Aunque la generación solar sea óptima y no existan nubes que produzcan disminución en la producción solar, existen momentos en los que la generación solar no es capaz de absorber el consumo de la empresa. Esto ocurre en las primeras horas de la mañana, y en las últimas horas de la tarde, cuando la actividad de la empresa sigue siendo alta pero la generación disminuye debido a que los rayos del sol no inciden de manera óptima. Se puede observar en la siguiente figura, en la cual podemos también observar un gran aumento de la actividad productiva de la empresa en comparación con la figura anterior (11 de abril).

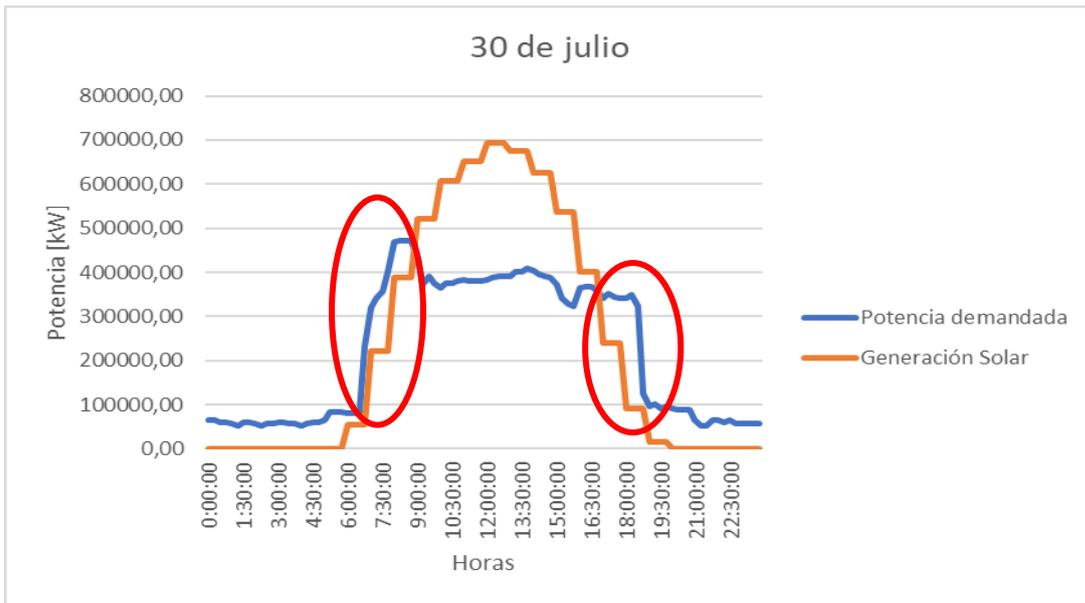


Fig 19 : Potencia demandada y generación solar 30 de julio de 2017. (Fuente propia, 2021)

En este caso, el cual es usual encontrar en la mayoría de los días, con el consumo de la empresa en estudio, se necesitaría alguna solución para absorber el consumo de la empresa al inicio y al final de día. Esta solución es la implantación de sistemas de almacenamiento de energía.

8.4 Implantación del sistema de almacenamiento de energía

La implantación del sistema de almacenamiento de energía tendrá como objetivo cubrir el consumo de la empresa que no pueda cubrir el sistema fotovoltaico y que supere la potencia contratada, de forma que evitemos los excesos. En primer lugar, debemos citar ciertas características de las baterías que se utilizarán en el presente proyecto. Estas baterías, de ion-litio, fueron elegidas por la empresa, ya que se encontraban en negocios con la empresa fabricante de estas.

La descarga y carga de la batería no puede superar el 80% de su capacidad, o de manera contraria el rendimiento y la vida útil de esta disminuirían significativamente.

Por otro lado, la vida útil de la batería se mide en forma de ciclos. Un ciclo se le llama a una carga y una descarga de la batería, de forma conjunta. Muchos documentos hablan de que la vida útil de una batería es de 3.000 ciclos, lo cual no es cierto. Es cierto que a los 3.000 ciclos su rendimiento se habrá visto reducido, pero no significa que haya que deshacerse de ellas. En el portfolio de la empresa fabricante de las baterías elegidas, y en la batería que se elegía, se encuentra la siguiente tabla:

4.2.6 Cycle Life	Cells shall be full charged per 4.1.1 and discharged per 4.1.2 at 25 °C. A cycle is defined as one charge and one discharge.	At the 500th cycle $\geq 92\%$ vs. Initial Capacity Or at the 3000th cycle $\geq 80\%$ vs. Initial Capacity
------------------	--	--

Fig 20 : Vida útil batería. (Narada, 2019)

Se puede observar que al llegar a los 3.000 ciclos su capacidad rondará el 80% de su capacidad inicial, lo cual es una disminución importante, pero no es necesario cambiar la batería en ese mismo instante. Es por ello que en este proyecto, teniendo en cuenta que la batería tendrá un ciclo al día mínimo, se estudia la viabilidad económica del sistema con una vida útil de las baterías de 7,5 años.

Las baterías tendrán un funcionamiento propiamente programado:

1. Si el consumo de la empresa es mayor que la generación solar y la potencia demandada es mayor que la potencia contratada se descargará la batería siempre y cuando haya energía almacenada en esta.
2. Si el consumo de la empresa es mayor que la generación solar y la potencia demandada es menor que la potencia contratada la batería seguirá no se descargará, ya que no se están produciendo excesos. Se puede pensar que en esta situación convendría la descarga de la batería para ahorrar costes de energía de red, sin embargo, este instante puede venir seguido de un instante en el que la potencia demandada sea mayor que la contratada, y es ahí donde se debe descargar la batería, no antes.
3. Si la generación solar es mayor que el consumo de la empresa, y la batería no está cargada totalmente, esta se cargará hasta completar su capacidad.

Ahora se explicarán dos aspectos innovadores en el uso de las baterías, y es que, tras haber simulado el funcionamiento de baterías en diferentes programas ya establecidos, en ninguno de ellos se encontró el funcionamiento deseado, que consistía en los dos siguientes puntos también:

4. Si es por la noche y la potencia demandada es menor que la potencia contratada (situación que suele ocurrir), el programa cargará la batería. Este funcionamiento se debe a que la energía por la noche, al ser P6, es muy barata, por lo que se usa para almacenar energía en las baterías, que podrá ser usada en las primeras horas del día, donde ya el precio de la energía es mayor.
5. A partir de las 19.00h hasta las 22.00h se descargará la batería. Esto se debe a que, aunque la potencia demandada sea menor que la potencia contratada, a batería si sigue teniendo energía almacenada es energía solar que se ha almacenado durante el día y que conviene utilizarla para ahorrarnos costes de energía proveniente de la red. Esto lo hace posible también el hecho de que la actividad productiva de la empresa a partir de esa hora disminuye con respecto al resto del día.

Cabe destacar que la empresa pidió el estudio con la capacidad de la batería en la franja de 200 a 400 kWh, aunque más adelante se encontrará el óptimo, el siguiente gráfico se refiere a una batería con una capacidad de 300 kWh.

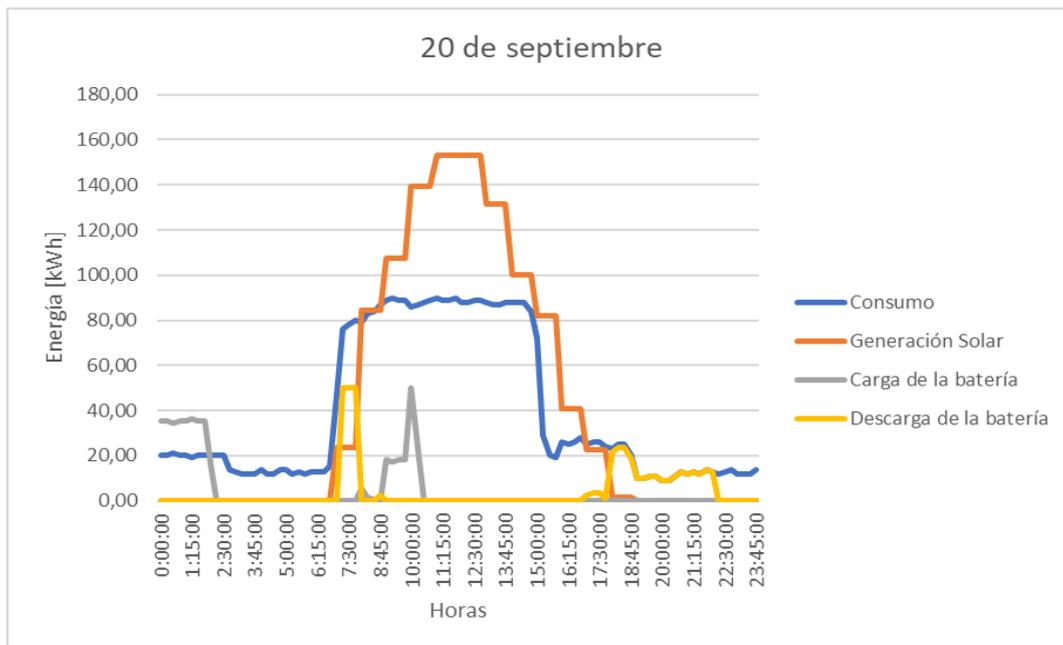


Fig 21 : funcionamiento de la carga y descarga de la batería. (Fuente propia, 2021)

La línea amarilla corresponde con la descarga de la batería, la gris con la carga de esta. Y como venía siendo anteriormente la azul corresponde al consumo de la empresa, y la roja a la generación solar. En la gráfica encontramos ahora términos de energía, no de potencia, de forma que pueda ser más visual el entendimiento del uso de la batería.

