



Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente

Curso 2021/2022

Trabajo Fin de Máster

Dimensionado y análisis de planta solar fotovoltaica con almacenamiento en España para venta de energía

Fecha: Octubre 2022

Tutores: Hussein Zeaiter
Hugo Cagigas

Autor: Rafael Reig Pérez

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
Lista de figuras	6
Lista de tablas.....	7
Acrónimos.....	8
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. Objetivo.....	10
1.2. Alcance	10
1.3. Justificación.....	11
1.4. Emplazamiento.....	12
1.5. Antecedentes	13
1.6. Marco normativo general.....	14
2. ESTADO DEL ARTE DE BESS DE ION-LITIO.....	17
2.1. Tecnologías de baterías ion-litio.....	18
2.2. BoS: equipos complementarios para uso de BESS	22
2.3. Acoplamiento en CC o en CA.....	24
2.4. Costes de referencia de BESS	27
2.5. Proveedores destacados.....	30
3. NORMATIVA Y REQUISITOS TÉCNICOS APLICABLES A BESS EN ESPAÑA.....	33
3.1. Normativa legal	33
3.2. Requisitos técnicos	35
4. MODELIZACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FV CON PVSYST	38
4.1. Diseño de planta de generación FV.....	38
4.2. Costes de referencia de plantas de generación FV	40
4.3. Capacidades de módulo Storage de PVsyst.....	41
5. METODOLOGÍA Y CÁLCULOS	44
5.1. Cálculos de producción final de energía de las plantas de generación FV	44
5.2. Estimación de costes de las plantas de generación FV	45
5.3. Resultados de producción final y costes de las variantes retenidas.....	46

5.4. Precios de venta de energía para análisis económico	46
5.5. Dimensionamiento de BESS para planta de generación FV	49
6. RESULTADOS	51
6.1. Ingresos medios anuales de las plantas PV, sin BESS	51
6.2. Ingresos medios anuales de las plantas PV, con BESS	52
6.3. Análisis de rentabilidad de las alternativas estudiadas	53
7. CONCLUSIONES	55
7.1. Configuración óptima de planta PV, sin BESS asociado	55
7.2. Configuración óptima de BESS asociado a una planta PV	57
7.3. Líneas de trabajo para futuros análisis	60
REFERENCIAS	61
ANEXOS	64

RESUMEN

Bien entrada la década actual, el mandato que deben cumplir los sistemas eléctricos de potencia como el español es exigente y ambicioso: descarbonización y desnuclearización completa de la generación eléctrica en menos de 30 años. Y ello sin renunciar a la fiabilidad, robustez y seguridad de aprovisionamiento aportados actualmente por plantas de generación de energías convencionales (carbón, nuclear, ciclos combinados, gran hidroeléctrica) con un alto grado de gestionabilidad.

Para cumplir este mandato, el almacenamiento de energía eléctrica a nivel de red va a ser imprescindible para permitir cubrir la demanda eléctrica durante las 24 horas del día – habida cuenta de que la generación de electricidad a partir del sol se concentra fundamentalmente en las horas centrales del día.

Uno de los actores fundamentales en el despliegue masivo de capacidad de almacenamiento eléctrico serán promotores públicos o privados, que consideren viable la canalización de sus esfuerzos inversores en esa dirección. Este trabajo ha estudiado, desde el punto de vista de un promotor dedicado a la inversión en plantas de generación de energía fotovoltaica en España, el interés de invertir en sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de ion-litio – asociados a una planta solar fotovoltaica – para desplazar la venta de energía producida por la planta a horas de mayores ingresos.

Se ha analizado el estado del arte de la tecnología de almacenamiento modelizada en el marco de este trabajo, así como los requisitos normativos y técnicos que deben cumplir los sistemas de almacenamiento de energía para poder participar en el sistema eléctrico de potencia español. Posteriormente, se ha caracterizado la configuración de plantas de generación fotovoltaica en España para definir una serie de variantes representativas de las plantas presentes y futuras. Se ha llevado a cabo una estimación de la rentabilidad que podría obtener un accionista que invierta en el desarrollo de esas variantes, y finalmente se ha estimado el valor añadido que podría aportar un sistema de almacenamiento de diversas capacidades.

