



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Estudio comparativo del desempeño económico de
baterías de Plomo-ácido y Li-ion en sistemas
fotovoltaicos aislados

Autor

Cristina Escriche Martínez

Director

Javier Carroquino Oñate

Ponente

Rodolfo Dufo López

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Noviembre 2020

Estudio comparativo del desempeño económico de baterías de Plomo-ácido y Li-ion en sistemas fotovoltaicos aislados

Resumen

El presente trabajo compara el desempeño económico de las baterías de plomo-ácido y de litio-ion en el seno de un sistema aislado de la red y plantea conclusiones que permiten facilitar la toma de decisiones técnicas sin necesidad de un análisis exhaustivo.

Esta comparación de desempeño se aborda mediante el análisis de sistemas fotovoltaicos aislados en cinco casos de estudio que poseen curvas de demanda muy diferentes, empleando para ello el software de simulación y optimización del dimensionamiento de sistemas híbridos de energía renovable, iHoga.

En primer lugar, se expone la motivación y se justifica la necesidad de un trabajo que trate de dar respuesta a un problema real con el que se enfrentan los ingenieros a la hora de diseñar un sistema aislado. Se presenta el contexto en que se enmarca el trabajo y el estado de la tecnología en cuanto a baterías de plomo-ácido y de litio-ion. Asimismo, se analiza el Estado del Arte y se encuentra que, aunque existen diversos estudios que comparan ambas tecnologías en casos concretos, empleando variados softwares de simulación, no consta que haya estudios del desempeño de las baterías bajo perfiles de demanda muy diferentes.

Los casos de estudio que se emplean (una bodega, un bombeo solar para riego de un viñedo, una granja porcina de madres, una vivienda ubicada en un pueblo y una segunda vivienda de vacaciones ubicada en otro pueblo) son casos reales en ubicaciones reales, cuya información y curva de demanda se han obtenido para el presente trabajo. Para la adecuada comparación de los dos tipos de batería, se simula, de cada uno de estos cinco casos, un sistema aislado fotovoltaico puro y otro híbrido fotovoltaico-diésel. El software empleado, iHoga, devuelve la solución correspondiente al óptimo económico, lo que permite discernir de cada caso la mayor adecuación de un tipo de batería u otro. Es decir, el sistema más rentable (con batería de plomo-ácido o de litio-ion) será aquel que tenga un menor coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) en €/kWh.

Habiendo obtenido los óptimos económicos de cada caso, se efectúan varios análisis de sensibilidad para buscar cómo afectan diversos escenarios a la adecuación de las baterías de plomo-ácido o de litio-ion en cada caso de estudio. Los parámetros que pueden afectar son la escala del perfil de demanda del sistema, la variación de parámetros climáticos, el Estado de Carga mínimo de la batería, el precio de la batería, variaciones en el precio del diésel, y la variación del interés del préstamo.

Por último, se extraen las conclusiones generales, relacionando los resultados obtenidos para cada caso de estudio, así como con los análisis de sensibilidad, con objeto de que puedan hacerse aplicables de la manera más general posible a cualquier tipo de sistema aislado de la red.

Agradecimientos

No han sido pocos los quebraderos de cabeza con este trabajo, pero al final puedo decir que he logrado lo que me proponía, en el tiempo en el que quería hacerlo. Y esto no hubiera sido posible sin la ayuda de mi director y jefe, Javier Carroquino, que pacientemente me ha explicado, corregido, ayudado, y guiado.

También quiero agradecer a Rodolfo Dufo, por haberme prestado el software iHoga PRO+ y por haber respondido pacientemente a mis dudas. Sin él este trabajo tampoco existiría.

Por supuesto, agradecer a Jesús Yago y a Natalia Lapuente, por facilitarme datos de los casos de estudio seleccionados y allanarme el camino.

Por último, agradecer a Ángel, Albert y Carlos, por ser mi apoyo en los momentos de desánimo. Y a mi madre, por esperar paciente a que terminase mis jornadas interminables de trabajo.

Contenido

1.	Introducción y motivación	5
2.	Antecedentes	6
2.1.	Contexto.....	6
2.2.	Revisión del Estado del Arte	7
2.3.	Objetivo del trabajo	7
3.	Metodología empleada	8
4.	Caracterización de los casos de estudio.....	10
4.1.	Bodega	10
4.2.	Bombeo solar	11
4.3.	Granja.....	12
4.4.	Vivienda unifamiliar	12
4.5.	Segunda vivienda unifamiliar.....	13
4.6.	Consumos de los casos de estudio	14
5.	Simulación y optimización de los sistemas aislados	17
5.1.	Selección de componentes y parámetros	17
5.1.1.	Componentes del sistema.....	17
5.1.2.	Parámetros económicos.....	18
5.2.	Optimización económica	19
5.2.	Aspecto medioambiental	23
5.3.	Análisis de sensibilidad	24
5.3.1.	Variación climática	24
5.3.2.	Variación del SOC _{min} en la batería de Pb-ácido	28
5.3.3.	Precio de la batería de Li-ion.....	29
5.3.4.	Variación del precio del combustible.....	30
5.3.5.	Variación del interés del préstamo	31
6.	Conclusiones del trabajo	31
	Referencias.....	33

1. Introducción y motivación

En el contexto de la transición energética hacia un sistema seguro, sostenible y competitivo, reflejado en la estrategia de Unión Energética de la Comisión Europea [1], el almacenamiento energético es un elemento clave para alcanzar los objetivos de penetración de las energías renovables marcados por la UE. En particular, las baterías juegan un papel muy importante en ello, debido a su amplio potencial de aplicación en el sector de generación y transporte.

En áreas rurales alejadas de las urbes, llevar la red eléctrica a algunas localizaciones puede ser difícil, anti-económico, y genera impactos paisajísticos y ambientales. A menudo, los dueños de estas ubicaciones aisladas o suministros esporádicos optan por grupos generadores diésel: sucios, ruidosos, y necesitados de costosa operación y mantenimiento. Como alternativa, las energías renovables proveen de generación limpia y confiable, contando con generación híbrida y acumulación. Uno de los recursos más extendidos para el autoconsumo aislado es emplear energía fotovoltaica. En cuanto a acumulación energética para aplicaciones estacionarias, a nivel comercial, a las baterías de plomo-ácido se han unido como alternativa las de litio-ion.

En el contexto de una empresa, durante el proyecto de ingeniería y más aún en la contratación, la elección del tipo de batería a emplear suele basarse en criterios o estimaciones que carecen de suficientes elementos de juicio, fundamentadas en características técnicas y económicas que son ciertas, comparativamente, como el precio de la batería, la profundidad de descarga, la vida útil garantizada por el fabricante, etc., pero que no están cuantificadas. A la hora de determinar cuál va a ser el desempeño de la batería en el sistema, deben entrar en juego multitud de parámetros de la propia batería (como el coste por ciclo y su eventual sustitución), así como de las características del emplazamiento, de la demanda energética y del resto de componentes. Por lo tanto, se hace prácticamente indispensable estudiar cada tipología de manera individual para poder determinar con exactitud la mayor adecuación de un tipo u otro de batería. En la práctica, los técnicos deben tomar decisiones sin hacer un análisis científicamente exhaustivo.

El presente trabajo busca comparar el desempeño económico de las baterías de plomo-ácido y de litio-ion en el seno de un sistema aislado de la red y obtener conclusiones que permitan la toma de decisiones técnicas sin necesidad de un análisis exhaustivo. El problema que se estudia es una cuestión real a la que típicamente se enfrentan los ingenieros que diseñan las instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento, y como tal, se aborda desde la experiencia adquirida en la empresa Intergia energía sostenible, S.L.¹, ingeniería de energías renovables especializada los proyectos de ingeniería y llave en mano de fotovoltaica.

La memoria del trabajo se estructura de la siguiente manera:

- El apartado 2 expone los antecedentes del trabajo, el contexto en que se enmarca y la revisión del Estado del Arte.
- El apartado 3 describe la metodología empleada para alcanzar los objetivos.
- En el apartado 4 se caracterizan los casos de estudio escogidos.
- El apartado 5 muestra las simulaciones y análisis de sensibilidad llevados a cabo y se presentan y discuten los resultados obtenidos.
- Por último, el apartado 6 recoge las conclusiones extraídas.

¹ www.intergia.es

Como apoyo a la memoria, se presentan los siguientes anexos: Anexo 1, Diseño preliminar del sistema FV aislado para cada uno de los casos de estudio; Anexo 2, Fichas técnicas de los componentes del sistema; Anexo 3, Tablas de componentes y parámetros introducidos en iHoga; Anexo 4, Breve resumen de los modelos empleados en el envejecimiento de las baterías; y Anexo 5, Informes de resultados de iHoga de los óptimos económicos.

2. Antecedentes

Para situar el problema a abordar en su contexto y poder discutir los resultados extraídos con los observados por otros investigadores y estudios, se revisa el estado de la técnica en lo que respecta a baterías estacionarias, y en concreto a la comparación entre baterías de plomo-ácido y litio-ion en su aplicación a sistemas aislados.

2.1. Contexto

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento instalados hoy en día emplean baterías de plomo-ácido. Esto es debido al hecho de que se trata de una tecnología madura, que cuenta con más de 150 años de desarrollo, cuyo coste de inversión inicial es todavía inferior al coste de otras tecnologías [2], como son las baterías de litio-ion, sodio-sulfuro y las baterías de flujo. Los precios del mercado actual demuestran que el coste de inversión inicial para las baterías de Li-ion puede llegar a ser de hasta seis veces superior al de las baterías de plomo-ácido, lo que en la mayoría de los casos supone una desventaja a la hora de decantarse por esta tecnología [3].

Por otra parte, las baterías de Li-ion, desarrolladas en la época de los 90, cuentan con ventajas técnicas frente a las de plomo-ácido: en general tienen una mayor vida útil (aguantan un mayor número de ciclos antes de que su SOC máximo se vea reducido hasta el 80%), mayor densidad energética, tanto por unidad de masa como de volumen, mayor eficiencia energética, y gastos de mantenimiento muy bajos. Gracias a su alta densidad energética, son más pequeñas y ligeras que las baterías de plomo-ácido. Además, se trata de equipos escalables en cuanto a capacidad. Estas características resultan en soluciones más efectivas que un sistema a medida (que requiere un estudio más exhaustivo y costoso). Como principal desventaja, estas baterías todavía tienen un precio de mercado bastante elevado [4]. Sin embargo, y a pesar de que los sistemas con batería de litio-ion y un campo fotovoltaico sobredimensionado implican una mayor inversión inicial, esto reduce drásticamente la necesidad de soporte técnico y los costes asociados a ingeniería, instalación, mantenimiento y sustitución de la batería [5].

Dentro de las baterías de litio-ion, las de tipo litio-hierro-fósforo (LiFePO_4) son las más usadas en aplicaciones aisladas ([6] [7]). Jaiswal *et al.* [7] evaluó siete tipos diferentes de baterías de litio-ion como potenciales tecnologías para el reemplazo de las de plomo-ácido como líderes en los sistemas fotovoltaicos aislados. Las baterías de litio-hierro-fósforo se encontraron entre las tres tecnologías óptimas, debido a la mayor vida útil, que reducía los costes de sustitución.

Se ha de tener en cuenta que las baterías de litio-ion han evolucionado significativamente a lo largo de las últimas dos décadas en términos de densidad energética, seguridad y durabilidad, así como en reducción de costes. Según el informe de la Comisión Europea “*Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications: Scenarios for costs and market growth*” [8]: “la familia de baterías de litio-ion constituye la base para la movilidad y las aplicaciones estacionarias de hoy y del futuro próximo”. Zubi *et al.* [5] señalan también que son el centro de atención del sector de la movilidad, lo que asegura que siga habiendo mejoras técnicas, especialmente en cuanto a durabilidad y reducción de costes.

Considerando las intensivas investigaciones que se están llevando a cabo hoy en día en baterías, es difícil que emerjan y evolucionen otras tecnologías de almacenamiento. Aunque esto es, por otra parte, imposible de predecir con precisión.

2.2. Revisión del Estado del Arte

Se ha llevado a cabo la revisión del Estado del Arte a través del buscador de contenido científico y académico de la Biblioteca de la Universidad de Zaragoza, Alcorze. En especial, se han consultado artículos a través de ScienceDirect², ResearchGate³ e IEEE Xplore⁴. Se destacan los siguientes puntos:

La comparación técnica y económica entre las baterías de plomo-ácido y litio-ion se ha abordado en diversos artículos, aplicada a casos de estudio concretos. Para las simulaciones llevadas a cabo, las herramientas software más empleadas son HOMER y RETScreen ([7] [9] [10] [11]) y, en menor medida, Matlab y SimuLink ([2] [12]). La herramienta software iHoga ha sido empleada en algunos casos de estudio de sistemas aislados ([5] [13] [14]), bajo autoría o coautoría de Rodolfo Dufo López, principal desarrollador de la herramienta.

Varios artículos científicos subrayan que, aunque el coste de la batería de litio es mayor, el coste por kWh (LCOE) es más bajo en los sistemas que emplean baterías de litio que en los que utilizan las convencionales de plomo-ácido ([2] [6] [10]). Paul Ayeng'o *et al.* [2] señalan que esta disminución en el LCOE es debida a la mayor vida útil de las baterías de litio y a su reducción de precio, a causa del incremento de la producción global a economías de escala, especialmente en el sector de la movilidad. Otros estudios ([5] [15] [16]) revelaron que los sistemas FV con batería de litio-ion son la solución más barata, comparados con los que emplean batería de plomo-ácido. Por otro lado, un interesante estudio realizado por Anuphappharadorn *et al.* [17] sobre el análisis económico de los sistemas fotovoltaicos aislados con baterías de plomo-ácido y litio-ion encontró que un sistema con batería de plomo-ácido era más barato económicamente que otro con batería de litio-ion, debido a los altos costes de inversión inicial. Este estudio señala, sin embargo, que las baterías de litio-ion tienen numerosas ventajas, comparadas con las de plomo-ácido, en cuanto a términos de alta densidad energética, bajo mantenimiento y un alto número de ciclos de vida. De la bibliografía revisada se extrae, por tanto, que la mayor o menor adecuación económica de uno u otro tipo de batería aplicada a un sistema aislado es un tema todavía en debate abierto.