Tal y como se ha programado, la batería se carga al entrar en las 00:00h, debido a que la energía eléctrica en ese instante tiene muy poco coste (la cantidad de carga viene definida por el excedente de la potencia contratada en esos instantes). La batería comienza a descargarse a las 6:45h, donde la generación solar no es capaz de cubrir por completo el consumo de la empresa. Se observa como justo cuando ya no es necesaria la batería, debido a que la generación solar ha aumentado, esta batería comienza a cargarse, con la energía solar sobrante. Durante el día la energía solar puede cubrir el consumo de la empresa por lo que la batería ni se carga ni se descarga. Por último, a las 18:00, cuando la generación solar empieza a decaer, la descarga de la batería vuelve a entrar en juego. Esta se descargará completamente debido que, aunque la potencia demandada no supere la contratada, estamos utilizando energía verde para cubrir, en este caso, de forma completa el consumo de la empresa.

Al final del día, al entrar en las 00:00h del día siguiente, el ciclo descrito (o alguno parecido, depende del consumo y de la generación solar) volverá a repetirse. Se cargará por la noche, para que lo más probable es que se use a primeras horas del día, para después volver a cargarse con energía solar, y utilizarla a últimas horas del día.

Es importante comentar que la batería entrará en juego también en caso de que exista alguna nube que haga disminuir la energía solar producida, aunque no sea el caso de la figura superior.

Por último, es de importancia comentar que la capacidad de carga y descarga de la batería dependerá del inversor que se utilice. En este caso se utiliza un inversor de 200 kW, el cual nos permite descargar y cargar como máximo un total de 50 kWh en un cuarto de hora. Como se puede observar también en la figura anterior, existe un momento en el que

llega a este máximo de carga, con energía proveniente del sistema fotovoltaico, ya que existe un gran excedente de energía solar.

8.5 Casos de estudio

Una vez explicados los diferentes conceptos que se utilizan en el presente proyecto, podemos empezar a hablar de los distintos casos de estudio que se han analizado:

- Estudio de la rentabilidad de una instalación de 1.000 kWp sin almacenamiento de energía con su correspondiente optimización de la potencia contratada.
- Estudio de la rentabilidad de una instalación de 1.000 kWp con almacenamiento de energía con su correspondiente optimización de la potencia contratada.
- Estudio del dimensionamiento del sistema completo con el objetivo de maximizar el TIR de la inversión.

La rentabilidad se ha analizado mediante los índices del TIR, Payback y VAN. Para el cálculo de dichos índices se ha desarrollado un aplicativo en Excel el cual tiene diferentes funcionalidades:

- Análisis y optimización de un sistema fotovoltaico.
- Análisis y optimización de sistema de baterías.
- Análisis y optimización de la contratación energética de la empresa.

Finalmente se podrán relacionar todas ellas para encontrar el óptimo global de la empresa y estudiar los ahorros obtenidos al implantar un sistema fotovoltaico, con o sin sistema de almacenamiento, habiendo optimizado la potencia contratada.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES ANALIZADAS.

Se llevó a cabo un trabajo meticuloso con la recogida de datos y números a utilizar para poder llegar a los resultados que se expondrán más adelante.

Los primeros datos que explicar, también debido a su importancia en este proyecto, son los de generación solar de PVGIS. El aplicativo europeo ofrece distintas posibilidades, de las cuales en este proyecto se han utilizado dos:

Una primera, en la cual, al introducir los datos necesarios, se ofrece un resumen de la producción anual del sistema, y una segunda en la cual te ofrece una base de datos de forma que te da la generación horaria durante todo el año. Para conseguir dichos datos se necesitan introducir datos reales de la nave en la que se pondrá el sistema fotovoltaico.

Lo primero la localización de la nave de la empresa, la cual se ubica en el municipio de Dos Hermanas, Sevilla. Teniendo en cuenta la cubierta real de esta nave, se tuvo que llevar a cabo un estudio de esta. Esta nave tiene dos cubiertas, una Este y otra Oeste, de forma que se quieren poner placas en las dos zonas para que la generación sea algo más uniforme durante el día.

La zona Este tiene un espacio de 9000 m². En ella, aunque se podrían instalar más kWp, se instalarán 700 kWp. Las placas fotovoltaicas de esta zona de la cubierta tendrán un ángulo de azimut de -65° y una inclinación de 12°, tal y como se calculó con el estudio de la cubierta. En esta zona Este, la generación que se puede esperar, gracias al PVGIS, es la siguiente:

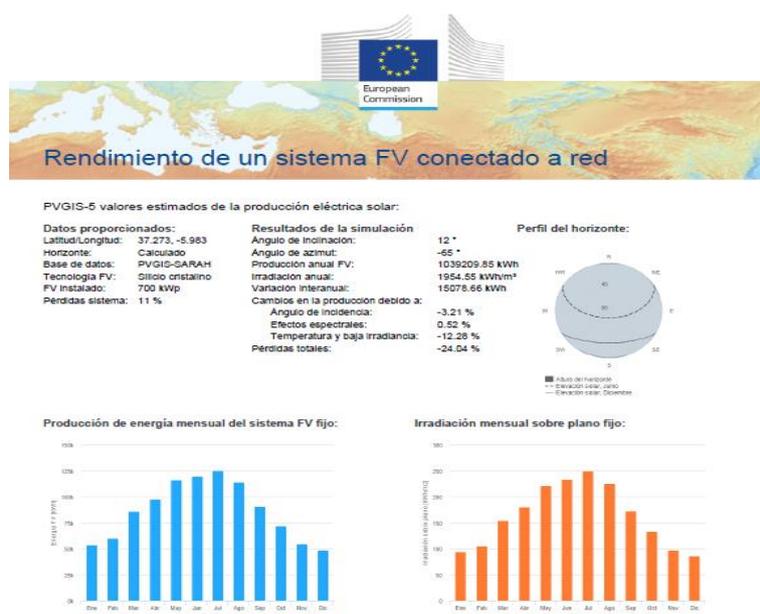


Fig 22 : Generación solar cubierta Este. (European Comission, 2021)

La tecnología elegida es la de Silicio Cristalino. Y las pérdidas del sistema de un 11%, las cual fue elegida debido a que era la pérdida que hacía que la generación se asemejase más a otras aplicaciones de generación solar. Además, se entiende como una cifra de pérdidas coherente.

Por otra parte, en la zona Oeste de la cubierta se disponen de 3800 m² de superficie, en los cuales se dispondrán 300 kWp, obteniendo un total de 1.000 kWp en la suma de la zona Oeste y en la Este. Como es obvio, al tener menor tamaño, esta zona Oeste generará 423.760 kWh en comparación con los 1.039.209 kWh de la zona Este.