Los resultados muestran que, hoy en día, asociar un sistema de almacenamiento de baterías de ion-litio a una planta de generación fotovoltaica en España no aporta valor al accionista. Se proponen una serie de líneas de trabajo para identificar las condiciones bajo las cuales dicha inversión sí podría ser viable.

ABSTRACT

Well into the present decade, the mandate that must be fulfilled by electric power systems such as Spain's is demanding and ambitious: complete decarbonization and denuclearization of all electrical generation in under 30 years – without renouncing the reliability, robustness, and security of supply that conventional, manageable power plants (coal, nuclear, gas fired, hydroelectric) currently provide.

To fulfill this mandate, grid-level energy storage will be indispensable to ensure round-the-clock demand coverage – considering that sun-based electricity production is fundamentally grouped around the central hours of the day.

Private and public developers will play a key role in the massive deployment of energy storage systems, if they perceive said deployment to be economically viable. This thesis has analyzed, from the point of view of a developer looking to invest in solar photovoltaic generation capacity in Spain, the interest of investing in lithium-ion battery energy storage systems – coupled to a solar photovoltaic plant – to shift the sale of electricity produced by the plant to hours when greater prices may be realized.

The state of the art of storage technology modelled within the framework of this thesis has been analyzed, as well as the regulatory and technical requirements that energy storage systems must comply with to participate in the Spanish electric power system. Subsequently, a characterization of solar photovoltaic plants in Spain has been done, to define a number of variants representative of current and future plants. An analysis of the rate of return that may be obtained by developers investing in said variants has been conducted. Finally, the value that may be added by energy storage systems of various capacities to each variant has been estimated.

Results show that, nowadays, coupling a lithium-ion battery energy storage system to a photovoltaic plant in Spain does not add value to the shareholder. Several lines of investigation, to identify the conditions that would have to be fulfilled for the investment to be viable, are proposed.

Lista de figuras

Ilustración 1: Objetivos de Desarrollo Sostenible 7, 11 y 13.....	12
Ilustración 2: Principio de funcionamiento de una batería de ion-litio	18
Ilustración 3: Características relativas de combinaciones cátodo-ánodo en baterías de ion-litio	20
Ilustración 4: Capas funcionales de un BESS	24
Ilustración 5: Esquema de configuración de acoplamiento en CC.....	25
Ilustración 6: Esquema de configuración de acoplamiento en CA.....	25
Ilustración 7: CAPEX por kWh de capacidad instalada, BESS de 60 MW de potencia nominal.....	28
Ilustración 8: Proyección de CAPEX por kWh de capacidad instalada, BESS de 4 hrs de duración.....	29
Ilustración 9: Proyecciones de costes de componentes de energía y de potencia para BESS de ion-litio.....	29
Ilustración 10: Estadísticas de GHI en España	40
Ilustración 11: Desglose de CAPEX de equipos.....	41
Ilustración 12: Frecuencia de precios horarios máximos, años 2018-2021	47
Ilustración 13: Frecuencia de precios horarios mínimos, años 2018-2021	48
Ilustración 14: Ejemplo de cálculo de ingresos anuales de planta PV	52
Ilustración 15: Ejemplo de cálculo de ingresos diferenciales de BESS asociado a planta PV	53
Ilustración 16: Extracto de base de datos con resultados generados.....	53
Ilustración 17: Ejemplo de cálculo de rentabilidad.....	54
Ilustración 18: Ranking absoluto en términos de IRR de las 81 variantes de planta PV estudiadas.....	55
Ilustración 19: IRR de variantes Pnom 55 MWn, GHI 4.7 kWh/m ² /año.....	56
Ilustración 20: IRR de todas las variantes de Pnom 55 MWn.....	57
Ilustración 21: IRR de planta PV sin y con BESS de varias capacidades.....	58
Ilustración 22: Delta de precios máximos vs. Delta 21h-16h diarios, año 2018	59