La mayoría de los autores revisados realizan comparaciones sobre modelos desarrollados de sistemas fotovoltaicos en viviendas o micro-redes para pueblos en diversas localizaciones, o directamente comparan las características técnicas y económicas de diferentes tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, en el alcance de la revisión del Estado del Arte, **ninguno de ellos realiza un estudio comparativo del desempeño de las tecnologías de almacenamiento sobre sistemas fotovoltaicos aislados mediante casos de estudio con diferentes perfiles de demanda energética.**

2.3. Objetivo del trabajo

Como consecuencia de todo lo anterior, se considera procedente abordar un estudio que compare las baterías de plomo-ácido y litio-ion, en el contexto de sistemas fotovoltaicos aislados y con perfiles de demanda diversos.

² www.sciencedirect.com

³ www.researchgate.net

⁴ www.ieeexplore.ieee.org

El objetivo del trabajo es comparar el desempeño económico de dos tipos de baterías estacionarias (Pb-ácido y Li-ion) en el seno de un sistema fotovoltaico aislado para ayudar a la toma de decisiones técnicas.

La hipótesis de partida puede formularse como: el desempeño técnico-económico comparado de las baterías de plomo-ácido y de litio-ion, en sistemas fotovoltaicos aislados, puede verse influido por los diferentes perfiles de la demanda a satisfacer, así como por otros parámetros propios de cada caso.

3. Metodología empleada

Dado el alcance de este trabajo, la parte experimental se realiza mediante simulaciones. Sin embargo, en estas simulaciones se utilizan datos de demanda energética de instalaciones reales. Se han seleccionado cinco casos, con diferentes perfiles de demanda. En cada uno de ellos se busca el sistema fotovoltaico aislado que satisfaga la demanda de energía de forma más rentable, bien sea incorporando batería de plomo-ácido o de litio-ion. Posteriormente, se analizan los resultados obtenidos y se efectúan análisis de sensibilidad ante el posible cambio de diversas variables. Finalmente, se lleva a cabo la discusión de los resultados y la presentación de conclusiones.

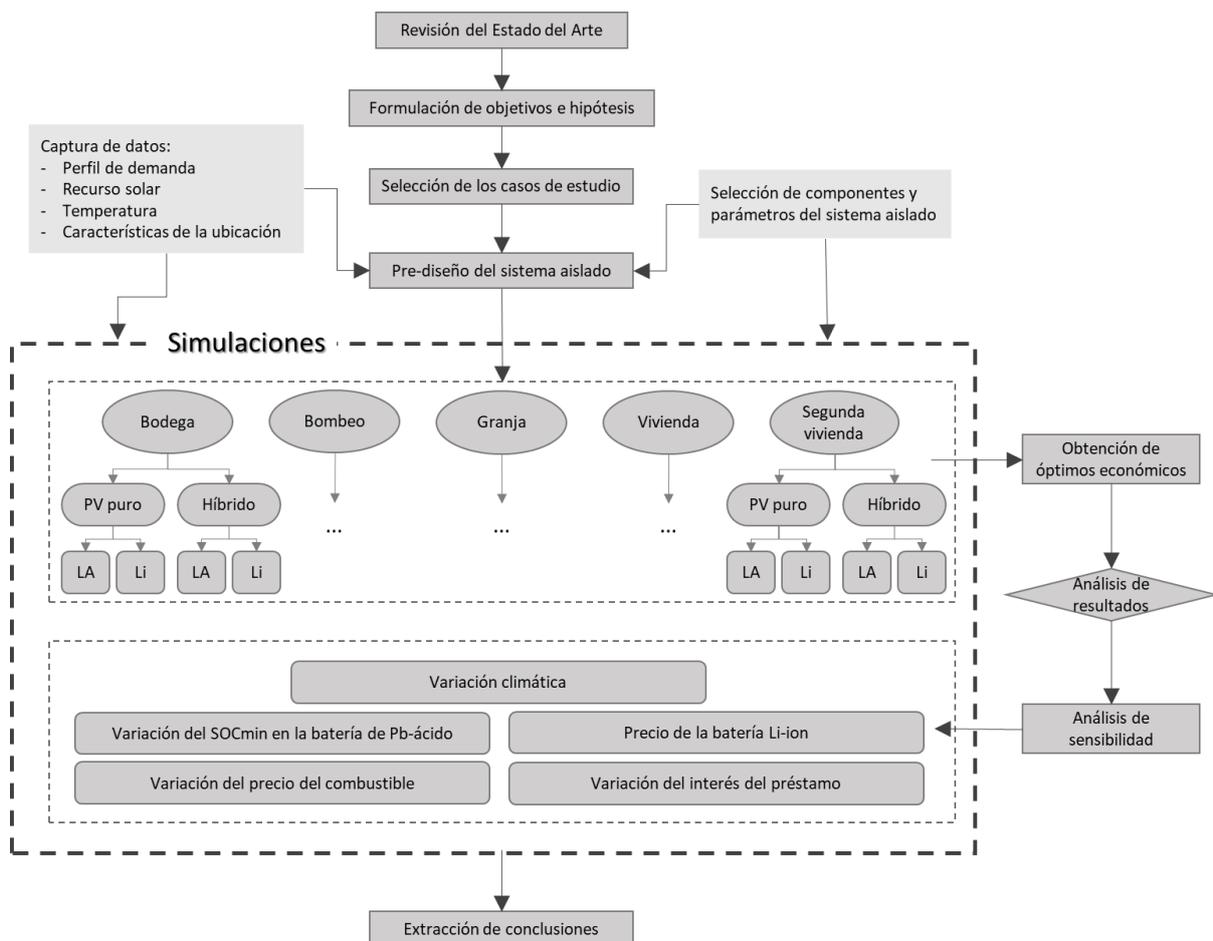


Figura 1 Esquema de la metodología seguida en el trabajo

Los casos de estudio que se han seleccionado (una bodega, un bombeo solar para riego de un viñedo, una granja porcina de madres, una vivienda ubicada en un pueblo, y una segunda vivienda de vacaciones ubicada en otro pueblo) corresponden a cinco tipologías con perfiles de demanda muy diferentes, que son susceptibles de instalar un sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento para autoconsumo sin conexión a red. En su mayoría se trata de instalaciones conectadas a la red (salvo el riego), habiéndose obtenido los datos de consumo gracias a los registros de los contadores en telegestión. En ninguno de ellos se gestiona la demanda en función de tarifas horarias, lo que hubiera modificado el perfil de la demanda, haciéndolo inservible para el presente estudio. Es decir, aunque en la realidad ninguno de los cinco casos dispone de un sistema de generación fotovoltaica aislado, podrían tenerlo.

Todos ellos se sitúan en ubicaciones geográficas relativamente próximas entre sí (entre las provincias de Zaragoza y Burgos). Cada caso se estudia de forma individualizada, teniendo en cuenta el recurso solar disponible y las temperaturas a lo largo del año, que se obtienen de la web Renewable Ninja⁵. Para la orientación e inclinación del campo fotovoltaico se ha optado en todos los casos por estructuras fijas, o bien con los parámetros óptimos (en el caso del bombeo, montaje en suelo) o bien con los disponibles en cubiertas y tejados (en la granja, bodega y ambas viviendas).

Las simulaciones de los cinco casos de estudio se realizan empleando la herramienta software iHoga (*Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithm*), en su versión PRO+. iHoga es un programa desarrollado en C++ capaz de desempeñar la simulación y optimización del dimensionamiento de sistemas híbridos de energía renovable, empleando algoritmos genéticos con un bajo tiempo computacional.

En las simulaciones se busca el sistema fotovoltaico económicamente óptimo (optimización mono-objetivo) para cada uno de los casos. Para ello, se alimenta al programa con una base de datos que contiene las características técnicas y económicas de los elementos que pueden componer el sistema (paneles fotovoltaicos, inversores, baterías, generadores diésel, etc.). También han de fijarse diversos parámetros económicos. La demanda, el recurso solar y la temperatura se introducen en régimen horario para todo un año (8760 registros horarios). Con todo lo anterior, el software simula el funcionamiento técnico y económico de cada posible combinación de elementos durante un período de 25 años. Las soluciones que no cumplen los requerimientos técnicos, como la satisfacción de la demanda, se descartan. Las soluciones técnicamente válidas se priorizan en función de su NPC (coste actualizado neto) y paralelamente del LCOE (coste nivelado de la energía). La solución óptima para cada caso es aquella con menores valores para NPC y LCOE, siendo la función objetivo a minimizar el NPC.

Las ecuaciones por las que se rigen estos valores son:

$$NPC (\text{€}) = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n} \quad (1.1)$$

Donde C_n (€) es el coste (de inversión, O&M, reemplazo de componentes y compra de combustible) en el periodo n ; N es el periodo completo de análisis en años; y d es la tasa anual de descuento.

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = NPC / \left\{ \sum_{n=1}^N [Q_n / (1+d)^n] \right\} \quad (1.2)$$

Donde Q_n (kWh) es la energía producida en el año n .

⁵ <https://www.renewables.ninja/>

Se ha optado por desglosar cada uno de los cinco casos en dos, alimentándolos con un sistema fotovoltaico puro o bien con un híbrido fotovoltaico-diésel. Esto supone un total de diez casos, lo que dará lugar a diez parejas de soluciones (con batería de plomo y con batería de litio-ion). En cada caso, una de las dos tendrá un menor LCOE, resultando esa tecnología de batería la idónea para ese caso.

Posteriormente, con el mismo software iHoga, se llevarán a cabo los análisis de sensibilidad, con el fin de ver cómo afectan a los resultados los cambios en algunos parámetros.

4. Caracterización de los casos de estudio

Para el análisis, se ha obtenido el perfil de la demanda horaria anual en cada uno de los casos. Se han tomado los datos del año natural completo 2019, considerado como año tipo. Todas las cargas son de alterna y se considera un factor de potencia igual a la unidad). Las dos viviendas tienen suministro monofásico y los demás casos trifásico.

Se realiza un cálculo de pre-diseño del sistema fotovoltaico puro aislado acorde con las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, PCT-A-REV-febrero 2009, de IDAE. Los detalles sobre cómo se ha realizado este cálculo se presentan en el Anexo 1.



Figura 2 Localización de los casos de estudio en España

4.1. Bodega

En el proceso de la elaboración del vino en la bodega, la demanda energética se produce en la maquinaria de los procesos de transporte, prensado, macerado, fermentación, filtrado y embotellado, etiquetado y embalado, así como en las instalaciones de refrigeración, iluminación, oficinas y almacenes. Los mayores consumos se dan en la refrigeración, principalmente durante la fermentación y estabilización del vino. Por tanto, el perfil de demanda tiene un marcado carácter estacional, dependiendo de las épocas de vendimia.

4.1.1. Descripción de caso de estudio “Bodega”

Se estudia el caso de las instalaciones de una bodega ubicada en Moradillo de Roa, Burgos. Se trata de un edificio de carácter industrial con un aislamiento térmico básico.



Figura 3 Fotografía de la Bodega y mapa de su ubicación

Los datos de la demanda horaria han sido obtenidos de i-DE (Iberdrola Distribución).

Para el sistema fotovoltaico se simulan módulos en montaje coplanar sobre la cubierta de la bodega a dos aguas, una enfocada a este (azimut -90°) y otra a oeste (azimut 90°), siendo el 50% de generación en cada lado. La inclinación de la cubierta es de 20° .

Para cubrir la demanda según el método del “mes peor” se necesita un campo fotovoltaico de 118,8 kWp, y un acumulador de al menos 33.951 Ah (con 3 días de autonomía).

4.2. Bombeo solar

Las instalaciones de riego y bombeo son grandes consumidoras de energía eléctrica, necesaria para la elevación y aumento de presión del agua. En la mayor parte de los casos, la demanda tiene un fuerte perfil estacional asociado a la temporada de riego, que suele coincidir con los meses de mayor radiación solar.

4.2.1. Descripción del caso de estudio “Bombeo”

Se estudia el caso del bombeo fotovoltaico para los viñedos pertenecientes a la bodega, ubicados en Peñaranda del Duero, Burgos, en las tierras altas de la Ribera del Duero. Actualmente, el viñedo cuenta con 40 hectáreas de uvas cultivadas de forma ecológica.

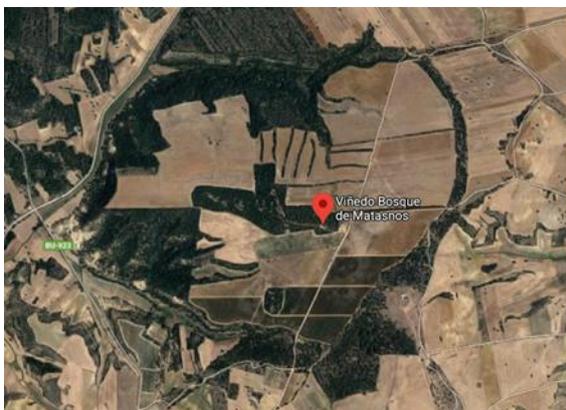


Figura 4 Imagen de satélite y mapa de la ubicación del viñedo

En este caso, los datos de la demanda han sido construidos, ya que el bombeo real funciona alimentado con un sistema fotovoltaico aislado para riego directo, y no dispone de contador. Estos datos se han calculado conociendo el perfil de riego y la potencia de la bomba. El viñedo se riega desde mediados de junio hasta finales de septiembre, y aprovechando las horas de sol.