Con respecto a los diferentes costes utilizados en el presente proyecto en el campo de la instalación fotovoltaica se tienen los siguientes datos y precios del mercado actual:

- Coste del sistema fotovoltaico: 0,6 €/kWp. Este precio se encuentra al instalar un gran tamaño de implantación, si fuese de autoconsumo para un particular el precio sería mayor. Este precio se puede desglosar en 0,3 €/kWp por módulos fotovoltaicos, 0,1 €/kWp la mano de obra de instalación y 0,2 €/kWp en estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, cables, protecciones, inversores y elementos de seguridad. La vida útil de sistema fotovoltaico será de 25 años. Este precio se ha obtenido mediante conversaciones con una Ingeniería del sector, cuya información es fiable. (LUZFIT S.L, 2021)
- Coste Inversor : 80 €/kW. Este precio se obtuvo también al entablar conversaciones con la Ingeniería anteriormente citada (LUZFIT S.L, 2021). Aunque en el precio de la inversión inicial del sistema fotovoltaico se incluyan los inversores, cabe informar de que necesitamos esta cifra de su precio, ya que su vida útil no será de 25 años, si no de 12,5 años, por lo que a mitad de la vida útil de las placas fotovoltaicas, tendremos que sustituir sus inversores.
- Coste del mantenimiento de las placas: 2,5 €/ MWh generado. El coste del mantenimiento dependerá del tamaño y de la generación producida por la instalación. (LUZFIT S.L, 2021). En nuestro estudio de una instalación de 1.000 kWp, el coste del mantenimiento será el primer año de 3.600 €.
- Se estudia el presente proyecto con una degradación de las placas del 0,7% que es el indicado y garantizado por el fabricante (Canadian Solar, 2020) , estas irán perdiendo algo de rendimiento durante los años, aunque no es una cifra muy significativa, gracias a los mantenimientos elaborados y la tecnología utilizada.

Una vez habiendo observado los costes del sistema fotovoltaico, se puede observar si este es rentable o no. Para ello, y para el resto de los casos de estudio, se debe tener en cuenta cual era el coste de la empresa antes de la implantación y de esta manera poder calcular los ahorros respectivos.

Existen diferentes costes de energía y de peajes obtenidos de la empresa. Los precios de peaje son fijos. Los precios de energía consumida van cambiando durante el año, y se ha utilizado una media de estos precios del año completo para obtener una cifra con la que estudiarlos.

Los costes energéticos previos a cualquier implantación son los siguientes:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peaje [€/kW*día]	0,10872	0,05441	0,03982	0,03982	0,03982	0,01817
Precio por energía [€/kWh]	0,084044	0,077322	0,064003	0,059826	0,055622	0,046583
Potencia contratada [kW]	340	340	340	340	340	600
Energía consumida [kWh]	132.938	141.000	169.320	186.936	62.966	296.278

Tabla 3 : Costes de los peajes y la energía consumida. (LUZFIT, 2020)

Gracias a la herramienta en Excel se pudo calcular el consumo por cada periodo. A continuación, se disponen los costes de la factura eléctrica de la empresa calculada por la herramienta en Excel, los cuales fueron comparados y son idénticos a los que se les cobra por parte de la comercializadora. En estos costes están incluidos los impuestos por uso de electricidad de 5,1127%.

Coste anual por potencia contratada: 41.045,09 €

Coste anual por energía consumida: 64.538,65 €

Coste anual por excesos de potencia: 6.795,22 €

Obtenemos un total de 112.378,96 €.

9.1 Implantación de sistema fotovoltaico de 1.000 kWp

El coste actual a septiembre de 2021 de la implantación del sistema fotovoltaico ronda los 600.000 €. El cual se podría desglosar en 534.000 € por los módulos, cables y protecciones, y unos 64.000 € de 8 inversores de 100 kW. La implantación de este sistema ofrece la siguiente generación de energía, desglosada en los distintos periodos en los que sería generada y utilizada:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Energía generada [kWh]	176.277,17	186.626,75	243.833,06	297.645,85	101.160,59	457.475,36

Tabla 4 : Energía generada por la instalación de 1.000 kWp

Se obtiene un total de generación prevista de 1.462.968 kWh. Esta generación permitirá bajar la potencia contratada de una manera significativa, también por que se parte de una contratación de potencia demasiado alta para su consumo, por lo que hay mucho margen de mejora. Con la herramienta Solver de Excel se puede llevar a cabo la siguiente optimización, la cual se explica a continuación en detalle:

Como se dispone del consumo cuarto horario de la empresa y de la generación solar de la instalación, se puede obtener con la resta de ambas cuál es la cantidad de energía

necesaria proveniente de la red por cada cuarto de hora.

$$\text{Energía Proveniente de Red [kWh]} = \text{Consumo empresa[kWh]} - \text{Generación Solar[kWh]} \quad (4)$$

En el caso en el que incluyamos la batería, se dispone del consumo, de la generación y también de la energía que pueda estar almacenada en la batería por lo que la energía proveniente de red sería la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Energía proveniente de Red [kWh]} \\ = \text{Consumo empresa [kWh]} - \text{Generación Solar[kWh]} \\ - \text{Energía disponible en la batería [kWh]} \end{aligned}$$

Es de relevancia comentar que la energía que se puede obtener de la batería tiene un máximo de 50 kWh cada quince minutos debido a que se utiliza un inversor de 200 kW. No solo se conocerá cuanta energía es necesaria obtener de la red, si no también en que periodo tarifario es en el que se necesitan ya que cada cuarto de hora en los datos de Excel se encuentra correspondido con su periodo.

Con la implantación del sistema de 1000 kWp, se representan en la siguiente figura la cantidad de energía total generada por el sistema, la proveniente de la red y la vertida a la red.

PRECIO ENERGÍA Eur/kWh	SOLAR kWh	EXCEDENTE kWh	DE RED kWh
P1	0,084044	176227,1722	75665,39
P2	0,077322	186626,76	91296,03
P3	0,064003	243833,07	107484,04
P4	0,059826	297645,86	150263,61
P5	0,055622	101160,59	53367,48
P6	0,046583	457475,37	358926,53

Fig 23 : Energía generada, energía proveniente de la red y energía vendida a la red.

Una vez obtenida qué cantidad de energía debemos consumir de la red se podrían obtener las cifras de coste de contratación de potencia, coste de energía proveniente de red y coste de excesos. La optimización que se realiza en este proyecto se lleva a cabo mediante la herramienta Solver de Excel, a la cual se le ordena minimizar el coste total de energía cambiando las 6 celdas de las variables de la contratación de la potencia en los diferentes periodos.

El Excel busca aquella contratación óptima. Si esta contratación fuese demasiado baja con respecto a la potencia que se utiliza de la red, los resultados del coste por excesos subirían, por lo que el Solver empezaría a subir la potencia contratada hasta llegar a un mínimo. Si la contratación fuese demasiado alta con respecto a la potencia que se utiliza de la red, los resultados del coste por excesos serían ahora bajos, pero el coste por potencia contratada sería elevado, por lo que el Solver empezaría a bajar esta potencia hasta encontrar un mínimo.

Véase notar que el coste de la energía consumida de la red no va a cambiar al optimizar la contratación, ya que ese coste lo vamos a tener que asumir de forma obligada.

Para poder visualizar la posible bajada de contratación de potencia al implantar sistemas fotovoltaicos, se añade la siguiente gráfica.



Fig 24 : Energía proveniente de la red antes y después de una implantación de 1.000 kWp.

La línea azul representa el consumo energético proveniente de la red antes de cualquier implantación de sistemas fotovoltaicos a 29 de julio de 2019. La línea naranja representa la energía que habría tenido que consumir de red la empresa ese 29 de julio tras implantar el sistema fotovoltaico. Esta reducción de energía proveniente de red permite disminuir la potencia contratada de una manera significativa mediante el siguiente problema de optimización.

Min CosteEnergéticoTotal

s.a:

$$\text{Contratación } P1 \leq \text{Contratación } P2$$

$$\text{Contratación } P2 \leq \text{Contratación } P3$$

$$\text{Contratación } P3 \leq \text{Contratación } P4$$

$$\text{Contratación } P4 \leq \text{Contratación } P5$$

$$\text{Contratación } P5 \leq \text{Contratación } P6$$

Cambiando las variables: Contratación P1,P2,P3,P4,P5,P6.

Siendo el Coste Energético Total la suma del coste por potencia contratada y por excesos.

Tras esta optimización, la nueva potencia a contratar sería:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia contratada óptima [kW]	120	120	120	120	120	250

Tabla 5 : Potencia óptima a contratar por parte de la empresa con la implantación de 1.000 kWp.

Es de relevancia comentar que el hecho de que todas las contrataciones desde P1 a P5 sean iguales se debe a las restricciones legales en las cuales P1 debe ser menor o igual que P2 y así sucesivamente. De no ser por ello, como estamos estudiando un caso real de consumo, puede que diese la casualidad de que la empresa no realice una actividad productiva importante, por ejemplo, en P4 y su contratación podría reducirse mucho más.

Una vez que se obtiene la potencia contratada, ya podemos calcular los ahorros del

sistema de 1.000 kWp con su correspondiente optimización de potencia.