Lista de tablas

Tabla 1: Parque de generación eléctrica del escenario objetivo del PNIEC	11
Tabla 2: Plantas de generación fotovoltaica en España, 02-03-2021	13
Tabla 3: Comparativa de combinaciones cátodo-ánodo en baterías de ion-litio	20
Tabla 4: Despliegue de BESS en EE.UU. desde 2012.....	21
Tabla 5: Factores a tener en cuenta para acoplamiento de BESS en CC o en AC	27
Tabla 6: Requisitos técnicos exigibles a un BESS en España para conexión a red	36
Tabla 7: Valores utilizados para cálculo de producción final de energía de la planta PV.....	39
Tabla 8: CAPEX y OPEX de plantas FV en España equipadas con seguidores a 1 eje, año 2021	40
Tabla 9: CAPEX y OPEX de plantas FV en España, año 2021, CAPEX de equipos desglosado	41
Tabla 10: Emplazamientos retenidos para cálculos de producción final de energía	44
Tabla 11: Valores de pitch utilizados para cálculos de producción final de energía	44
Tabla 12: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.5 kWh/m ² /año (Aldealseñor)	46
Tabla 13: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.7 kWh/m ² /año (Berbegal).....	46
Tabla 14: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.9 kWh/m ² /año (Almorchón).....	46
Tabla 15: Parámetros utilizados para dimensionamiento de BESS asociado a planta PV	49
Tabla 16: Variables de salida de simulaciones horarias realizadas en PVsyst.....	51

Acrónimos

ANPIER – Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica

BESS – Battery Energy Storage System, sistema de almacenamiento de energía basado en baterías

BMS – Battery Management System, sistema de gestión de baterías

BOE – Boletín Oficial del Estado

BoS – Balance of System, balance de sistema

CA – Corriente alterna

CC – Corriente continua

CNMC – Comisión Nacional de Mercados y Competencia

DOD – Depth of Discharge, profundidad de descarga

EMS – Energy Management System, sistema de gestión de la energía

ESS – Energy Storage System, sistema de almacenamiento de energía

FV – Fotovoltaico o fotovoltaica

GCR – Ground Cover Ratio, ratio de cobertura panel / suelo

GHI – Global Horizontal Irradiance, irradiación global horizontal

IRR – Internal Rate of Return, tasa interna de retorno

LCO – Lithium Cobalt oxide, óxido de litio y cobalto

LFP – Lithium Iron Phosphate, fosfato de litio y hierro

LMO – Lithium Manganese oxide, óxido de litio y manganeso

LSE – Ley del sector eléctrico

LTO – Lithium Titanate, titanato de litio

MPE – Módulo de Parque Eléctrico

NCA – Lithium Nickel Cobalt Aluminium oxide, óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio

NMC – Lithium Nickel Manganese Cobalt oxide, óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto

NREL – National Renewable Energy Laboratory

ODS – Objetivo de Desarrollo Sostenible

OM – Orden Ministerial

PCS – Power Conversion System, sistema de conversión de potencia

PNIEC – Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PO – Procedimiento de Operación

POI – Point of Interconnection, punto de interconexión con la red

PPA – Power Purchase Agreement, acuerdo de compra de electricidad

RD – Real Decreto

RDL – Real Decreto Ley

REE – Red Eléctrica Española

RTE – Round Trip Efficiency, eficiencia de carga y descarga

SCADA – System Control and Data Acquisition, sistema de control y adquisición de datos.