El sistema fotovoltaico puede colocarse sobre el terreno. Por lo tanto, se ha podido elegir la orientación e inclinación óptimas, resultando en orientación sur (azimut 0°) e inclinación 25°.

Para cubrir la demanda según el método del “mes peor” se necesita un campo fotovoltaico de 116,8 kWp, y un acumulador de al menos 67.071 Ah (con 3 días de autonomía).

4.3. Granja

Las instalaciones agropecuarias cuentan con un perfil de demanda aproximadamente constante a lo largo del tiempo. En las granjas porcinas, y en concreto las de madres, como es el caso, los principales consumos se dan en la alimentación de los animales y su aclimatación (calefacción para los lechones recién nacidos).

4.3.1. Descripción del caso de estudio “Granja”

Se estudia la Granja Agropecuaria Marcial, ubicada 7 km al sur de Belchite, Zaragoza. Se trata de una granja porcina de reproducción.



Figura 5 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la Granja Agropecuaria Marcial

Los datos de la demanda horaria han sido obtenidos de e-Distribución (Endesa Distribución).

El sistema fotovoltaico se ha adaptado en montaje coplanar a las cubiertas disponible de las naves, resultando una inclinación de 20° y orientación sureste (azimut -5°).

Para cubrir la demanda según el método del “mes peor” se necesita un campo fotovoltaico de 219,6 kWp, y un acumulador de al menos 64.093 Ah (con 3 días de autonomía).

4.4. Vivienda unifamiliar

Una vivienda particular ubicada en el medio rural que disponga de espacio en su tejado para instalar módulos fotovoltaicos se presta fácilmente al autoconsumo.

4.4.1. Descripción del caso de estudio “Vivienda”

Se estudia una vivienda unifamiliar particular en Épila, que está habitada todo el año por una pareja joven en la que ambos trabajan. El perfil de la demanda es variable a lo largo del año, siendo más elevado durante los meses de invierno, debido al empleo de calefacción con estufas eléctricas.



Figura 6 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la vivienda unifamiliar en Épila

Los datos de la demanda horaria han sido obtenidos de e-Distribución (Endesa Distribución).

El sistema fotovoltaico se simula coplanar a la cubierta sur de la vivienda (azimut 0°), con una inclinación de 20°.

Para cubrir la demanda según el método del “mes peor” se necesita un campo fotovoltaico de 9,5 kWp, y un acumulador de al menos 2.347 Ah (con 3 días de autonomía).

4.5. Segunda vivienda unifamiliar

Las viviendas particulares ubicadas en medio rural que se emplean como segunda vivienda o como casa de vacaciones tienen una demanda energética muy pequeña e irregular. Durante el grueso del año sólo consumen los electrodomésticos que deben estar permanentemente conectados, como la nevera, o los llamados “consumos vampiro”, o consumo por *stand-by*.

4.5.1. Descripción del caso de estudio “Segunda vivienda”

Similar al caso anterior, se estudia una vivienda particular localizada en Alhama de Aragón, Zaragoza, que no está ocupada la totalidad del año, sino que se emplea como segunda vivienda. La demanda es, por tanto, muy irregular, y se concentra, principalmente, en fines de semana, vacaciones de verano y periodos festivos.

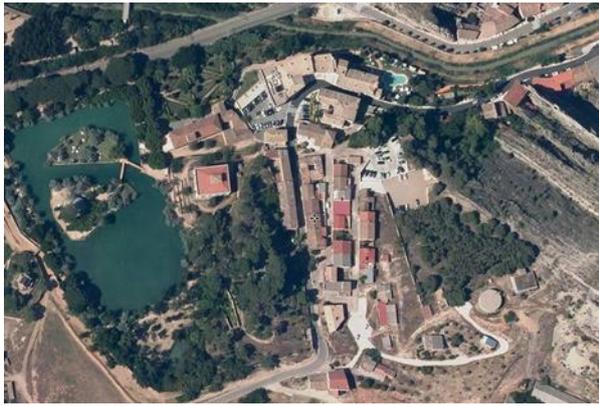


Figura 7 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la vivienda unifamiliar en Alhama de Aragón

Los datos de la demanda horaria han sido obtenidos de e-Distribución (Endesa Distribución).

Para el sistema fotovoltaico se simulan módulos en montaje coplanar sobre la cubierta de la vivienda a dos aguas, una enfocada a este (azimut -90°) y otra a oeste (azimut 90°), siendo el 50% de generación en cada lado. La inclinación de la cubierta es de 20° .

Para cubrir la demanda según el método del “mes peor” se necesita un campo fotovoltaico de 1,6 kWp, y un acumulador de al menos 228 Ah (con 3 días de autonomía).

4.6. Consumos de los casos de estudio

Las Tablas 2 y 3 muestran las gráficas anuales del consumo de los cinco casos de estudio. Se observa que sus perfiles son muy diferentes:

- La bodega presenta un perfil estacional, con máximos en otoño, asociados a la producción del vino. Los consumos nocturnos son moderados.
- El riego es extremadamente estacional, con meses veraniegos de elevado consumo y otros meses con consumo nulo. El bombeo de riego se acciona durante el día, lo que permite aprovechar mejor la producción fotovoltaica.
- La granja presenta un consumo estable a lo largo del año. Los consumos nocturnos disminuyen notablemente en los meses de verano, debido a la eliminación de necesidad de aclimatación.
- La primera vivienda tiene calefacción eléctrica, por lo que su consumo aumenta en los meses fríos del año.
- La segunda vivienda se utiliza esporádicamente en vacaciones, puentes y algunos fines de semana, por lo que hay largos períodos con un consumo muy bajo.

Tabla 1 Consumo total anual y pico de potencia (medido con frecuencia de media hora) de los cinco casos de estudio

	Bodega	Bombeo	Granja	Vivienda	Segunda vivienda
Total anual (kWh)	53.345	64.125	216.446	5036	799
Pico de potencia (1/2h) (W)	44.576	57.218	61.916	3996	2612

Tabla 2 Gráficas de los consumos anuales totales de cada uno de los casos de estudio, del año natural 2019

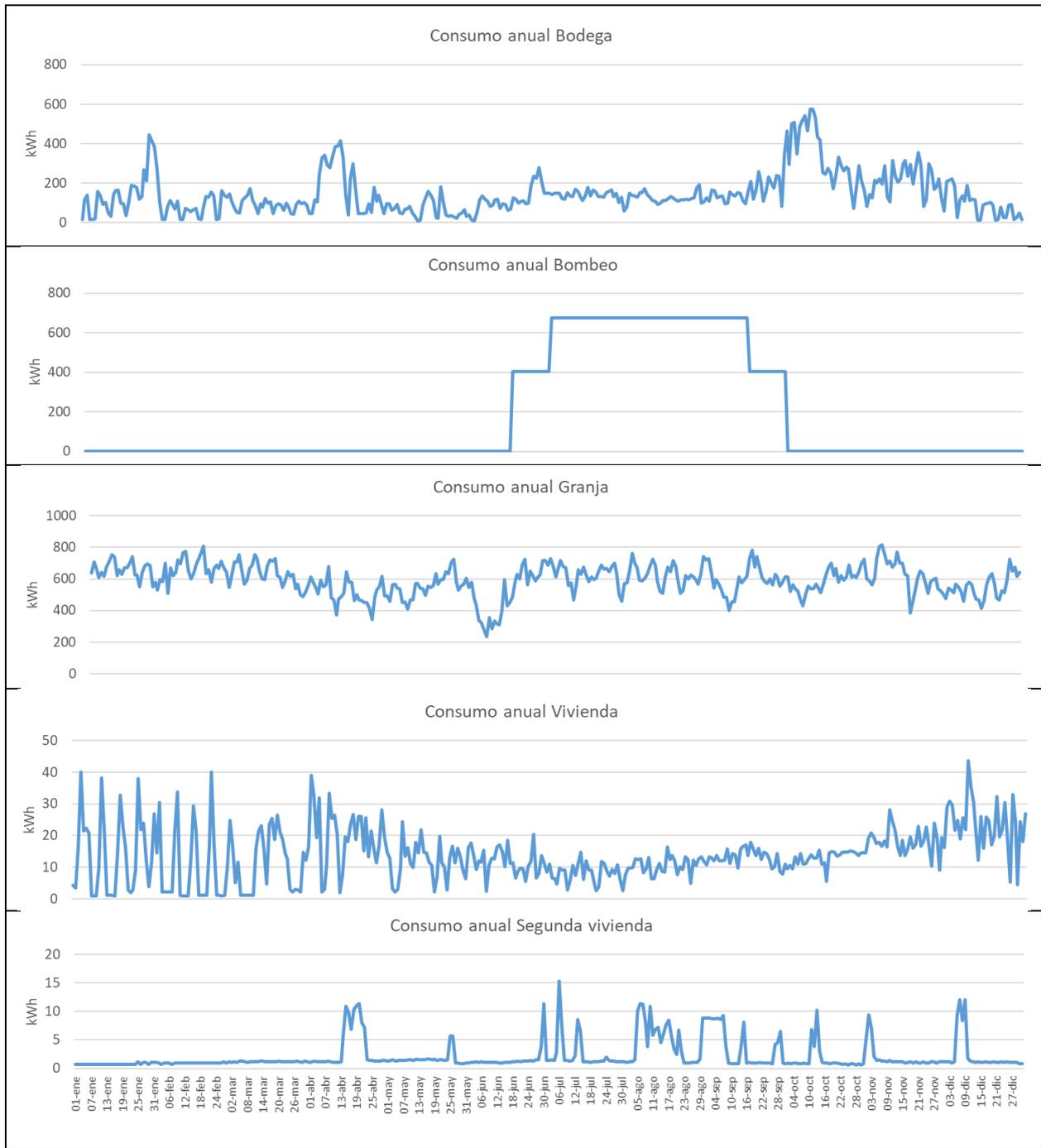
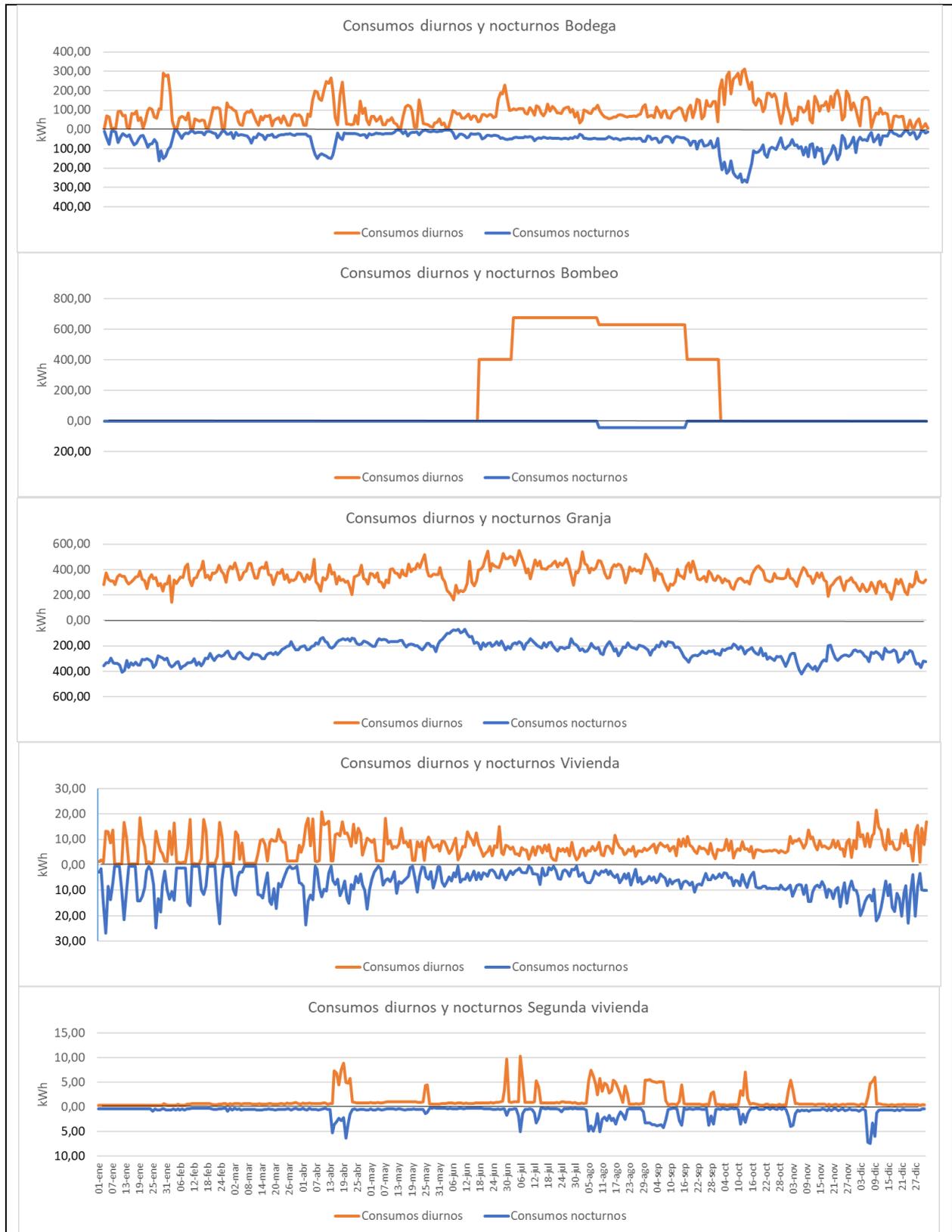


Tabla 3 Gráficas de los consumos desglosadas por consumos diurnos y nocturnos de cada uno de los casos de estudio, del año natural 2019



5. Simulación y optimización de los sistemas aislados

5.1. Selección de componentes y parámetros

5.1.1. Componentes del sistema

En todos los casos, el sistema aislado se ha configurado con **BUS de alterna**. Al BUS están conectadas todas las cargas, así como los generadores (fotovoltaico a través de su inversor solar y diésel en caso de sistema híbrido) y la batería (a través del inversor de aislada).