De la generación total, un 42% es utilizado para el autoconsumo y un 58% es vertido a la red. El precio de venta a red ronda los 40 €/MWh. Este precio es muy variable y cómo se puede observar el precio de la energía ha subido mucho en la actualidad. Pero haciendo una media de los precios previstos según la MEFF (Mercado Oficial de Opciones Y Futuros Financieros en España) durante los próximos 25 años llegamos a la cifra de 44 €/MWh. Este precio de venta a la red fue aprobado por la ingeniería de la cual se recibieron los precios, y ha sido confirmada en diferentes informes de la web. Por tanto, será el precio de venta que se utiliza en este proyecto. Existe también un Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) que es del 7%, y el cual se restará de los excedentes vertidos a la red.

En resumen, se puede ver a continuación la que sería la nueva factura energética de la empresa, a la que se le añadirán los ingresos por venta.

[€]	Potencia contratada	Energía consumida	Venta a red
Antes	47.840,31	64.538,65	0
Después de la implantación	27.163,71	23.184,82	34.970,29
Ahorro/Contribución	20.676,60	41.353,83	34.970,29

Tabla 6 : Ahorro conseguido con la implantación de 1.000 kWp

Como se puede ver observar en la Tabla 6 las cifras son muy significativas. En primer lugar, obtenemos un ahorro importante con el uso de la energía solar, de forma que hay un 42% de la generación solar que va a cubrir consumo de la empresa y que consigue un ahorro de 41.353 € anuales.

Por otra parte, existe un ahorro innovador anteriormente explicado en detalle mediante la optimización de potencia a contratar por la cual se consigue un ahorro de 20.676 € anuales.

Con respecto al otro 58% de la generación solar, irá todo vertido a la red, y se conseguirá un ingreso extra de 34.970 €.

Para poder obtener una idea general, en resumen, se puede decir que la implantación de 1.000 kWp en la cubierta de la empresa le ofrece una contribución monetaria de 97.000,72 € en el primer año. Esto es debido a una inversión de 600.000 €. Sin embargo, al ser un proyecto de tantos años, donde muchas cifras irán cambiando, y donde habrá que hacer reposiciones de ciertos elementos del sistema, la manera más fácil de obtener los resultados es con una tabla que nos aclare cómo será el funcionamiento de este proyecto durante sus 25 años de vida.

En la Fig 24, habrá cambios anuales, como la degradación de un 0,7% anual de las placas, así como un IPC (Índice de precios al consumo) utilizado de un 1% anual para los gastos de mantenimiento, costes de peajes, costes de energía así como para el precio de venta a red. La degradación porcentual utilizada es la máxima garantizada por el fabricante,

mientras que el IPC utilizado es del 1%, el cual resulta de hacer la media de los últimos años contando también con la predicción de años futuros como se puede analizar con los datos de la Tabla 7.

[%]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
IPC	0	1,6	1,1	1,2	0,8	-0,5	2,4	1,4	1,2

Tabla 7 : Evolución temporal IPC en España. (Bankinter, 2021)

AÑO	INSTALACION+MANTENIMIENTO	AHORRO ENERGÍA	AHORRO POTENCIA	AHORRO TOTAL	VENTA	CASH FLOW	ACUMULATIVO
0-	600.000,00 €	- €	- €	- €	- €	600.000,00 €	- 600.000,00 €
1-	3.657,42 €	41.353,83 €	20.676,60 €	62.030,43 €	34.970,29 €	93.343,30 €	- 506.656,70 €
2-	3.694,00 €	41.477,89 €	20.883,37 €	62.361,26 €	35.075,20 €	93.742,47 €	- 412.914,23 €
3-	3.730,94 €	41.602,33 €	21.092,20 €	62.694,52 €	35.180,43 €	94.144,02 €	- 318.770,21 €
4-	3.768,25 €	41.727,13 €	21.303,12 €	63.030,25 €	35.285,97 €	94.547,98 €	- 224.222,24 €
5-	3.805,93 €	41.852,31 €	21.516,15 €	63.368,47 €	35.391,83 €	94.954,37 €	- 129.267,87 €
6-	3.843,99 €	41.977,87 €	21.731,31 €	63.709,18 €	35.498,00 €	95.363,20 €	- 33.904,67 €
7-	3.882,43 €	42.103,80 €	21.948,63 €	64.052,43 €	35.604,50 €	95.774,50 €	61.869,84 €
8-	3.921,25 €	42.230,12 €	22.168,11 €	64.398,23 €	35.711,31 €	96.188,29 €	158.058,13 €
9-	3.960,46 €	42.356,81 €	22.389,79 €	64.746,60 €	35.818,45 €	96.604,58 €	254.662,71 €
10-	4.000,07 €	42.483,88 €	22.613,69 €	65.097,57 €	35.925,90 €	97.023,40 €	351.686,11 €
11-	4.040,07 €	42.611,33 €	22.839,83 €	65.451,16 €	36.033,68 €	97.444,77 €	449.130,88 €
12-	4.080,47 €	42.739,16 €	23.068,23 €	65.807,39 €	36.141,78 €	97.868,70 €	546.999,58 €
13-	68.121,27 €	42.867,38 €	23.298,91 €	66.166,29 €	36.250,21 €	34.295,22 €	581.294,80 €
14-	4.162,49 €	42.995,98 €	23.531,90 €	66.527,88 €	36.358,96 €	98.724,35 €	680.019,15 €
15-	4.204,11 €	43.124,97 €	23.767,22 €	66.892,19 €	36.468,03 €	99.156,11 €	779.175,26 €
16-	4.246,15 €	43.254,34 €	24.004,89 €	67.259,23 €	36.577,44 €	99.590,52 €	878.765,77 €
17-	4.288,61 €	43.384,11 €	24.244,94 €	67.629,05 €	36.687,17 €	100.027,60 €	978.793,38 €
18-	4.331,50 €	43.514,26 €	24.487,39 €	68.001,65 €	36.797,23 €	100.467,38 €	1.079.260,75 €
19-	4.374,82 €	43.644,80 €	24.732,26 €	68.377,07 €	36.907,62 €	100.909,87 €	1.180.170,63 €
20-	4.418,56 €	43.775,74 €	24.979,58 €	68.755,32 €	37.018,35 €	101.355,10 €	1.281.525,73 €
21-	4.462,75 €	43.907,06 €	25.229,38 €	69.136,45 €	37.129,40 €	101.803,10 €	1.383.328,82 €
22-	4.507,38 €	44.038,79 €	25.481,67 €	69.520,46 €	37.240,79 €	102.253,87 €	1.485.582,70 €
23-	4.552,45 €	44.170,90 €	25.736,49 €	69.907,39 €	37.352,51 €	102.707,45 €	1.588.290,15 €
24-	4.597,98 €	44.303,41 €	25.993,86 €	70.297,27 €	37.464,57 €	103.163,86 €	1.691.454,01 €
25-	4.643,96 €	44.436,33 €	26.253,79 €	70.690,12 €	37.576,96 €	103.623,13 €	1.795.077,14 €

Fig 25 : Proyecto implantación 1.000 kWp a lo largo de 25 años.

Con lo que se consigue un TIR del 15,2%, un Payback de 6,35 años y un VAN de 1.237.599,54 € (con una tasa de descuento de 2%, que es la retribución media actual de un capital) lo que resulta un proyecto muy rentable.

Se añade a continuación una gráfica con el objetivo de visualizar el cash flow acumulativo del proyecto.

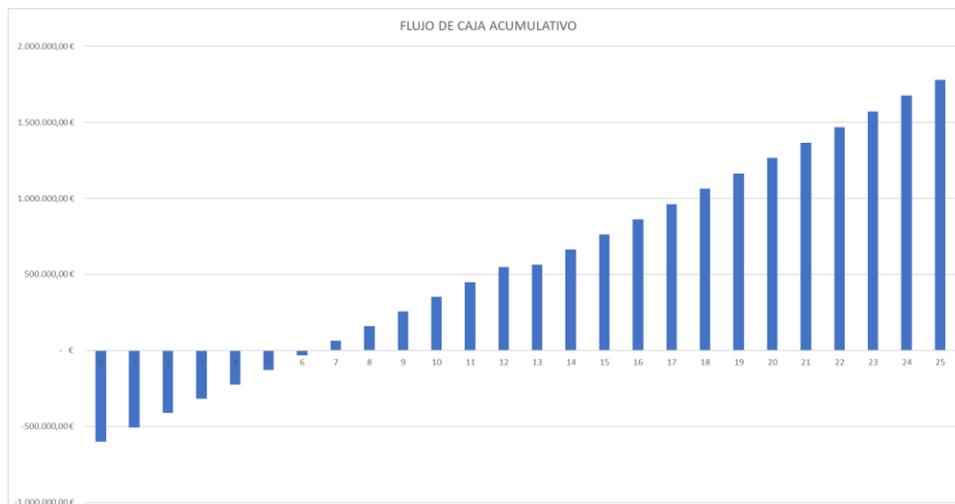


Fig 26 : Cash Flow acumulativo del proyecto de 1.000 kWp.