SEI – Solid Electrolyte Interface, interfaz sólido-electrolito

SOC – State of Charge, estado de carga

SOH – State of Health, estado de salud

TMY – Typical Meteorological Year, año meteorológico típico

TSO – Technical System Operator, operador del sistema

UGE – Unidad de Generación de Energía

UE – Unión Europea

VAN – Valor Actual Neto

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo

El objetivo de este TFM consiste en determinar el dimensionado óptimo, desde el punto de vista técnico – económico, de un sistema de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) asociado a una planta de generación de energía fotovoltaica (FV) situada en España. Se llevará a cabo atendiendo a las siguientes condiciones de contorno:

- Planta de generación de energía FV “utility scale”¹
 - o Conectada a la red de distribución o de transporte
 - o Concebida para la venta de energía en el sistema eléctrico español
 - o Potencia instalada entre 10 y 100 MWn
- Sistema de almacenamiento basado en tecnología de baterías ion-litio.
- Sistema de almacenamiento dimensionado para arbitraje de precios y discriminación horaria, alimentado por la producción de la planta FV.
- Venta de energía según un esquema 100% “merchant”.

1.2. Alcance

Para alcanzar el objetivo de este TFM se plantea la realización de las siguientes subtareas:

- Análisis del estado del arte de los sistemas de almacenamiento energético con baterías (BESS, por sus siglas en inglés) de tecnología ion-litio – **Capítulo 2.**
- Análisis de la normativa en vigor en España relacionada con el almacenamiento energético con baterías, así como de los requisitos técnicos impuestos para operar con ellas por Red Eléctrica Española (REE), el operador del sistema eléctrico español – **Capítulo 3.**
- Modelización de planta de generación fotovoltaica representativa con PVsyst, a la cual asociar el BESS a dimensionar. Caracterización de parámetros de diseño principales para el desarrollo de plantas de generación FV dentro de un rango de 10 – 100 MWn de potencia instalada – **Capítulo 4.**

¹ Definida como una planta de potencia instalada superior a 5 MW, según NREL [1]

- Cálculo de viabilidad económica de una planta de generación fotovoltaica asociada a un BESS, en función de los parámetros y ratios anteriormente determinados – **Capítulo 5**.

1.3. Justificación

La introducción cada vez más rápida de fuentes de generación eléctrica de origen renovable en los sistemas eléctricos de potencia supone, además de una oportunidad para descarbonizar el sector, un enorme reto para la gestión del sistema. Por su propia naturaleza, las energías renovables son impredecibles y poco gestionables. Es fundamental para cualquier operador del sistema eléctrico (TSO, por sus siglas en inglés) asegurarse de que el sistema funcione de manera fiable, robusta y con los mayores índices de seguridad – y que la demanda de energía pueda ser cubierta durante las 8760 horas del año.

El almacenamiento de energía eléctrica a nivel de red va a tener un papel fundamental para permitir cubrir la demanda durante las 24 horas al día. La generación de electricidad a partir del sol se concentra en las horas centrales del día. Si se cumplen los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la capacidad instalada de energía eléctrica en España pasará de 111.829 MW en 2020 a 160.837 MW en 2030 (+44%); la capacidad instalada de solar fotovoltaica pasará de 9.071 MW a 39.181 MW en el mismo periodo (+332%) [3].

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoelectrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Tabla 1: Parque de generación eléctrica del escenario objetivo del PNIEC. Fuente [3]

A medida que más plantas de generación fotovoltaica entren en funcionamiento y empiecen a verter energía a la red, es previsible que se produzca un efecto de canibalización de precios que cause un factor de apuntamiento menor que uno para la tecnología fotovoltaica [4]. En ese contexto, el papel del almacenamiento energético será fundamental para que los promotores de plantas de generación de energía no gestionables, como la solar fotovoltaica, puedan valorizar adecuadamente sus inversiones. Interesa, por tanto, a dichos promotores saber qué tipo de ESS puede contribuir a agregar valor a la planta de generación de energía proyectada. Adicionalmente, en el contexto actual del mercado español se está produciendo una intensa competición entre promotores para obtener acceso a nudos de las redes de Transporte y Distribución para evacuar la energía de sus plantas. Es previsible que la oferta de capacidad de almacenamiento sea fundamental para que un promotor gane futuros concursos de acceso a la red de Transporte [6].