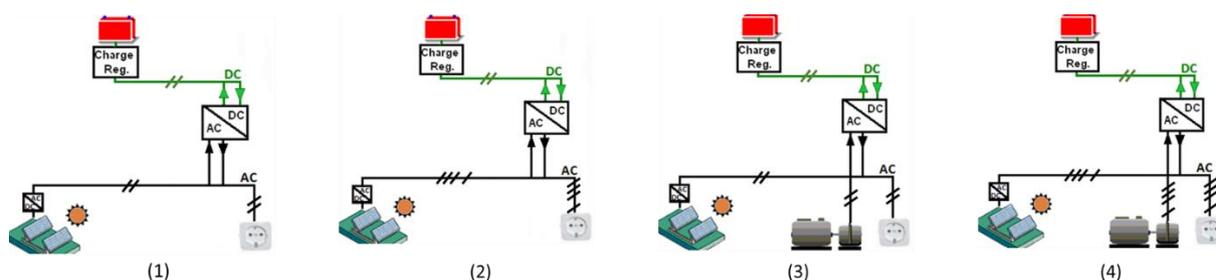


Figura 8 Esquemas simplificados de los sistemas fotovoltaico puro en monofásica (1) y trifásica (2) e híbrido fotovoltaico diésel en monofásica (3) y trifásica (4). Las dos viviendas tienen suministro monofásico y los demás casos, trifásico. Fuente de los diagramas: iHoga (modificados)

Los **inversores de aislada** se encargan del mantenimiento de los parámetros del BUS de alterna, esto es, 230 V, 50 Hz en monofásica, o 400 V, 50 Hz en trifásica. Para trifásica se utiliza un *cluster* formado por tres inversores, uno para cada fase. También gestionan el flujo de energía de la batería, que es de 48 V DC, cargándola o descargándola. La batería es única, tanto en monofásica como en trifásica. Los inversores son de la marca SMA, modelo Sunny Island, de potencias nominales de 3,3, 4,6 y 6 kVA; para carga trifásica, *cluster* y *multi-cluster* para potencias de 18, 36, 54 y 72 kVA.

Los **módulos fotovoltaicos** son de tecnología PERC y células policristalinas, de la marca Canadian Solar, modelo HiKu CS3W-400P. Para limitar el tiempo de procesado y evitar resultados con fracciones de kilovatio (innecesarias en la práctica), se han introducido en la simulación conjuntos formados por cinco paneles, lo que da un total de 2 kWp por cada uno de ellos.

La salida del conjunto de todos los módulos fotovoltaicos, de corriente continua con tensión y corriente variables, se conecta al BUS de alterna a través de un **inversor solar**, monofásico o trifásico, que incorpora seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).

El sistema híbrido incluye, además, un **grupo generador diésel**. Se utilizan los que por defecto plantea la base de datos de iHoga, con potencias aparentes de 1,9, 3, 4, 5,5, 7, 10, 15, 20, 31, 40, 56 y 82 kVA.

Para las **baterías de Pb-ácido** se escogen vasos individuales de 2 V de la marca Hoppecke, modelo OPzS (batería estacionaria ventilada). Al requerir el inversor de aislada una tensión de 48 V, en todos los casos se utiliza una batería de 24 vasos conectados en serie. Debido a que no es aconsejable conectar este tipo de baterías en paralelo, la mayor o menor capacidad se obtiene incluyendo un amplio rango de grupos de vasos, escogiendo en cada caso el software el tamaño adecuado. En concreto, se han incluido vasos con capacidades nominales C_{10} de 390, 468, 546, 686, 915, 1140, 1370, 1610, 2150, 2680 y 3220 Ah. Se asigna a las baterías una profundidad de descarga máxima, DOC_{max} , del 80% (o un estado de carga mínimo, SOC_{min} , del 20%). Según el fabricante, su vida en flotación a 20°C es de 20 años.

Para las **baterías de Li-ion** se escoge la marca BYD, modelo Battery Box Pro (baterías de LiFePO_4). Su tensión nominal es de 50 V. Por la constitución modular de este tipo de baterías, cabe la posibilidad de conectarlas en paralelo para obtener mayor capacidad, de manera que la base de datos empleada tiene en cuenta varios conjuntos de módulos del mismo voltaje y diferentes capacidades: 53,3, 106,6, 160, 213,3 y 287,5 Ah. Se asigna a las baterías una profundidad de descarga máxima, DOC_{max} , del 90% (o un estado de carga mínimo, SOC_{min} , del 10%). El fabricante refiere una vida de diseño⁶ a 20°C de 15 años.

Para poder estimar la necesidad de reemplazo de la batería durante la vida útil de la instalación, es necesario tener en cuenta cómo se degradan las baterías, para lo cual existen diversos modelos de envejecimiento de baterías basados en los estudios de varios autores. Para la batería de Pb-ácido se emplea el modelo empírico descrito por Schiffer *et al.* [18], conocido como “modelo de rendimiento Ah ponderado”, que ha sido determinado por Dufo *et al.* [19] como el más preciso, aunque también de mayor complejidad computacional. Otros autores [2] han empleado también este modelo en sus estudios comparativos. En cuanto a las baterías de Li-ion, se emplea el modelo de Wang *et al.* [20], junto con el de envejecimiento temporal, o “calendar aging”, con la expresión de Petit *et al.* [21]. Para más información sobre estos modelos, se describen brevemente en el Anexo 4.

Las fichas técnicas de los componentes del sistema se presentan en el Anexo 2.

5.1.2. Parámetros económicos

Para llevar a cabo las simulaciones en iHoga, con un periodo de estudio de 25 años, correspondiente a la vida útil convencional de los módulos fotovoltaicos, se han seleccionado los siguientes parámetros económicos:

- **Módulos fotovoltaicos:** se considera una ratio de evolución anual del precio del -2,5%, y límite de depreciación del 30%, alcanzable en 14,1 años. Se ha optado por estas cifras teniendo en cuenta las estimaciones de organizaciones como IRENA [22], y estudios de consultorías como Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [23], que considera que los costes de la tecnología fotovoltaica continuarán disminuyendo hasta un 34% en 2030; mientras que el IDAE considera que la tasa de inflación de 2010 en adelante es de 2,3% [24].
- **Baterías de Pb-ácido:** a pesar de que la batería de Pb-ácido es una tecnología madura en el mercado, se espera que sus precios continúen disminuyendo a una tasa del 2% anual, con un límite en la depreciación del 25%, que se alcanzaría en 14,2 años (estimación basada en los datos de IRENA [25]).
- **Baterías de Li-ion:** se trata de una tecnología todavía en evolución, por lo que se espera una caída de precios en los próximos años. Así, se prevé una disminución en los precios del 3% anual, con un límite en la depreciación del 50%, que no se alcanzaría hasta transcurridos 22,8 años. El JRC [8] considera que las baterías para aplicaciones estacionarias podrían alcanzar una reducción de más de la mitad de precio para el año 2040, teniendo en cuenta una disminución anual de entre el 3 y el 5% del precio, dependiendo de la evolución de la tecnología y los mercados. Se trata, sin embargo, de un escenario conservador. Investigadores como Jaiswal *et al.* [7] señalan un decrecimiento en el precio de las baterías de litio-ion del 8-16% anual.
- **Generador diésel y precio del combustible:** al generador se le atribuye una vida útil de 10.000 horas (base de datos de iHoga). En cuanto al combustible diésel, se considera un coste inicial de

⁶ A la hora de comparar la vida a flotación de ambas baterías, se ha tenido la dificultad de que, a diferencia de las de plomo-ácido, los fabricantes no ofrecen este dato para la batería de litio-ion. Se tiene en cuenta que las baterías se degradan menos flotando cerca de su carga máxima, que para las de Pb-ácido es del 80-90%, mientras que para las de Li-ion es del 60-80%.

0,70 €/litro, con una variación de precio anual del 1,5%. El software RETScreen, tomado como ejemplo, ofrece una tasa de crecimiento del coste del combustible del 2%.

- **Interés nominal de mercado:** se espera de 3%, ligeramente superior a la inflación.
- **Inflación anual:** de 1,5%. El software RETScreen, tomado como ejemplo, ofrece una inflación del 2%, que se trata del techo superior fijado por el Banco Central Europeo (BCE) para la depreciación de la moneda.
- **Tasa real de descuento anual:** se calcula con los datos del interés y la inflación (ecuación 1.3). En el presente trabajo se considera una tasa de descuento real anual del 1,48%.

$$Tasa\ de\ descuento\ real = \frac{Interés\ nominal\ de\ mercado - Inflación}{1 + \frac{Inflación}{100}} \quad (1.3)$$

- **Costes iniciales de instalación:** el software iHoga tiene en cuenta para el cálculo económico los costes fijos y variables (porcentaje del coste inicial fijo), que encierran los costes de ingeniería, proyecto, instalación, etc. En base a experiencias propias de la empresa Intergia, se cifran en 1500€ fijos y un 2% de costes variables.
- **Préstamo:** para la realización de la instalación, iHoga tiene en cuenta la concesión de un préstamo. En base a la experiencia de Intergia, se considera un préstamo del 80% del coste inicial, con un interés del 5% a 7 años (periodo de amortización típico de una instalación fotovoltaica aislada).

Para los cálculos financieros, se tiene en cuenta el valor residual de los componentes al final de la vida útil de la instalación, para evitar situaciones que distorsionarían los resultados, como la posibilidad de cargar el coste de adquisición por reemplazo de una nueva batería poco años antes de terminar la vida útil del proyecto.

5.2. Optimización económica

Introducida la información, iHoga simula cada uno de los casos de estudio con todas las combinaciones de componentes posibles para cumplir con la demanda y con las restricciones impuestas. Los detalles sobre los parámetros introducidos se pueden consultar en el Anexo 3.

Los resultados de los óptimos económicos para los cinco casos de estudio, teniendo en cuenta ambas variantes (sistema fotovoltaico puro e híbrido FV-diésel) y la división entre batería de Pb-ácido y Li-ion se presentan en las Tablas 4 a 8. Se muestran sólo aquellos datos relevantes para el estudio comparativo de las baterías. Para mayor información sobre los resultados se recomienda acudir al Anexo 5. Dada la relación entre NPC y LCOE, ambos sirven igualmente para comparar diferentes soluciones a un mismo caso. Si lo que se desea es comparar el coste de la energía entre casos distintos, el LCOE es el adecuado.

Las diferencias en el rendimiento económico entre baterías de Pb-ácido y de Li-ion, que iHoga puede tener en cuenta en sus simulaciones, y por lo tanto, afectan al coste del sistema y a la solución económicamente óptima son: (1) coste de adquisición, (2) vida útil, (3) variación en el tiempo del coste de reposición, (4) coste de O&M, (5) capacidad útil, determinada por el SOC_{min} asignado, (6) eficiencia de ciclado, (7) y el ratio de autodescarga.

Tabla 4 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio "Bodega"

Bodega		FV	Batería						LCOE	Grupo diésel			
		Potencia (kWp)	Coste ¹ (€)	Capacidad nominal (kWh-C10)	Autonomía (días) ²	Capacidad útil (kWh-C10)		Vida útil (años)	Energía ciclada ³ (kWh/año)	Coste de ciclado (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	Potencia aparente (kVA)	Energía suministrada (kWh/año)
FV puro	LA	204	148.696	772,8	3,6	618,2		10,87	27.667	0,49	0,44		
	Li	264	222.340	455,4	2,5	409,9	-34%	15	27.144	0,55	0,51		
Híbrido	LA	90	17.057	89,5		71,6		7,01	16.095	0,15	0,22	40	12.460
	Li	74	33.688	69		62,1	-13%	15	16.677	0,13	0,22	56	14.388

Tabla 5 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio "Bombeo"

Bombeo		FV	Batería						LCOE	Grupo diésel			
		Potencia (kWp)	Coste ¹ (€)	Capacidad nominal (kWh-C10)	Autonomía (días) ²	Capacidad útil (kWh-C10)		Vida útil (años)	Energía ciclada ³ (kWh/año)	Coste de ciclado (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	Potencia aparente (kVA)	Energía suministrada (kWh/año)
FV puro	LA	192	183.242	927,3	3,6	741,8		14,53	13.711	0,92	0,35		
	Li	268	141.489	289,8	1,4	260,8	-65%	15	11.560	0,82	0,36		
Híbrido	LA	98	6.969	32,9		26,3		10,45	1.861	0,36	0,17	56	18.212
	Li	102	3.749	7,6		6,84	-74%	15	707	0,35	0,16	56	18.637

Tabla 6 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio "Granja"

Granja		FV	Batería						LCOE	Grupo diésel			
		Potencia (kWp)	Coste ¹ (€)	Capacidad nominal (kWh-C10)	Autonomía (días) ²	Capacidad útil (kWh-C10)		Vida útil (años)	Energía ciclada ³ (kWh/año)	Coste de ciclado (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	Potencia aparente (kVA)	Energía suministrada (kWh/año)
FV puro	LA	328	313.373	1611,3	1,9	1.289,0		9,74	111.498	0,29	0,20		
	Li	306	667.019	1366,2	1,9	1.229,6	-4%	15	112.104	0,40	0,25		
Híbrido	LA	228	102.397	537,1		429,7		7,08	103.593	0,14	0,12	56	11.613
	Li	208	188.652	386,4		347,8	-19%	15	99.108	0,13	0,13	56	17.015