Como podemos observar, estamos ante un proyecto muy rentable y atractivo para los

inversores que puedan estar interesados.

A continuación, se añade una tabla en la que podemos observar un análisis de sensibilidad, cambiando el IPC y la degradación de las placas, ya que los supuestos de estas podrían no ser acertados.

	IPC=0,5% DegFV=0,7%	IPC=1% DegFV=0,7%	IPC = 2 % DegFV= 0,7 %	IPC=1% DegFV= 1,5%
TIR [%]	14,7	15,2	16,3	14,6
VAN [€]	1.136.859	1.237.599	1.462.846	1.111.125
PAYBACK [años]	6,44	6,35	6,19	6,47

Tabla 8 : Análisis de sensibilidad del sistema de 1.000 kWp

En la Tabla 8 se observa cómo el IPC es un factor importante a seguir, ya que influirá tanto en el precio de la energía, como en el precio de la potencia contratada. Se elige una degradación del 0,7% en los tres primeros casos debido a que esta es la máxima garantizada por el fabricante, es decir, se está estudiando un caso pesimista pero real. Se ha elegido un aumento lineal de IPC desde el 0,5 hasta el 2%, franja en la que se ha estado encontrado el IPC en España desde 2015 y donde se estima que se encuentre en los próximos años como podemos observar en la Tabla 9.

[%]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
IPC	0	1,6	1,1	1,2	0,8	-0,5	2,4	1,4	1,2

Tabla 9 : Evolución temporal IPC en España.

En nuestro caso, a mayor IPC, mayor será el ahorro que consigamos aunque otros costes como el de mantenimiento o el de reposición de componentes aumenten, por lo que es favorable para el proyecto. También se expone el caso en el que la degradación de las placas sea mayor que la prevista, como estudio de un caso muy pesimista.

9.2 Implantación de las baterías

El coste de las baterías será uno de los términos clave a seguir durante el presente proyecto. En este estudio se utilizó un precio de las baterías fijado por parte de la empresa, el cual era el más barato que ellos conseguían. Este precio es de 250 €/kWh, en este precio ya se incluyen los inversores necesarios para el funcionamiento del sistema. Las baterías se estudian con una vida útil de 9 años. Esto se debe a que como se explicó anteriormente, su vida útil se calcula mediante ciclos, y teniendo en cuenta que se producirá un ciclo al día, 3000 ciclos corresponden con 8,2 años. Aun así, a los 3000 ciclos la batería se encuentra con un 80% de su capacidad inicial, es decir, no tienen por qué ser sustituidas al momento. Se estudia el caso con un sistema de almacenamiento de 250 kWh.

La implantación del sistema de baterías permite reducir aún más la potencia a contratar, y según la optimización de la herramienta en Excel se obtiene la siguiente potencia a contratar:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia contratada óptima [kW]	85	85	85	85	85	250

Tabla 10: Potencia óptima a contratar por parte de la empresa con la implantación de 1.000 kWp y 250 kWh de almacenamiento de energía

Esta disminución de la potencia contratada se puede entender mediante el siguiente gráfico el cual compara la energía proveniente de red antes y después de la implantación del sistema de almacenamiento.

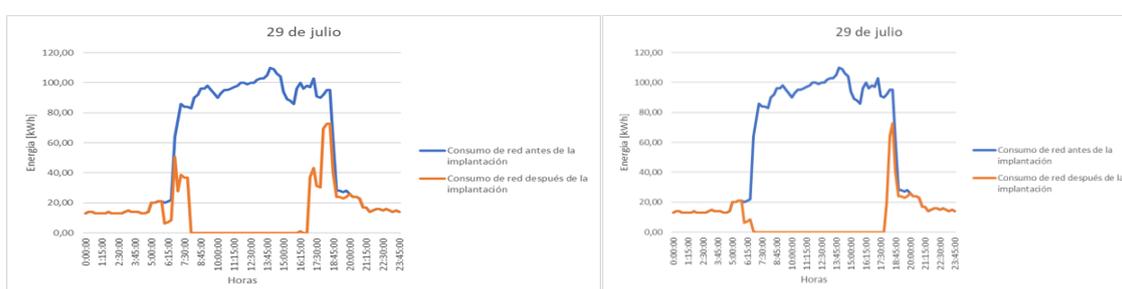


Fig 27 : Energía proveniente de red tras la implantación del sistema fotovoltaico con y sin baterías

En ambas figuras encontramos en azul la energía que necesitaba la empresa de la red antes de cualquier implantación de sistema. La línea naranja representa la energía que se necesita de la red tras la implantación, en el caso de la izquierda del sistema fotovoltaico de 1.000 kWp, y en el caso de la derecha del mismo sistema fotovoltaico conectado a baterías.

Se comparan ahora los costes de electricidad obtenidos del sistema fotovoltaico con o sin almacenamiento de energía. También se incluye la venta a red.

[€]	Potencia contratada	Energía consumida	Venta a red
Sin baterías	27.163,71	23.184,82	34.970,29
Con baterías	24.922,23	18.550,56	34.237,48
Contribución de las baterías	2.241,48	4.634,26	-732,81

Tabla 11 : Comparación económica de sistemas con y sin almacenamiento de energía

Como se ve, las baterías ofrecen un ahorro extra en la potencia contratada y en la energía proveniente de la red. Sin embargo, existirá algo menos de excedente que se vierta a la red, ya que hay excedente cuyo destino es cargar la batería.

En total la batería nos contribuye en 6.142 € anuales, ¿pero es rentable con respecto a la inversión necesaria? La inversión necesaria es de 52.500 € para 9 años, es decir 6944 € anuales, por lo que, con los precios actuales, no es rentable.

Para el cálculo del sistema conjunto, de una instalación fotovoltaica junto con el sistema de almacenamiento de energía, se tiene en cuenta una bajada de precio como la que se explica a continuación: Para el recambio de las baterías a los 9 años del inicio del proyecto se prevé una bajada del 40% con respecto a su precio actual, y para el recambio necesario a los 18 años se prevé que siga descendiendo hasta bajar un 55% del precio actual, como se puede observar en la siguiente figura.

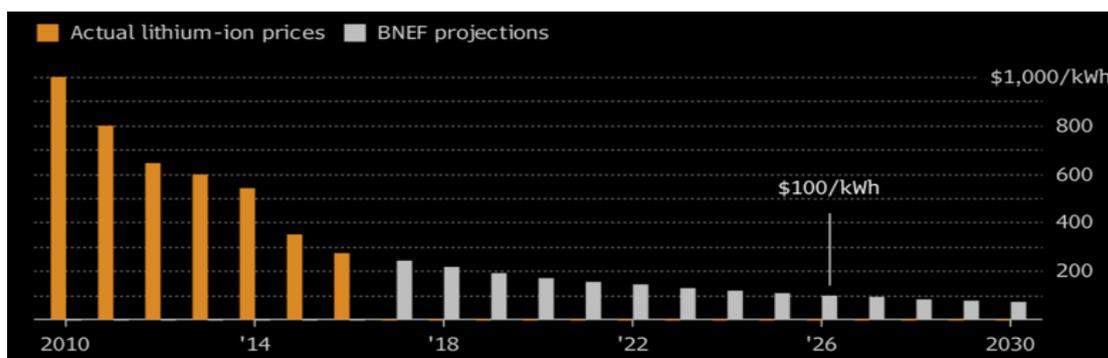


Fig 28 : Previsión en la bajada de precios de las baterías de Ion-Litio. (Bloomberg, 2017)

Visto la bajada prevista de los precios, se revelan los resultados del sistema global:

AÑO	INSTALACION+MANTENIMIENTO	AHORRO ENERGÍA	AHORRO POTENCIA	AHORRO TOTAL	VENTA	CASH FLOW	ACUMULATIVO
0-	662.500,00 €	- €	- €	- €	- €	662.500,00 €	- 662.500,00 €
1-	3.657,42 €	45.988,09 €	22.918,07 €	68.906,16 €	34.237,48 €	99.486,22 €	- 563.013,78 €
2-	3.694,00 €	46.126,05 €	23.147,26 €	69.273,31 €	34.340,19 €	99.919,50 €	- 463.094,28 €
3-	3.730,94 €	46.264,43 €	23.378,73 €	69.643,16 €	34.443,21 €	100.355,43 €	- 362.738,85 €
4-	3.768,25 €	46.403,22 €	23.612,52 €	70.015,74 €	34.546,54 €	100.794,03 €	- 261.944,82 €
5-	3.805,93 €	46.542,43 €	23.848,64 €	70.391,07 €	34.650,18 €	101.235,32 €	- 160.709,49 €
6-	3.843,99 €	46.682,06 €	24.087,13 €	70.769,19 €	34.754,13 €	101.679,33 €	- 59.030,16 €
7-	3.882,43 €	46.822,11 €	24.328,00 €	71.150,10 €	34.858,39 €	102.126,07 €	43.095,91 €
8-	3.921,25 €	46.962,57 €	24.571,28 €	71.533,85 €	34.962,97 €	102.575,57 €	145.671,47 €
9-	41.460,46 €	47.103,46 €	24.816,99 €	71.920,45 €	35.067,86 €	65.527,84 €	211.199,32 €
10-	4.000,07 €	47.244,77 €	25.065,16 €	72.309,93 €	35.173,06 €	103.482,92 €	314.682,24 €
11-	4.040,07 €	47.386,50 €	25.315,81 €	72.702,32 €	35.278,58 €	103.940,83 €	418.623,07 €
12-	4.080,47 €	47.528,66 €	25.568,97 €	73.097,63 €	35.384,42 €	104.401,58 €	523.024,65 €
13-	84.121,27 €	47.671,25 €	25.824,66 €	73.495,91 €	35.490,57 €	24.865,20 €	547.889,85 €
14-	4.162,49 €	47.814,26 €	26.082,91 €	73.897,17 €	35.597,04 €	105.331,72 €	653.221,57 €
15-	4.204,11 €	47.957,71 €	26.343,74 €	74.301,44 €	35.703,83 €	105.801,16 €	759.022,74 €
16-	4.246,15 €	48.101,58 €	26.607,17 €	74.708,75 €	35.810,94 €	106.273,54 €	865.296,28 €
17-	4.288,61 €	48.245,88 €	26.873,24 €	75.119,13 €	35.918,38 €	106.748,89 €	972.045,17 €
18-	32.456,50 €	48.390,62 €	27.141,98 €	75.532,60 €	36.026,13 €	79.102,23 €	1.051.147,40 €
19-	4.374,82 €	48.535,79 €	27.413,40 €	75.949,19 €	36.134,21 €	107.708,58 €	1.158.855,98 €
20-	4.418,56 €	48.681,40 €	27.687,53 €	76.368,93 €	36.242,61 €	108.192,98 €	1.267.048,96 €
21-	4.462,75 €	48.827,44 €	27.964,41 €	76.791,85 €	36.351,34 €	108.680,44 €	1.375.729,40 €
22-	4.507,38 €	48.973,93 €	28.244,05 €	77.217,98 €	36.460,39 €	109.170,99 €	1.484.900,40 €
23-	4.552,45 €	49.120,85 €	28.526,49 €	77.647,34 €	36.569,78 €	109.664,66 €	1.594.565,06 €
24-	4.597,98 €	49.268,21 €	28.811,76 €	78.079,97 €	36.679,48 €	110.161,48 €	1.704.726,54 €
25-	4.643,96 €	49.416,02 €	29.099,87 €	78.515,89 €	36.789,52 €	110.661,46 €	1.815.388,00 €

Fig 29 : Proyecto de implantación de 1.000 kWp con sistema de almacenamiento de energía durante los 25 años. (Fuente propia, 2021)

A continuación, se exponen los resultados de este sistema:

TIR	PAYBACK	VAN
14,3 %	6,58 años	1.239.295

Tabla 12 : Resultados del sistema de 1.000 kWp conectado a 250 kWh de baterías

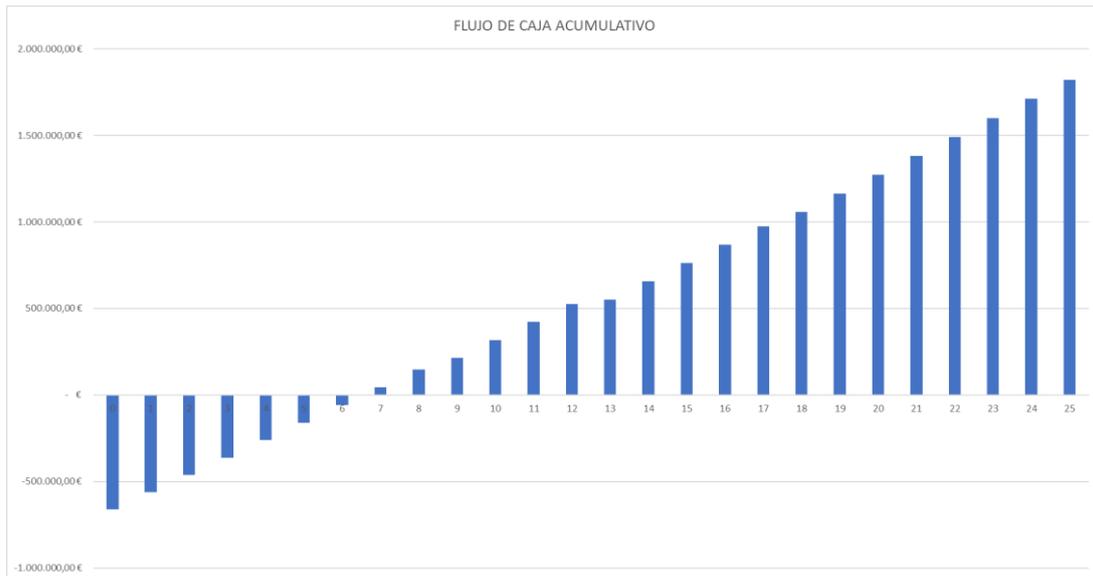


Fig 30 : Cash flow acumulado del sistema conectado a baterías.

Como podemos observar el gráfico del cash flow acumulado no varía de manera importante con respecto al proyecto sin baterías.

Se utiliza un IPC del 1%, una degradación de las placas del 0,7%, y una degradación de las baterías de un 1%. La contribución monetaria anual es de 103.143,64 €.

Se ha calculado la TIR de la batería, mediante sus inversiones necesarias y su contribución monetaria y este es de 0,88% a lo largo de los 25 años. El VAN de las baterías es de -7.157 durante esos 25 años.

En este primer caso de estudio con baterías se ha usado una evolución realista del precio de las baterías. Se estudian ahora otros dos casos, un caso pesimista y otro optimista, los cuales serán comparados incluyendo también el realista, anteriormente. En el caso realista, como hemos visto anteriormente, se prevé una bajada de precios del 40% a los 9 años, y una bajada de precios del 55% a los 18. En el caso pesimista utilizaremos una bajada de precios del 20% a los 9 años y del 30% a los 18 años, lo cual puede ocurrir en caso de que la tecnología no se desarrolle tanto en los próximos años como lo está haciendo actualmente. También podría ocurrir en caso de que aparezca otra tecnología de almacenamiento como puede ser el hidrógeno, e hiciese que las investigaciones sobre las baterías y su producción en masa disminuya. Por otra parte, en el caso optimista, el cual podría ocurrir mediante un gran avance de la tecnología de las baterías, analizaremos una bajada de precios del 55% en 9 años y del 70% en 18 años.

Para este análisis utilizamos también un IPC del 1%, un sistema de 200 kWh de capacidad, una instalación fotovoltaica de tamaño 1.000 kWp, una degradación de las placas del 0,7% y una degradación de las baterías del 0,7%.

	Pesimista	Realista	Optimista
Disminución del precio [%]	20% a los 9 años 30% a los 18 años	40% a los 9 años 55% a los 18 años	55 % a los 9 años 70% a los 18 años
TIR [%]	14,1	14,3	14,4
VAN [€]	1.218.315	1.239.295	1.253.421
Payback[años]	6,60	6,58	6,57

Tabla 13 : Análisis de los diferentes escenarios con respecto a la evolución del precio de las baterías

Se puede observar que las variaciones supuestas en el precio de las baterías no influyen de manera significativa en el resultado global del proyecto, esto se debe a que el grueso de la inversión, así como de los ahorros obtenidos, se corresponden con el sistema fotovoltaico y no con el de almacenamiento de energía.

El caso optimista con implantación de baterías nos aporta una TIR del 14,4 % y el caso pesimista de la instalación fotovoltaica sin almacenamiento de energía (caso con degradación de las placas de un 1,5%, Tabla 8) ofrece una TIR del 14,6 %, lo cual nos hace observar cómo incluso en el caso pesimista sin almacenamiento de energía nos ofrece más Tasa Interna de Retorno que el caso optimista con baterías.