Tabla 7 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio "Vivienda"

Vivienda		FV	Batería						LCOE	Grupo diésel			
		Potencia (kWp)	Coste ¹ (€)	Capacidad nominal (kWh-C10)	Autonomía (días) ²	Capacidad útil (kWh-C10)		Vida útil (años)	Energía ciclada ³ (kWh/año)	Coste de ciclado (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	Potencia aparente (kVA)	Energía suministrada (kWh/año)
FV puro	LA	16	13.471	65,8	3,3	52,6		7,38	3.297	0,55	0,52		
	Li	20	19.996	40,9	2,4	36,8	-30%	15	3.266	0,41	0,52		
Híbrido	LA	12	5.592	22,4		17,9		7,39	2.833	0,27	0,37	4	446
	Li	10	6.738	13,8		12,4	-30%	15	2.677	0,17	0,34	4	636

Tabla 8 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio "Segunda vivienda"

Segunda vivienda		FV	Batería						LCOE	Grupo diésel			
		Potencia (kWp)	Coste ¹ (€)	Capacidad nominal (kWh-C10)	Autonomía (días) ²	Capacidad útil (kWh-C10)		Vida útil (años)	Energía ciclada ² (kWh/año)	Coste de ciclado (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	Potencia aparente (kVA)	Energía suministrada (kWh/año)
FV puro	LA	12	6.852	32,9	10,2	26,3		8,18	1.024	0,82	2,19		
	Li	12	6.737	13,8	5,1	12,4	-53%	15	856	0,52	1,84		
Híbrido	LA	2	5.044	18,7		15,0		9,02	910	0,61	1,72	3	76
	Li	2	1.543	2,5		2,3	-85%	15	799	0,13	1,23	3	312

¹ Coste de la batería, incluida adquisición y O&M durante su vida útil

² Autonomía mínima permitida de 1 día; calculada respecto a la demanda diaria promedio, teniendo en cuenta la eficiencia de ciclado

³ Energía extraída de la batería

Las Tablas 9 y 10 presentan los cinco casos para el sistema FV puro e híbrido, respectivamente. Se muestra cómo cambian algunos valores del sistema entre el óptimo con batería de plomo-ácido y el óptimo con batería de litio-ion. Están ordenados por incremento del LCOE obtenido, de mayor a menor, como índice de la menor a mayor cercanía económica de las soluciones con ambos tipos de batería.

Tabla 9 Comparativa de los cinco casos de estudio para el sistema fotovoltaico puro

Caso	Óptimo	Variación al cambiar de Plomo-ácido a Litio-ion					
		LCOE del sistema (%)	Capacidad de la batería (%)	Energía ciclada al año (%)	Coste del kWh ciclado (%)	Vida de la batería (%)	Potencia FV (%)
Granja	Pb-ácido	+25	-4	+0,5	+38	+54	-7
Bodega	Pb-ácido	+16	-34	-2	+12	+38	+29
Bombeo	Pb-ácido	+3	-65	-16	-11	+3	+40
Vivienda	Ambos	0	-30	-1	-25	+103	+25
2ª vivienda	Li-ion	-16	-53	-16	-47	+83	0

De la Tabla 9 se observa que:

1. En tres de los casos, el óptimo corresponde a plomo-ácido, en uno es neutral y en otro corresponde a litio-ion.
2. En todos los casos, el litio-ion entra con una batería de menor capacidad, aunque con fuertes diferencias entre casos.
3. La cantidad de energía ciclada anualmente en la batería se ve afectada, pero en mucha menor proporción que el tamaño de la batería. Esto indica que el número de ciclos equivalentes aumenta.
4. La variación del coste del ciclado de la energía en la batería cambia en la misma dirección y similar proporción que el LCOE.
5. En todos los casos, la vida de la batería de litio-ion supera a la de plomo-ácido. Sin embargo, este índice no guarda relación directa con la variación del LCOE.
6. La entrada de la batería de litio-ion puede suponer un cambio en la potencia necesaria de paneles fotovoltaicos.

La batería de litio-ion tiene una mayor eficiencia de ciclado que las de plomo-ácido, por lo que se reducen las pérdidas del sistema. Sin embargo, su mayor coste favorece la elección de una batería de menor capacidad, en la medida en que pueden seguir cumpliéndose las condiciones de diseño y suministrándose el 100% de la demanda. Cuando los efectos de la mayor eficiencia de la batería de litio son insuficientes para compensar su menor capacidad, se requiere que parte de la energía que se extraía de la plomo-ácido se obtenga ahora por medio de una mayor producción fotovoltaica. Esta sustitución sólo puede producirse en los momentos en que existe recurso solar. Por ello, en función del perfil de la demanda de cada caso (en relación con el perfil del recurso solar), hay un límite insalvable para esa reducción de capacidad. Aún sin llegar a alcanzar ese límite, puede llegar un punto en que el incremento de coste del campo fotovoltaico no compense mayores reducciones del tamaño de la batería. El desplazamiento de energía extraída de la batería por energía producida por el campo fotovoltaico supone una reducción del total anual de energía ciclada. Sin embargo, esta reducción es sustancialmente menor que la de la capacidad de la batería, por lo que el número de ciclos equivalentes aumenta. Este mayor número de ciclos es soportado por la batería de Li-ion sin reducir su vida útil por debajo de los 15 años de vida de diseño indicados por el fabricante.

Cabe destacar que, en el caso de la granja, la reducción de la capacidad de la batería es pequeña y, por ello, el aumento de eficiencia permite reducir el campo fotovoltaico e incluso un levísimo aumento de la energía ciclada.

Tabla 10 Comparativa de los cinco casos de estudio para el sistema híbrido fotovoltaico-diésel

Caso	Óptimo	Variación al cambiar de plomo-ácido a litio-ion						
		LCOE del sistema (%)	Capacidad de la batería (%)	Energía ciclada al año (%)	Coste del kWh ciclado (%)	Vida de la batería (%)	Potencia FV (%)	Energía aportada por diésel (%)
Granja	Pb-ácido	+8	-19	-4	-7	+112	-8	+47
Bodega	Ambos	0	-13	+4	-13	+114	-18	+15
Bombeo	Li-ion	-6	-74	-62	-3	+44	+4	+2
Vivienda	Li-ion	-8	-30	-6	-37	+103	-17	+43
2ª vivienda	Li-ion	-28	-85	-12	-79	+66	0	+311

De la Tabla 10 se observa que:

1. La hibridación mantiene las tendencias observadas en los sistemas FV puros, esto es, la ordenación de los cinco casos.
2. La hibridación facilita la entrada de las baterías de litio-ion, desplazando a las de plomo-ácido: en tres de los casos, el óptimo corresponde a litio-ion, en uno es neutral y en otro corresponde a plomo-ácido.
3. Nuevamente, en todos los casos, el litio-ion entra con una batería de menor capacidad.
4. El coste del ciclado de la energía es en todos los casos, mejor con litio-ion que con plomo-ácido.
5. Nuevamente, en todos los casos, la vida de la batería de litio-ion supera a la de plomo-ácido. Igualmente, este índice no guarda relación directa con la variación del LCOE.
6. En todos los casos, la entrada de la batería de litio supone un incremento de la energía producida por el generador diésel.

En el sistema híbrido ya no se cumple que la variación del coste del kWh de ciclado vaya pareja con la variación del LCOE. Ahora se introduce un parámetro más. Mientras que en sistema FV puro sólo se tienen batería y generador fotovoltaico, en el sistema híbrido hay dos generadores: fotovoltaico, que está sujeto a las horas de sol, y diésel. La existencia de este segundo generador gestionable permite técnicamente reducciones de batería más flexibles y mayores. Así, no es necesario suministrar los picos de consumo desde acumulación, pudiendo hacerlo desde diésel. En consecuencia, las baterías en los sistemas híbridos se utilizan más para nivelados intradiarios frecuentes que para grandes picos infrecuentes. El resultado es una batería relativamente pequeña y sometida a muchos ciclos repetitivos. Como en los sistemas FV puros, este mayor número de ciclos es soportado por la batería de Li-ion sin reducir su vida útil por debajo de los 15 años de vida de diseño indicados por el fabricante. Así, al ofrecer un coste de ciclado inferior al del plomo-ácido, su entrada en los óptimos de los sistemas híbridos es más frecuente.

En ninguno de los casos la ordenación de los óptimos económicos sigue el mismo orden que la demanda total anual de los casos de estudio (en referencia a la Tabla 1).

Se ha comprobado que en todos los casos la batería de litio-ion no dura menos de 15 años de vida de diseño, por lo que únicamente habría de sufrir un reemplazo durante el periodo de estudio, mientras que la vida de la batería de plomo-ácido es en todos los casos inferior a 15 años. Estos resultados concuerdan con la afirmación de Moncecchi *et al.* [12] de que la batería de plomo-ácido ha de ser reemplazada tres veces durante la vida útil de una instalación (en su análisis, de 20 años), mientras que la de litio sólo una vez.

5.2. Aspecto medioambiental

Además del desempeño económico, iHoga también presenta como resultado las emisiones de CO₂ asociadas al ciclo de vida del sistema, teniendo en cuenta para ello la fabricación de los componentes,

transporte y reciclado, además de las producidas por el generador diésel [13]. Este resultado se presenta como kg CO₂/año: el total de emisiones durante el periodo de estudio divididas entre los 25 años.

Mientras que los sistemas FV puros con batería de litio-ion tienen de media un 23% menos de emisiones que con batería de plomo-ácido, esto se revierte en los sistemas híbridos, debido a que, en el sistema híbrido, el cambio a batería de Li-ion implica un mayor uso del generador diésel. Este aumento de las horas de funcionamiento del generador implica que, además, la fracción renovable es mayor con la batería de plomo-ácido que con la de litio-ion en todos los casos de estudio.

Cabe destacar que Aberilla *et al.* [26] estudiaron la sostenibilidad medioambiental de 21 configuraciones de sistemas aislados y señalaron que, comparando las distintas opciones de almacenamiento por sí solas, las baterías de litio-ion tienen menores impactos medioambientales que las de plomo-ácido por kWh de capacidad.

5.3. Análisis de sensibilidad

Con objeto de validar los resultados obtenidos y generalizarlos para otros casos, se ha estudiado cómo afectan a la selección entre un tipo u otro de batería diversos posibles escenarios. Cada escenario se simula igualmente en iHoga.

5.3.1. Variación climática

5.3.1.1. Ubicación del sistema (variación de irradiación y temperatura)

La ubicación de la instalación afecta principalmente en dos aspectos: por una parte, varía la producción fotovoltaica, debido a que la irradiación se ve modificada; por otra parte, también la temperatura media, más fría en el norte y cálida en el sur, afecta al desempeño de la batería y, en general, de los equipos del sistema.

Para el análisis de sensibilidad se emplean los mismos perfiles de demanda que en el caso base, pero se llevan cada uno de los casos de estudio a dos localizaciones distintas, una en el centro-norte de Europa, y otra al sur de España, susceptibles de albergar todos los casos de estudio presentados en el trabajo. La primera se sitúa en el estado federado de Renania-Palatinado, la región vinícola más extensa de Alemania, en concreto en las coordenadas 49.36 N, 8.21 E (temperatura media anual: 11,42°C); la segunda se sitúa en Andalucía, 30 km al sur de Sevilla, en las coordenadas 37.13 N, 6.00 W (temperatura media anual: 18,28°C).



Figura 9 Mapa de la localización de los casos de estudio para el análisis de sensibilidad de la variación de la ubicación.

Las Tablas 11 y 12 muestran los resultados obtenidos en cuanto a la selección de la batería basándose en el menor LCOE.

Tabla 11 Comparación de resultados de LCOE (€/kWh) para el sistema FV puro del análisis de sensibilidad para la variación de la ubicación del sistema.

FV puro		Segunda vivienda	Vivienda	Bombeo	Bodega	Granja
Caso Norte, latitud 49° N	LA	2,53	0,67	0,4	0,55	0,29
	Li	2,61	0,79	0,42	0,71	0,38
Caso base, latitud 41° N	LA	2,38	0,52	0,35	0,44	0,2
	Li	1,86	0,52	0,36	0,51	0,25
Caso Sur, latitud 37° N	LA	2,25	0,57	0,33	0,55	0,21
	Li	1,79	0,54	0,29	0,62	0,25

Tabla 12 Comparación de resultados de LCOE (€/kWh) para el sistema híbrido FV-diésel del análisis de sensibilidad para la variación de la ubicación del sistema.

Híbrido		Segunda vivienda	Vivienda	Bombeo	Bodega	Granja
Caso Norte, latitud 49° N	LA	1,76	0,39	0,18	0,25	0,16
	Li	1,28	0,38	0,17	0,24	0,16
Caso base, latitud 41° N	LA	1,72	0,37	0,17	0,22	0,12
	Li	1,23	0,34	0,16	0,22	0,13
Caso Sur, latitud 37° N	LA	1,85	0,35	0,17	0,2	0,11
	Li	1,2	0,32	0,16	0,19	0,11

Para poder analizar los resultados con mayor precisión, se estudian por separado los efectos que producen la variación de la irradiación y de la temperatura sobre los casos de estudio en cuanto a la elección de batería. Los datos de partida se resumen en la Tabla 13:

Tabla 13 Irradiación media diaria y temperatura media anual de los cinco casos de estudio

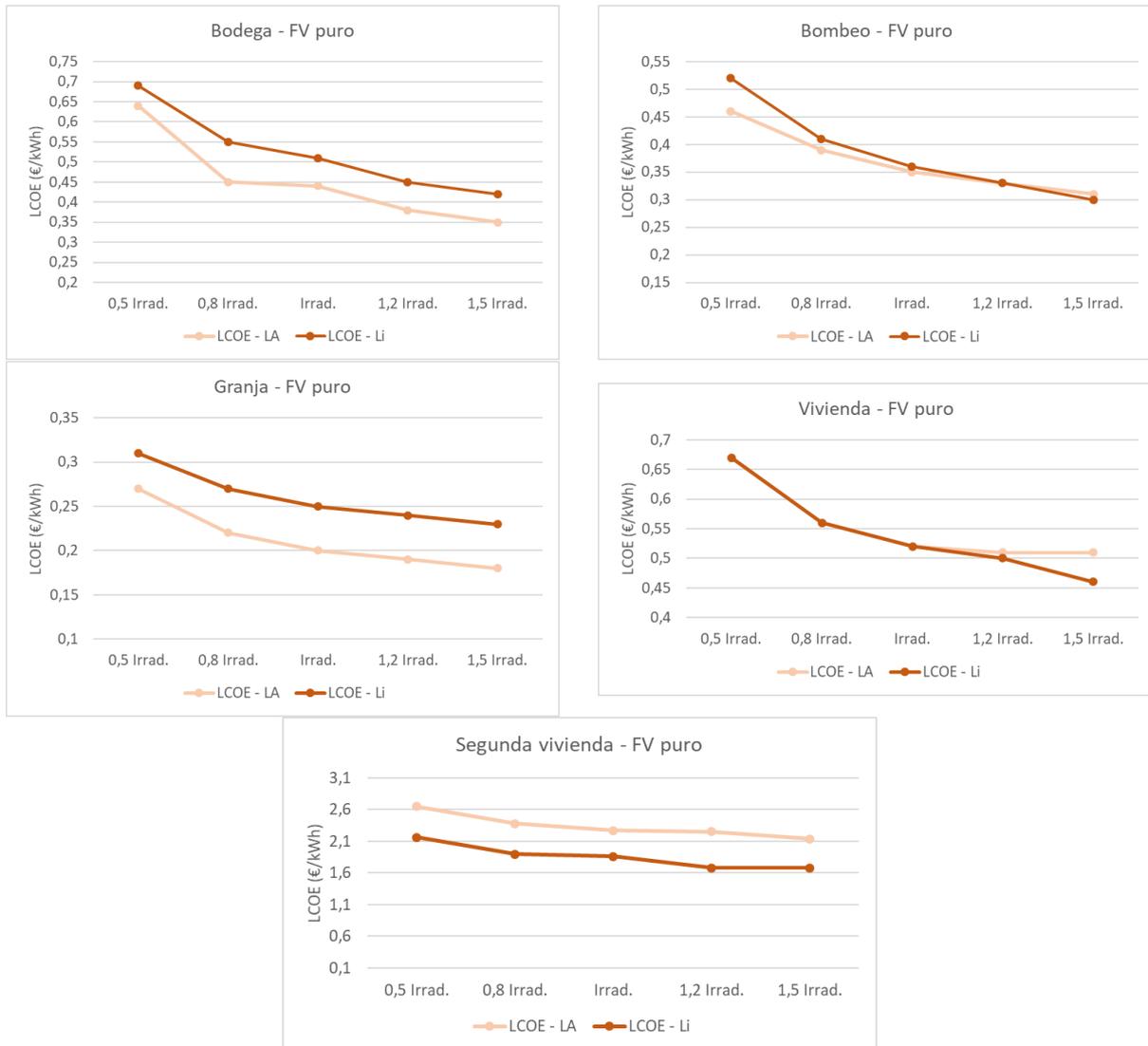
	Bodega	Bombeo	Granja	Vivienda	Segunda vivienda
Irradiación media diaria (kWh/m ²)	4,59	6,55	4,85	4,8	4,69
Temperatura media anual (°C)	10,9	10,4	13,7	13,5	11,3

5.3.1.2. Escalado de la irradiación media diaria

La variación en la irradiación media diaria repercute sobre todo en la necesidad de instalar más o menos campo fotovoltaico, así como en la necesidad de acumulación energética, y por tanto, en el precio del sistema.

Se estudia la variación del LCOE para ambas tecnologías de batería como resultado de multiplicar la irradiación por los factores de escala 0,5, 0,8, 1, 1,2 y 1,5.

Tabla 14 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puros con batería de Pb-ácido y Li-ion, para distintos valores de la irradiación, obtenidos multiplicando por un factor de escala



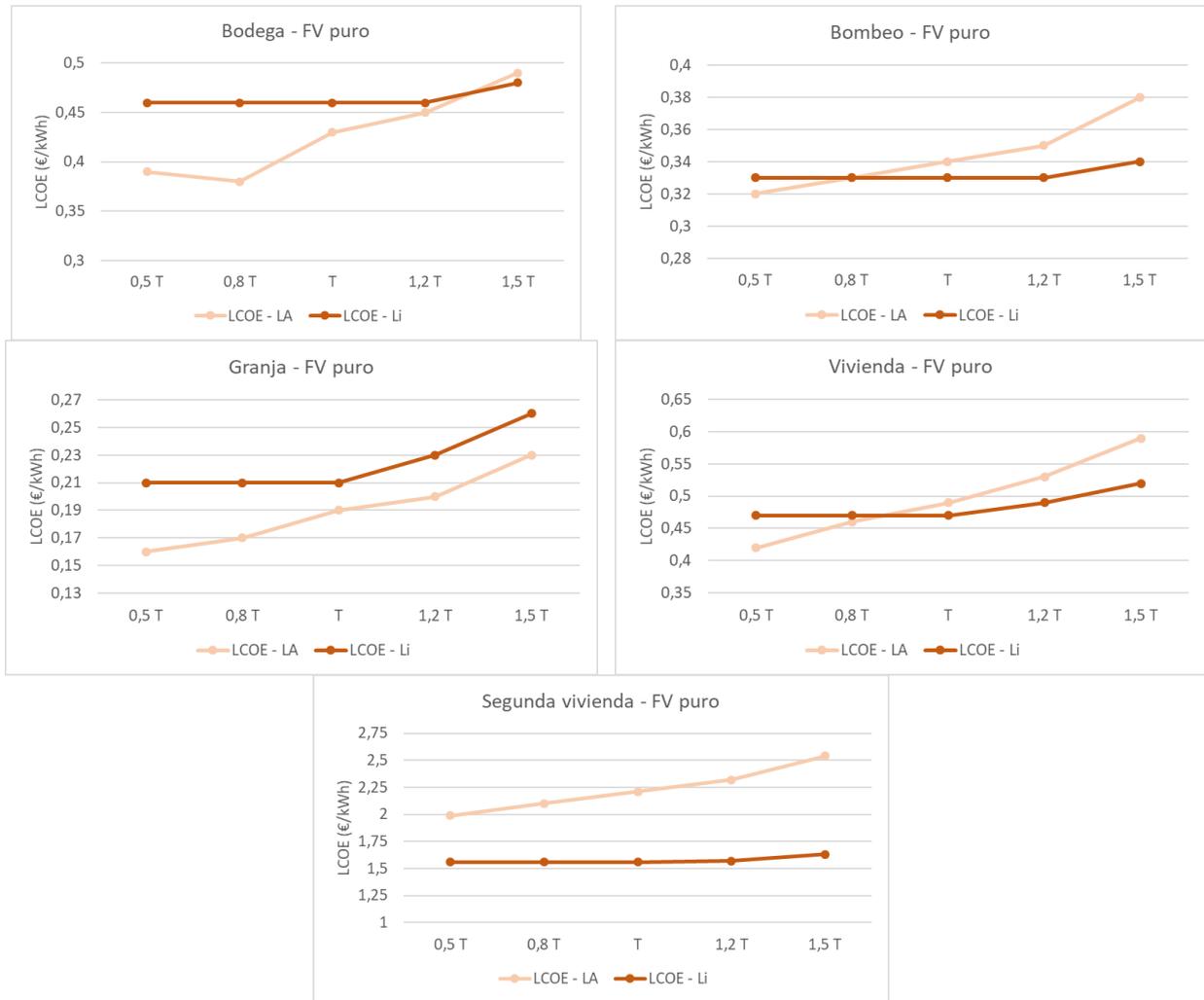
A mayor irradiación media diaria, se necesita un menor campo fotovoltaico, como cabía esperar. Paralelamente, disminuye también la capacidad de la batería necesaria. Ambas razones causan la disminución en el precio por kWh.

5.3.1.3. Escalado de la temperatura media mensual

El aumento de la temperatura afecta directamente al envejecimiento de la batería, reduciendo su vida útil y aumentando la necesidad del número de reemplazos, encareciendo así el sistema.

Se estudia la variación del LCOE para ambas tecnologías de batería como resultado de multiplicar la temperatura media mensual por los factores de escala 0,5, 0,8, 1, 1,2 y 1,5.

Tabla 15 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puros con batería de Pb-ácido y Li-ion, para distintos valores de las temperaturas medias mensuales, obtenidas multiplicando por un factor de escala



En general, las bajas temperaturas favorecen la entrada de la batería de Pb-ácido al sistema (salvo en el caso de la segunda vivienda), mientras que las altas temperaturas favorecen a la batería de Li-ion (salvo en el caso de la granja). Esta hipótesis se ve reforzada por el estudio de Keshan *et al.* [27], en el que subrayan que las baterías de litio-ion son preferibles para aplicaciones de almacenamiento en sistemas aislados, salvo en localizaciones con bajas temperaturas, donde las baterías de plomo-ácido son más seguras. Sin embargo, el mismo estudio menciona que las temperaturas extremas en ambas direcciones también afectan negativamente al desempeño de la batería de litio-ion.

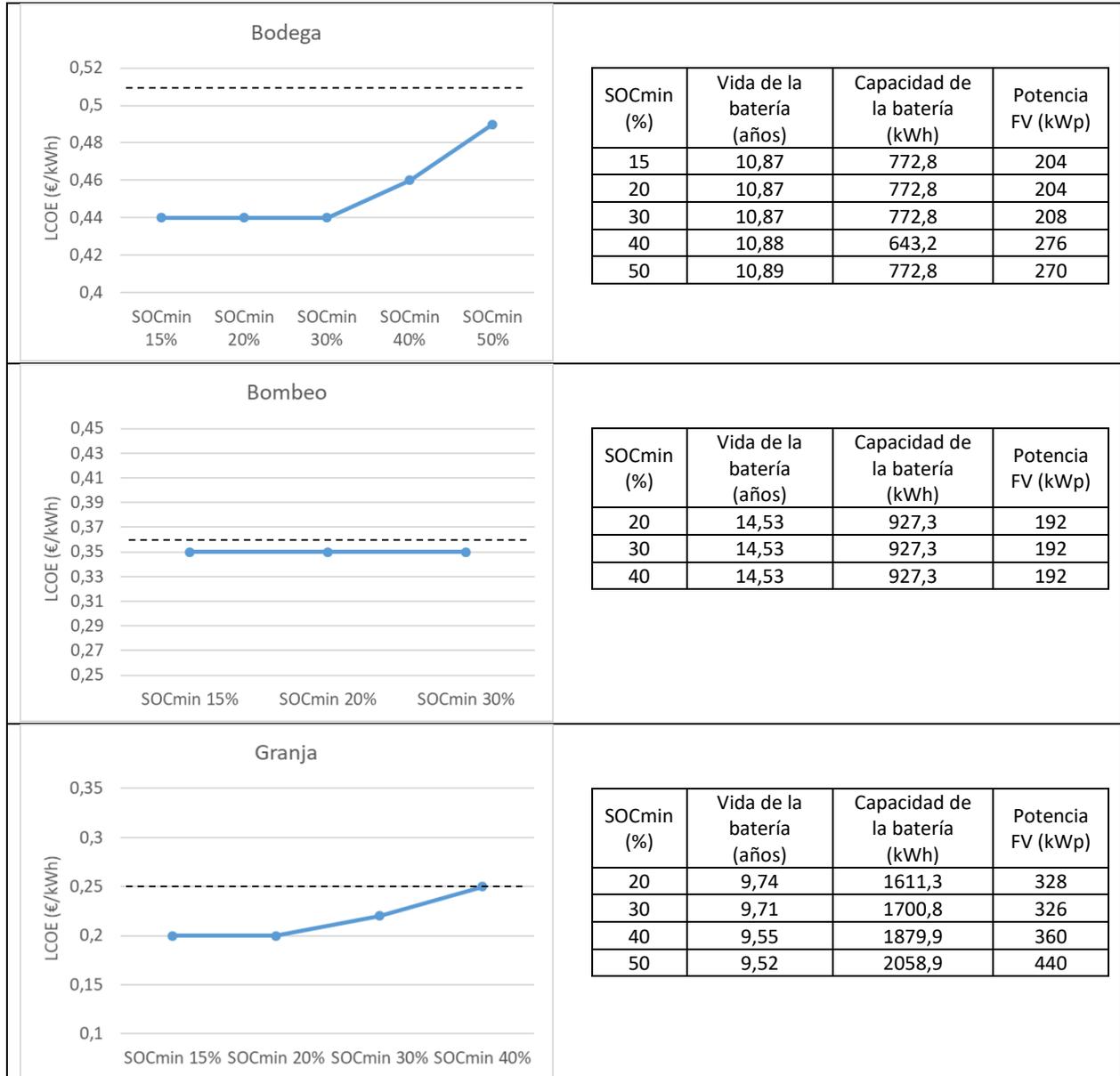
A la vista de los resultados obtenidos tanto para la variación de irradiación como de temperatura, se puede decir que ambos efectos se superponen, y afectan al sistema a la hora de escoger entre una u otra batería. En el análisis de la variación de la ubicación, cabe destacar el caso de la segunda vivienda, en el que, contrario a lo que podría suponerse, se ha seleccionado la batería de plomo-ácido en la ubicación norte (Tabla 11), debido a que la reducción de la capacidad de la batería de litio-ion provoca un aumento del campo fotovoltaico que encarece notablemente el precio del sistema.