Otro análisis interesante a realizar se trata de un análisis con diferentes horizontes temporales del proyecto, de 20, 25 y 30 años. Se analiza a continuación estos 3 casos, definiendo la vida útil del sistema fotovoltaico en esos años. La reposición de las baterías y de los inversores seguirá siendo la anterior (9 años y 12,5 años respectivamente). Se utilizan los datos utilizados en los casos realistas, estos son: degradación de placas 0,7%, IPC 1%, degradación de baterías 0,7%. Un tamaño de instalación fotovoltaica de 1.000 kWp y una capacidad de las baterías de 250 kWh. La evolución de los precios de las baterías es la denominada anteriormente la realista.

En el caso de estudio de 30 años de horizonte temporal, existirá una reposición extra de las baterías a los 27 años, el precio de las estas se supone un 65% menor que el actual. El precio de los inversores se supone el mismo, y también existirá una reposición extra a los 25 años.

El payback es irrelevante ya que seguirá siendo el mismo en todos los casos, rondando los 6,5 años.

Horizonte temporal	20		25		30	
	Sin baterías	Con baterías	Sin baterías	Con baterías	Sin baterías	Con baterías
TIR [%]	14,6	13,6	15,2	14,3	15,5	14,5
VAN [€]	918.244	903.017	1.237.599	1.239.295	1.533.356	1.500.498

Tabla 14 : Análisis del proyecto con variación del horizonte temporal

Los casos de 20 y 30 años con baterías salen todavía más desfavorables (con respecto al proyecto de sin baterías). Esto se debe a que en el proyecto con horizonte temporal de 20 años se acaba de adquirir un sistema de almacenamiento de 250 kWh a los 18 años, el cual no tiene tiempo de rentabilizarse. Algo similar ocurre con el proyecto a 30 años, y es que a los 26 años se deben reponer todos los inversores, y a los 27 necesitaremos adquirir una nueva batería de nuevo, que sólo aportarán al sistema 4 y 3 años respectivamente.

Es por ello también que en el caso del sistema sin baterías la TIR aumenta de manera continua, no lineal, pero continua. No es lineal debido a que en el caso del horizonte temporal a los 30 años se deberán sustituir los inversores. Como es obvio, cuantos más años sea capaz de ser productivo el sistema fotovoltaico, más rentable será.

9.4 Sistema óptimo :

La empresa en la que se realizó el presente proyecto quería conocer cuál era el sistema óptimo siempre y cuando la instalación fotovoltaica cubriese más del 50% del consumo energético de la empresa. Para ello se llevó a cabo un estudio de las diferentes configuraciones posibles. Cabe destacar que tras los apartados anteriores se concluye que las baterías no aportan positivamente al sistema fotovoltaico, aunque estas a lo largo de los años obtengan algo de retorno, su rentabilidad no es tan alta como para que su contribución sea interesante, desde el punto de vista económico-financiero, para el sistema fotovoltaico. Por lo que en el estudio de este óptimo no se tenían en cuenta la posible implantación de las baterías.

El consumo anual de la empresa es de 989.438 kWh. Por lo que necesitaremos una instalación fotovoltaica que mínimo cubra 494.719 kWh. Esa cifra se consigue con una instalación de 525 kWp, por lo que estudiaremos el óptimo a partir de esta. En principio, se estudia el óptimo como aquel tamaño que maximiza la TIR de la inversión.

Se analiza la evolución de la TIR y del VAN con la variación del tamaño de la instalación. Es de relevancia comentar que en todos los puntos que conforman el siguiente gráfico se ha estudiado la potencia óptima contratada, ya que es parte del proyecto real y esta irá cambiando con la variación del tamaño de la instalación.

Para ello es importante destacar que el coste de la instalación fotovoltaica no es constante con la variación del tamaño de esta. Según se ha obtenido de la ingeniería anteriormente

citada (LUZFIT, 2021) el coste de la instalación de 1.000 kWp es de 0,6 €/kWp, como se ha estado viendo durante el escrito, pero mediante disminuye el tamaño va aumentando este precio. Por ejemplo, se obtuvo el precio de 100 kWp, el cual es de 0,78 €/kWp. En este proyecto se estudiará esta variación del precio de manera lineal, de manera que en el caso de 525 kWp el precio es de 0,69 €/kWp.

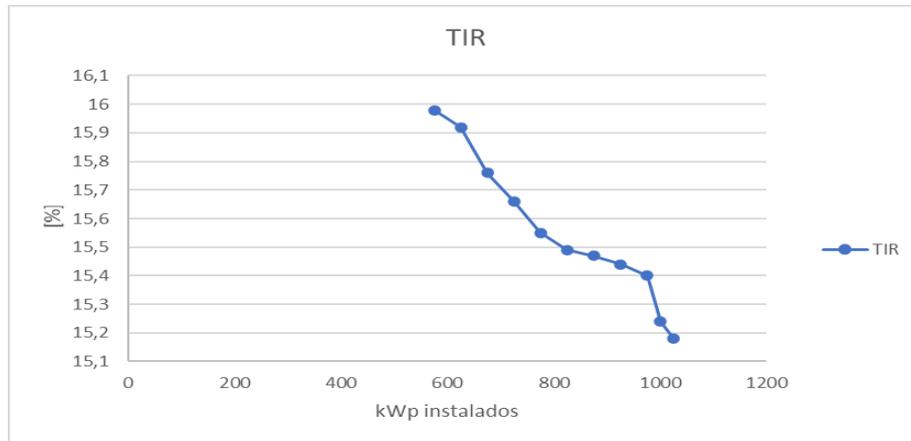


Fig 31 : TIR según el tamaño de la instalación fotovoltaica

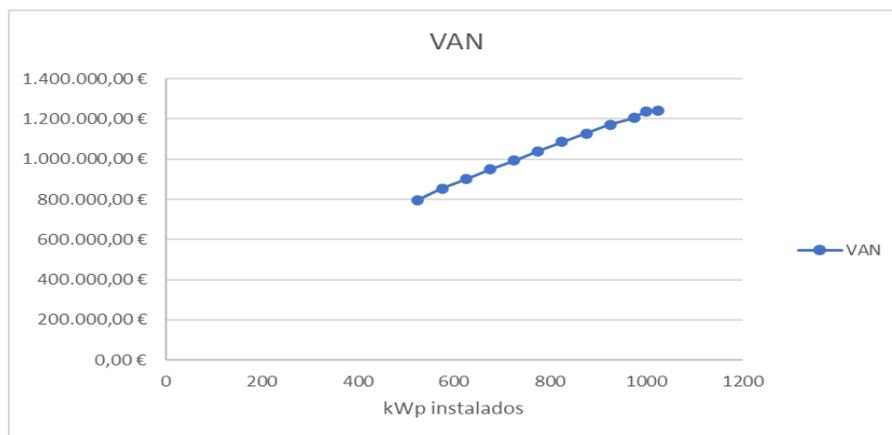


Fig 32 : VAN según el tamaño de la instalación fotovoltaica

En las figuras 31 y 32 podemos observar la evolución del proyecto según el tamaño de la instalación. La TIR disminuye cuanto más tamaño instalemos, aun siendo el precio menor por más tamaño. Sin embargo, se observa una disminución del TIR menor que el aumento del VAN. Como podemos observar, entre instalar 500 y 1000 kWp existe solo una variación del 0,8% del TIR, mientras que el VAN aumenta unos 400.000 €. Esto se puede observar mejor en el siguiente gráfico.

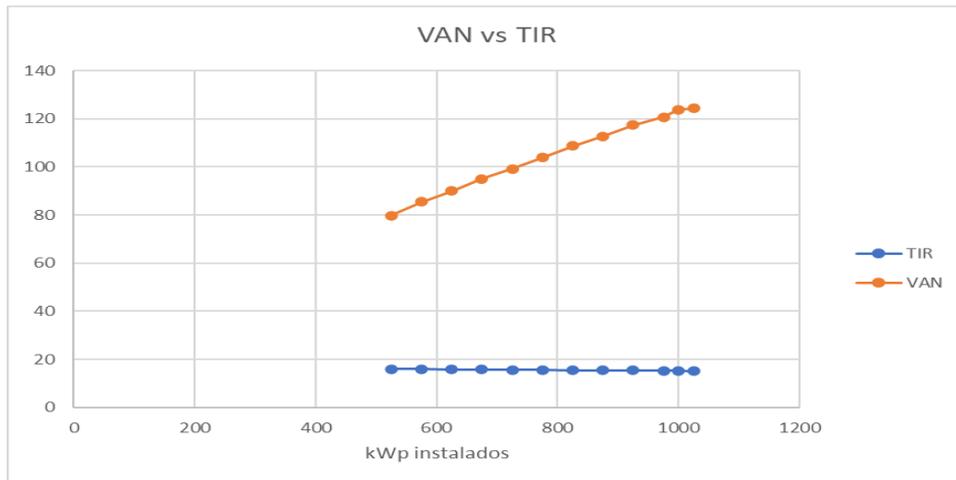


Fig 33 : VAN y TIR según el tamaño de la instalación fotovoltaica

Se percibe un gran aumento del VAN en comparación con el TIR. Las cifras del VAN están expresadas en diez miles de euros para facilitar la visualización. Aunque es cierto que es lógico que la variación del TIR sea menos visible a primera vista, tras el estudio se deduce que 0,8 % de bajada de TIR con una diferencia de 500 kWp no es una cifra muy significativa.