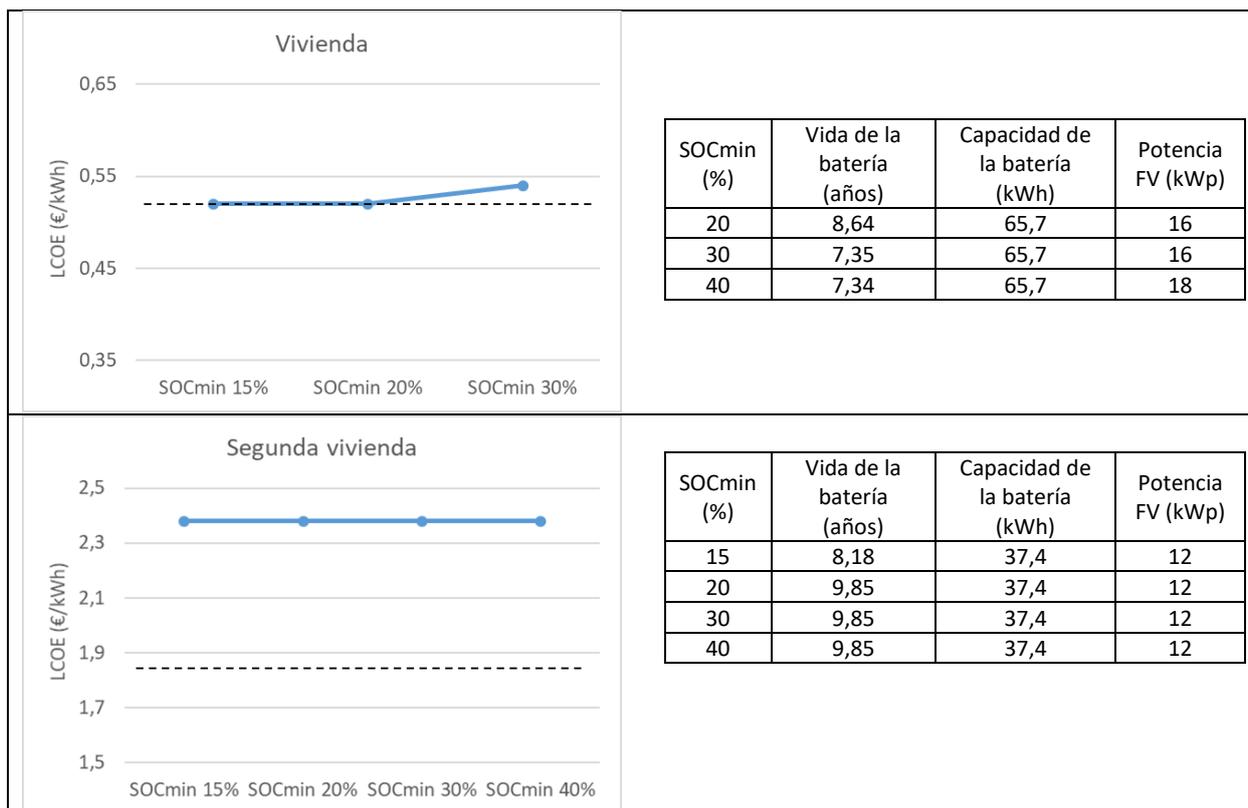
En el sistema híbrido entra en juego un parámetro más, el generador diésel, que puede compensar la reducción de la capacidad de la batería, por lo que la variación del LCOE del sistema con ambas baterías sigue un patrón más complejo que en los sistemas FV puros.

5.3.2. Variación del SOC_{min} en la batería de Pb-ácido

Los fabricantes de baterías de plomo-ácido suelen recomendar profundidades de descarga máximas del 80%, aunque en pueden verse también recomendaciones del 70%, 60% e incluso 50%. Se analiza el comportamiento del sistema FV puro con batería de Pb-ácido frente a estos SOC mínimos.

Tabla 16 Gráficas de comparación del LCOE para el sistema FV puro, para distintos valores del SOC_{min} en la batería de Pb-ácido, y tablas de valores de vida de la batería, capacidad de la batería y potencia del campo fotovoltaico. La línea discontinua sobre el gráfico marca el valor del LCOE para el mismo sistema con batería de Li-ion (SOC_{min} = 10%)





El aumento del SOC_{min} implica que se reduce la capacidad útil de la batería. Para compensar esto y cumplir con la demanda, iHoga opta por, o bien aumentar la capacidad nominal de la batería, o bien aumentar el campo fotovoltaico. Ambas opciones tienden a aumentar el coste por kWh. Este comportamiento es similar a lo que ocurre cuando entra la batería de Li-ion (en comparación con la de Pb-ácido). Cuanto mayor sea el Estado de Carga mínimo permitido para la batería de Pb-ácido, más se acercará económicamente al sistema con batería de litio.

5.3.3. Precio de la batería de Li-ion

Se simula una disminución del precio inicial de la batería de litio, para obtener cuál es el límite de coste con el que esta tecnología comenzaría a ser efectivamente más rentable que las baterías de plomo-ácido en los casos de estudio presentados.

Tabla 17 Porcentaje de reducción/aumento del precio de la batería de Li-ion para que entrase/dejase de entrar (resultase en un menor LCOE que el sistema con batería de Pb-ácido) en cada uno de los casos de estudio para sistema FV puro e híbrido.

	Segunda vivienda	Vivienda	Bombeo	Bodega	Granja
FV puro	+100%	+10%	-10%	-40%	-40%
Híbrido	+470%	+50%	+90%	+10%	-20%

Los resultados muestran, como era de esperar, que la reducción del precio de la batería de litio-ion facilita su entrada en las soluciones económicamente óptimas. Con reducciones de tan sólo el 10%, el litio entra en el óptimo de bombeo, que se trata de una aplicación ampliamente utilizada comercialmente. Reducciones superiores al 20% ya suponen ventaja para el litio en todos los sistemas híbridos estudiados. Finalmente, una reducción del 40% supone la entrada del litio también en todos los casos estudiados.

5.3.4. Variación del precio del combustible

Una **variación en el precio del combustible** provoca que se optimice el sistema contando con más o menos horas de generador, o con un generador más grande o pequeño, encareciendo o abaratando así el coste del sistema.

Una disminución en el precio del diésel favorece la entrada de la batería de litio-ion en el sistema, mientras que su encarecimiento favorece a la batería de plomo-ácido (Tabla 18).

Tabla 18 Variación del LCOE para el sistema híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion con distintos precios del combustible, para los casos de estudio de la bodega y el bombeo

Bodega	Plomo-ácido	Litio-ion
	LCOE (€/kWh)	LCOE (€/kWh)
Precio de 0,9 €/litro	0,23	0,24
Precio de 0,7 €/litro (caso base)	0,22	0,22
Precio de 0,5 €/litro	0,2	0,19

Bombeo	Plomo-ácido	Litio-ion
	LCOE (€/kWh)	LCOE (€/kWh)
Precio de 0,9 €/litro	0,19	0,2
Precio de 0,7 €/litro (caso base)	0,17	0,16

Si lo que cambia es la **variación anual del precio del combustible**, se observa que se siguen las mismas pautas. Una evolución al alza del precio favorece a la batería de plomo-ácido, mientras que a la baja, favorece la entrada de la batería de litio (Tabla 19).

Tabla 19 Variación del LCOE para el sistema híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion con distintos valores de la evolución anual del precio del combustible, para los casos de estudio de la bodega, el bombeo y la granja

Bodega	Plomo-ácido	Litio-ion
	LCOE (€/kWh)	LCOE (€/kWh)
Variación del 3%	0,23	0,23
Variación del 1,5% (caso base)	0,22	0,22
Variación del -3%	0,19	0,19

Bombeo	Plomo-ácido	Litio-ion
	LCOE (€/kWh)	LCOE (€/kWh)
Variación del 3%	0,18	0,19
Variación del 1,5% (caso base)	0,17	0,16

Granja	Plomo-ácido	Litio-ion
	LCOE (€/kWh)	LCOE (€/kWh)
Variación del 1,5% (caso base)	0,12	0,13
Variación del -3%	0,12	0,12
Variación del -5%	0,11	0,12
Variación del -7%	0,11	0,11
Variación del -9%	0,11	0,11
Variación del -12,3% ⁷	0,11	0,11

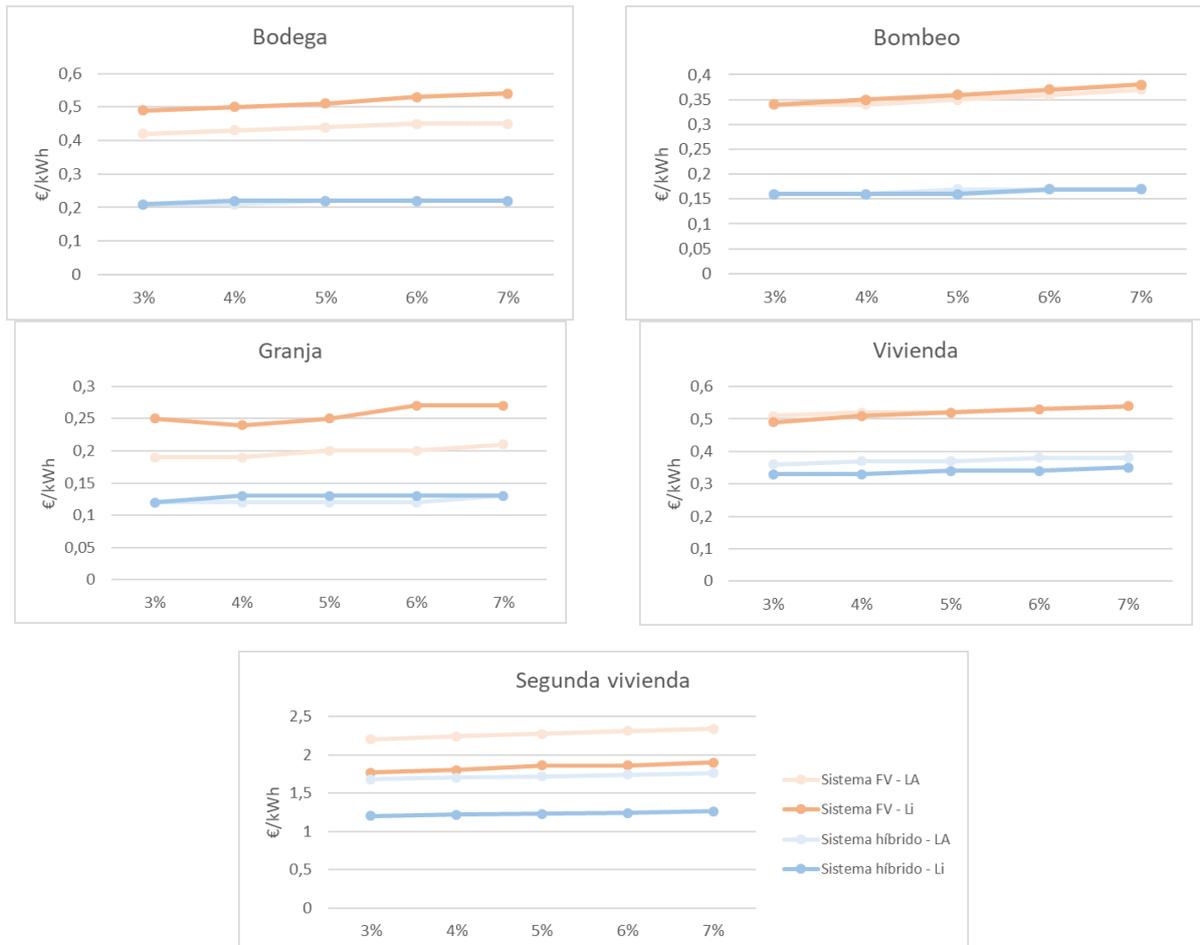
El aumento en los precios del combustible provoca un menor empleo de horas de funcionamiento del generador diésel en el sistema híbrido. Para compensar esto, iHoga aumenta el campo fotovoltaico, o bien aumenta la capacidad de la batería, siendo más barata la batería de plomo-ácido.

⁷ El INE cifra el IPC interanual a septiembre 2020 de los carburantes y combustibles en el -12,3%, debido a la actual crisis del covid-19.

5.3.5. Variación del interés del préstamo

La variación del interés del préstamo repercute en un aumento o disminución del Coste Actualizado Neto, y por tanto, del LCOE. Sin embargo, se ha comprobado que para variaciones de entre el 3% y el 7% del interés, no se producen cambios sustanciales en cuanto a estos parámetros como para dar lugar a la preferencia por una tecnología de batería contraria a la que se escoge en el óptimo económico (Tablas 9 y 10). La variación, en caso de producirse, está causada por la influencia del mayor coste de la batería de litio en el momento de la inversión inicial, que hubiera producido mayores pagos anuales del préstamo.

Tabla 20 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puro e híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion para distintos valores del interés del préstamo, para cada uno de los casos de estudio



6. Conclusiones del trabajo

Se ha pretendido obtener unas conclusiones empleando los casos de estudio escogidos, en base a su diferenciación en cuanto al perfil de demanda, como objeto de análisis diferenciador entre las baterías de plomo-ácido y litio-ion.