Con estos resultados concluimos que la decisión estaría en manos del inversor. Si el inversor desea un retorno lo más rápido posible, se le recomienda optar por instalar 500 kWp, donde obtendría un TIR máximo. Por otra parte, si lo que está buscando es un beneficio mayor en el proyecto, aunque el TIR disminuya algo, se le recomienda optar por 1.000 kWp, donde el VAN es mucho mayor que a los 500.

10. CONCLUSIONES

Tras haber expuesto los resultados pertinentes podemos llegar a la conclusión de que un sistema fotovoltaico con los precios actuales de instalación y los precios actuales de la energía es un proyecto muy rentable. Cabe destacar además que los cálculos efectuados se han llevado a cabo con un precio de la energía de 2020, actualmente los precios de la energía en septiembre de 2021 son un 300% más caros que en 2020, lo que haría que el proyecto fuese aún más rentable.

En el caso del sistema fotovoltaico sin baterías, gracias al análisis de sensibilidad vemos que, aunque las placas fotovoltaicas sufran una mayor degradación de la esperada, nos encontramos un TIR en la franja entre 14,6 y 16,3%. El Payback no sube de 6,47 años, siendo aún así un Payback muy atractivo para inversores ya que nos encontramos en un proyecto de 25 años de duración, es decir, serían unos 18 años obteniendo beneficios de la generación del sistema fotovoltaico.

Como se comentó anteriormente las baterías actualmente nos aportaban menos de lo que nos costaban anualmente por lo que no nos ofrecían rentabilidad positiva. Sin embargo, el precio está bajando, y la tecnología está mejorando, favoreciendo de esta manera que la rentabilidad se alcance de aquí a muy poco tiempo. En concreto, se ha calculado para este sistema de 1.000 kWp, con el consumo correspondiente, el precio de las baterías con el cual el VAN de estas empezaría a ser positivo es de 221,5 €/kWh, que no es muy lejano al precio actual.

Nótese que, aunque las baterías sean rentables, es decir, obtengamos un VAN positivo aunque pequeño y un TIR bajo, a esta rentabilidad le falta mucho para alcanzar los números de la rentabilidad de las placas fotovoltaicas. Más en detalle, si el TIR del sistema fotovoltaico es de 15% aproximadamente, hasta que las baterías no alcancen esa cifra, estarán perjudicando un proyecto fotovoltaico haciendo, por ejemplo, que disminuya su TIR. En concreto se ha calculado el precio de la batería para que su TIR fuese del 15% y es de 117,5 ,5 €/kWh, precio al cual según Bloomberg llegaremos en 2026.

Sin embargo, con la visión medioambiental, de utilizar más energía verde, y con la visión eléctrica de estabilizar la red, puede que haga que las baterías se empiecen a utilizar antes de que tengan una rentabilidad parecida a la de las placas fotovoltaicas.

Se hace a continuación una comparación de los distintos casos de estudio presentados:

	1.000 kWp sin baterías	1.000 kWp con baterías
TIR [%]	14,7	13,8
Payback [años]	6,44	6,67
Contribución monetaria anual [€]	97.000	103.143.

Tabla 15 : Comparación de índices económicos de los distintos casos

Podemos observar como aunque el TIR sea menor la contribución anual del sistema con baterías es mayor, sin embargo habíamos observado que no era lo suficiente como para obtener rentabilidad de estas. Y como hemos visto en la Figura 33, a medida que aumentamos el tamaño de la instalación, la TIR irá disminuyendo, aunque su VAN aumente de forma mas significativa, por lo que la decisión quedaría en manos del inversor, dependiendo si le interesa un retorno más rápido de la inversión, u obtener un mayor volumen de beneficios.

Por último, es de importancia comentar que actualmente se están facilitando muchas ayudas por parte del Estado para instalar placas fotovoltaicas, lo que lo hace todavía más atractivo para los particulares. Sumándole la visión medioambiental está claro que de aquí a no muchos años el crecimiento de este sector será una realidad incuestionable.

11. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía. (2020). Obtenido de <https://www.iea.org/reports/energy-storage>
- Ambientum. (s.f.). Obtenido de https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp
- Arbeloa Fortunato, N., & Pérez Soler, E. (2020). *Análisis económico del uso de baterías de litio para la compensación de desvíos de producción en una instalación fotovoltaica de 100 MW*.
- Bankinter. (2021). Obtenido de <https://www.bankinter.com/blog/economia/previsiones-ipc-espana>
- Bloomberg. (2017). Obtenido de www.bloomberg.com
- Canadian Solar. (2020). *Modelo HiKu6Mono*.
- Comisión Europea. (2019). *Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank on the Implementation of the Strategic Action Plan on Batteries*.
- EnergiGreen. (2021). *EnergiGreen*. Obtenido de <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>
- European Commission. (2021). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es
- F2F, A. e. (2021). Obtenido de <http://f2fasesoresenergeticos.es/>
- Fuente propia. (2021).
- Gobierno de España. (2013). BOE.
- Instaladores2.0. (s.f.). Obtenido de <https://www.instaladores20.com/el-sector/energia/la-cnmc-denuncia-gran-beneficio-las-distribuidoras/>
- Joint Research Centre. (2021). Obtenido de <https://ec.europa.eu/jrc/en/about/jrc-in-brief>
- Lillo, I. (2013). *Energías renovables, 5º Ing. Ind.* Universidad de Sevilla.
- LUZFIT. (2020).
- LUZFIT. (2021). *LUZFIT*. Obtenido de <https://luzfit.com/nuevas-tarifas-electricas-abril-2021/>
- LUZFIT S.L. (2021).
- Moncloa. (2020). *lamoncloa.gob.es*. Obtenido de https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia_Espana_2050.pdf
- Narada. (2019). *Especificaciones del producto*.
- OMIE. (2020). *Principales resultados del mercado eléctrico 2020*.
- OMIE. (2021). Obtenido de <https://www.omie.es/>
- OMIE. (s.f.). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad#:~:text=Los%20mercados%20intradiaarios%20se%20estructuran,el%20programa%20resultante%20sea%20viable.>
- Operación del sistema eléctrico para dummies*. (2013). Wiley Publishing Inc.
- Real Academia de Ingeniería. (2017). *Almacenamiento de Energía en la distribución eléctrica del futuro*.
- Red Eléctrica de España. (2020). Obtenido de <https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>
- Ruiz Cortés, M., González Romera, E., Amaral Lopes, R., & Martins, J. (2019).

Algoritmo de planificación de baterías en instalaciones de autoconsumo conectadas a red.

Santillán Tituaña, A. (2016). *Estudio de la incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos.*

Som Energia. (2021). *Som Energia*. Obtenido de <https://es.support.somenergia.coop/article/180-como-puedo-reducir-el-consumo-de-energia-reactiva-con-la-tarifa-3-0a>

Valladolid University. (s.f.). *Research Gate*. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/258450669>

Vigo, U. d. (s.f.). *Departamento de Tecnología Electrónica, Universidad de Vigo*. Obtenido de <http://quintans.webs.uvigo.es/documentos/2012-SAAEI-0464-gf-000126.pdf>

Xataka. (2020). Obtenido de <https://www.xataka.com/automovil/precio-baterias-esta-cerca-100-kwh-barrera-critica-donde-coches-electricos-seran-rentables-que-combustion#:~:text=En%202020%2C%20las%20bater%C3%ADas%20han,seg%C3%BAAn%20el%20%C3%BAltimo%20informe%20BloombergNEF.>

12. GLOSARIO

Maxímetro: El máxímetro es un aparato de medición que se incorpora en todas aquellas instalaciones con una potencia contratada superior a 15kW (aunque existen excepciones) y se encarga de medir la potencia máxima demandada. [Pág. 45]

ICP: El Interruptor de Control de Potencia o ICP es uno de los elementos que componen el cuadro eléctrico de una instalación. Se trata de un sistema automático que corta el suministro de electricidad cuando en una vivienda o local se supera la potencia contratada. [Pág.40]