En base a los resultados obtenidos, se ha comprobado la hipótesis de partida: *el desempeño técnico-económico comparado de las baterías de plomo-ácido y de litio-ion, en sistemas fotovoltaicos aislados, se ve influido por los diferentes perfiles de la demanda a satisfacer, así como por otros parámetros propios de cada caso.*

Se ha comprobado que no existe tendencia hacia escoger una única tecnología de batería: en unos casos entra la batería de plomo-ácido, mientras que en otros entra la de litio-ion. Esta batería de Li-ion es, sin embargo, más pequeña (tiene menor capacidad que la de Pb-ácido). Esto se ve compensado por un aumento del campo fotovoltaico o un mayor uso del generador diésel. Asimismo, los parámetros que afectan a que entre la batería de litio-ion al sistema son: coste de adquisición y de O&M, vida útil, eficiencia y SOC_{min} .

En base a los análisis de sensibilidad realizados, se han encontrado varios resultados. En primer lugar, que la reducción del precio de la batería de litio-ion facilita su entrada en las soluciones económicamente óptimas: con reducciones de tan sólo el 10%, el litio entra en el óptimo de bombeo; reducciones superiores al 20% ya suponen ventaja para el litio en todos los sistemas híbridos estudiados; finalmente, una reducción del 40% supone la entrada del litio en todos los casos estudiados. Por otra parte, un mayor coste del diésel, tanto inicial como en el plazo de la simulación, favorece la entrada de las baterías de plomo-ácido, mientras que un menor coste del diésel favorece la entrada de las baterías de litio-ion. Dado que los sistemas híbridos presentan NPC y LCOE menores que los fotovoltaicos puros, son mayoritariamente empleados comercialmente. Por ello, este resultado resulta relevante en la elección de uno u otro tipo de batería en casos reales. En cuanto al préstamo de la inversión, se concluye que el interés del préstamo, en los márgenes que se han estudiado, no resulta un factor relevante en la elección del tipo de batería a utilizar.

Como limitaciones al presente trabajo, cabe destacar que en los casos de estudio de las viviendas se ha detectado la posibilidad de afinar el análisis incluyendo componentes que den lugar a menores saltos de potencia y capacidad entre un modelo y el siguiente. Las líneas de trabajo a futuro incluyen un análisis más exhaustivo, con objeto de poder aprovechar los resultados de este trabajo para la publicación de los mismos.

Para terminar, en relación con la motivación para realizar este estudio, mencionar que, viniendo de una formación generalista, como es la Ingeniería de Tecnologías Industriales, ahondar en un problema técnicamente eléctrico me ha permitido aprender, comprender y afianzar conceptos que de ahora en adelante forman parte valiosa de mis aptitudes como profesional del sector de las Energías Renovables.

Referencias

- [1] European Commission, «Energy Union Package: A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy,» 2015.
- [2] S. P. Ayeng'o, T. Schirmer, K.-P. Kairies y H. Axelsen, «Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithium-ion batteries,» *Solar Energy*, vol. 162, pp. 140-152, 2018.
- [3] S. Barcellona, L. Piegari, V. Musolino y C. Ballif, «Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, nº 2, pp. 135-142, 2018.
- [4] Cadex, «Battery University,» [En línea]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_104b_building_blocks_of_a_battery. [Último acceso: 29 agosto 2020].
- [5] G. Zubi, R. Dufo-López, N. Pardo y G. Pasaoglu, «Concept development and techno-economic assessment for a solar home system using lithium-ion battery for developing regions to provide electricity for lighting and electronic devices,» *Energy Conversion and Management*, vol. 122, pp. 439-448, 2016.
- [6] L. Bingjie, S. Jing, L. Hu, W. Linyuan, L. Guojing y Z. Hongda, «Comparative analysis of technology and economy on echelon battery energy storage,» *Innovative Smart Grid Technologies Asia*, 2019.
- [7] A. Jaiswal, «Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 922-934, 2017.
- [8] Tsiropoulos I., Tarvydas D. y Lebedeva N., «Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications - Scenarios for costs and market growth,» *EUR 29440 EN, Publications Office of the European Union*, 2018.
- [9] G. Veilleux, T. Potisat, D. Pezim, C. Ribback, J. Ling, A. Krysztofinski, A. Ahmed, J. Papenheim, A. Mon Pineda, S. Sembian y S. Chucherd, «Techno-economic analysis of microgrid projects for rural electrification: A systematic approach to the redesign of Koh Jik off-grid case study,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 54, pp. 1-13, 2020.
- [10] S. Dhundhara, Y. Pal Verma y A. Williams, «Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 177, pp. 122-142, 2018.
- [11] R. Raff, V. Golub y J. Perko, «Comparative Analysis of an Off-grid PV System for Different Types of Batteries,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*, vol. 9, nº 1, 2018.
- [12] M. Monccocchi, C. Brivio, S. Corigliano, A. Cortazzi y M. Merlo, «Battery modeling for microgrid design: a comparison between lithium-ion and lead acid technologies,» *Internal Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2018.
- [13] R. Dufo-López, J. Bernal-Agustín, J. Yusta-Loyo, J. Domínguez-Navarro, I. Ramírez-Rosado y J. Lujano, «Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage,» *Appl Energy*, vol. 88, nº 11, pp. 4033-41, 2011.
- [14] J. Carroquino, R. Dufo-López y J. Bernal-Agustín, «Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops,» *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 566-74, 2015.
- [15] B. Diouf y R. PODE, «Potential of lithium-ion batteries in renewable energy,» *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 375-380, 2015.
- [16] D. Parra y M. Patel, «Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems,» *Appl. Energy*, vol. 164, pp. 175-187, 2016.
- [17] S. Anuphaphpharadorn, S. Sukchai, C. Sirisamphanwong y N. Ketjoy, «Comparison the economic analysis of the battery between lithium-ion and lead-acid in PV stand-alone application,» *Energy Procedia*, vol. 56, pp. 352-358, 2014.

- [18] J. Schiffer, D. Sauer, H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager y R. Kaiser, «Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems,» *J. Power Sources*, vol. 168, pp. 66-78, 2007.
- [19] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas y J. L. Bernal-Agustín, «Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic system,» *Applied Energy*, vol. 115, pp. 242-253, 2014.
- [20] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser y P. Finamore, «Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells,» *J. Power Sources*, vol. 196, pp. 3942-3948, 2011.
- [21] M. Petit, E. Prada y V. Sauvant-Moynot, «Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime,» *Appl. Energy*, vol. 172, pp. 398-407, 2016.
- [22] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2018,» *International Renewable Energy Agency*, 2019.
- [23] Bloomberg, «New Energy Outlook 2019,» *Bloomberg New Energy Finance*, 2019.
- [24] T. B. C. G. (BCG), «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables.,» *Estudio Técnico PER 2011-2020*, 2011.
- [25] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» *International Renewable Energy Agency*, 2017.
- [26] J. M. Aberilla, A. Gallego-Schmid, L. Stamford y A. Azapagic, «Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities,» *Appl. Energy*, vol. 258, pp. 1-16, 2020.
- [27] H. Keshan, J. Thornburg y T. Selim Ustun, «Comparison of Lead-Acid and Lithium Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems».
- [28] D. Akinyele, J. Belikov y Y. Levron, «Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems,» *Energies*, vol. 10, nº 1760, 2017.
- [29] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López, J. L. Atencio-Guerra, E. M. Rodrigues, J. L. Bernal-Agustín y J. P. Catalao, «Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids,» *Applied Energy*, vol. 179, pp. 590-600, 2016.
- [30] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «Probabilistic modelling and analysis of stand-alone hybrid power systems,» *Energy*, vol. 63, pp. 19-27, 2013.
- [31] R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «Techno-economic analysis of grid-connected battery storage,» *Energy Conversion and Management*, vol. 91, pp. 394-404, 2015.
- [32] R. E. Ciez y J. Whitacre, «Comparative techno-economic analysis of hybrid micro-grid systems utilizing different battery types,» *Energy Conversion and Management*, vol. 112, pp. 435-444, 2016.
- [33] Muhammad Affiq Abd Rahman y Mohd Khairil Rahmat, «Performance Review on Small-Medium Scales Energy Storage System in term of Investment Aspect,» *International Conference on Power Energy*, 2018.
- [34] D. Parra, G. S. Walker y M. Gillott, «Are batteries the optimum PV-coupled energy storage for dwellings? Techno-economic comparison with hot water tanks in the UK,» *Energy and Buildings*, vol. 116, pp. 614-621, 2016.
- [35] Comisión Europea, «Energía limpia para todos los europeos,» Marzo 2019.
- [36] J. Lander, «Further studies on the anodic corrosion of lead in H₂SO₄ solutions,» *J. Electrochem. Soc.*, vol. 103, pp. 1-8, 1956.
- [37] C. Shepherd, «Design of primary and secondary cells II. An equation describing battery discharge,» *J. Electrochem. Soc.*, vol. 1965, pp. 657-654, 1965.

- [38] M. Jafari, K. Khan y L. Gauchia, «Deterministic models of Li-ion battery aging: It is a matter of scale,» *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 67-77, 2018.
- [39] A. Barré, B. Deguilhem, S. Grolleau, M. Gérard, F. Suard y D. Riu, «A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications,» *J. Power Sources*, vol. 241, pp. 680-689, 2013.

Lista de Figuras

- Figura 1 Esquema de la metodología seguida en el trabajo
- Figura 2 Localización de los casos de estudio en España
- Figura 3 Fotografía de la Bodega y mapa de su ubicación
- Figura 4 Imagen de satélite y mapa de la ubicación del viñedo
- Figura 5 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la Granja Agropecuaria Marcial
- Figura 6 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la vivienda unifamiliar en San Juan de Mozarrifar (Épila)
- Figura 7 Imagen de satélite y mapa de la ubicación de la vivienda unifamiliar en Alhama de Aragón
- Figura 8 Esquemas simplificados de los sistemas fotovoltaico puro en monofásica (1) y trifásica (2) e híbrido fotovoltaico diésel en monofásica (3) y trifásica (4). Las dos viviendas tienen suministro monofásico y los demás casos, trifásico. Fuente de los diagramas: iHoga (modificados)
- Figura 9 Mapa de la localización de los casos de estudio para el análisis de sensibilidad de la variación de la ubicación.

Lista de Tablas

- Tabla 1 Consumo total anual y pico de potencia (medido con frecuencia de media hora) de los cinco casos de estudio
- Tabla 2 Gráficas de los consumos anuales totales de cada uno de los casos de estudio
- Tabla 3 Gráficas de los consumos desglosadas por consumos diurnos y nocturnos de cada uno de los casos de estudio
- Tabla 4 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio “Bodega”
- Tabla 5 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio “Bombeo”
- Tabla 6 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio “Granja”
- Tabla 7 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio “Vivienda”
- Tabla 8 Resultados relevantes de los óptimos económicos para el caso de estudio “Segunda vivienda”
- Tabla 9 Comparativa de los cinco casos de estudio para el sistema fotovoltaico puro
- Tabla 10 Comparativa de los cinco casos de estudio para el sistema híbrido fotovoltaico-diésel
- Tabla 11 Comparación de resultados de LCOE (€/kWh) para el sistema FV puro del análisis de sensibilidad para la variación de la ubicación del sistema.
- Tabla 12 Comparación de resultados de LCOE (€/kWh) para el sistema híbrido FV-diésel del análisis de sensibilidad para la variación de la ubicación del sistema.
- Tabla 13 Irradiación media diaria y temperatura media anual de los cinco casos de estudio
- Tabla 14 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puros con batería de Pb-ácido y Li-ion, para distintos valores de la irradiación, obtenidos multiplicando por un factor de escala

Tabla 15 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puros con batería de Pb-ácido y Li-ion, para distintos valores de las temperaturas medias mensuales, obtenidas multiplicando por un factor de escala

Tabla 16 Gráficas de comparación del LCOE para el sistema FV puro, para distintos valores del SOCmin en la batería de Pb-ácido, y tablas de valores de vida de la batería, capacidad de la batería y potencia del campo fotovoltaico.

Tabla 17 Porcentaje de reducción/aumento del precio de la batería de Li-ion para que entrase/dejase de entrar (resultase en un menor LCOE que el sistema con batería de Pb-ácido) en cada uno de los casos de estudio para sistema FV puro e híbrido.

Tabla 18 Variación del LCOE para el sistema híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion con distintos precios del combustible, para los casos de estudio de la bodega y el bombeo

Tabla 19 Variación del LCOE para el sistema híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion con distintos valores de la evolución anual del precio del combustible, para los casos de estudio de la bodega, el bombeo y la granja

Tabla 20 Gráficas de comparación del LCOE de los sistemas FV puro e híbrido con batería de Pb-ácido y Li-ion para distintos valores del interés del préstamo, para cada uno de los casos de estudio

Lista de abreviaturas

AC	(<i>Alternating Current</i>) Corriente alterna
DC	(<i>Direct Current</i>) Corriente continua
DOC	(<i>Deep Of Discharge</i>) Profundidad de descarga
FV	Fotovoltaico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IRENA	(<i>International Renewable Energy Agency</i>) Agencia Internacional de la Energía
LA	(<i>Lead-acid</i>) Batería de plomo-ácido
LCOE	(<i>Levelized Cost Of Energy</i>) Coste Nivelado de la Energía
Li	(<i>Lithium-ion</i>) Batería de litio-ion
NPC	(<i>Net Present Cost</i>) Coste Actualizado Neto
O&M	Operación y Mantenimiento
SOC	(<i>State Of Charge</i>) Estado de carga