El objetivo de este TFM queda enmarcado en términos generales dentro del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) No. 7 de Naciones Unidas: Energía sostenible y no contaminante. También tiene un impacto asociado en los ODS No. 13 (Acción por el clima) y No. 11 (Ciudades y comunidades sostenibles).



Ilustración 1: Objetivos de Desarrollo Sostenible 7, 11 y 13. Fuente: <https://www.un.org/>

1.4. Emplazamiento

Este TFM desarrollará su análisis dentro de los límites administrativos del Estado español, sin intención de centrarse en un emplazamiento específico dentro de éste, y circunscrito a la península ibérica. Según Global Solar Atlas, el recurso solar disponible en España, expresado en términos de irradiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) es de 4.65 kWh/m²/día en término medio [2].

Se tendrá en cuenta una variabilidad razonable de GHI para estimar la productividad de las plantas de generación fotovoltaica a modelizar con PVSyst.

1.5. Antecedentes

Las características técnicas, económicas y normativas de los mercados eléctricos muestran una gran variabilidad entre países y regiones. Una solución técnica – económica para el problema de dimensionamiento planteado, que sea válida en un mercado y bajo ciertas premisas, no lo será necesariamente en otro. Este TFM está específicamente planteado para que sus resultados sean utilizables por promotores de plantas de generación FV con BESS asociado en España hoy en día. Se buscará replicar las condiciones de contorno más representativas del mercado español para las configuraciones planta FV – BESS retenidas, y se aplicará toda la normativa legal y técnica relevante.

En la Tabla 2 se muestra la situación de plantas de generación fotovoltaica según la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER), a fecha de 2 de marzo de 2021.

	Actualmente	Próximamente
Categorías Plantas	Nº Instalaciones	Nº Instalaciones
Entre 10 y 50 MW	41	4
Entre 50 y 100 MW	52	13
Más de 100 MW	6	2
Total N º Instalaciones	99	19
Total MW instalados	5.489 MW	1.216 MW

Tabla 2: Plantas de generación fotovoltaica en España, 02-03-2021. Fuente [5]

Teniendo en cuenta las instalaciones con inscripción próxima a fecha de 2 de marzo de 2021, podemos observar que el 93% de las plantas tenían un tamaño comprendido entre los 10 y los 100 MW de potencia, siendo las plantas de entre 50 y 100 MW las más representadas (53%). Independientemente de que estas cifras estén en constante actualización y de que la fuente no especifique si se trata de potencias pico o nominales, se considera que son suficientemente representativas del parque de generación de energía fotovoltaica en España como para limitar a entre 10 y 100 MWn el rango de potencias de las plantas a analizar en el marco de este TFM.

Hay varios servicios auxiliares de red que pueden ser provistos por un ESS, según las características técnicas del mismo. Entre otros: arranque autógeno, regulación primaria / secundaria / terciaria, gestión de desvíos, regulación de frecuencia y/o voltaje, capacidad adicional, etc. El dimensionado de un ESS dependerá del servicio en el que

vaya a participar y de las características del mercado que valoriza dicho servicio. En este TFM se basará el dimensionado del ESS en la discriminación horaria y arbitraje de precios en el mercado diario mayorista.

Forma parte del objetivo de este TFM determinar si la solución técnica – económica adoptada puede ser viable por sí sola en el mercado de electricidad español, independientemente de la suscripción de acuerdos de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) más o menos ventajosos. Por ello, la valorización económica de la venta de energía será estimada en base a precios históricos del mercado diario español. El alcance de este TFM no incluye una estimación de la valorización adicional que pudiera suponer la provisión de servicios auxiliares de red, ni tampoco el impacto que pudiera tener la introducción de un futuro mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, no desplegado actualmente.

Se buscará la solución técnica – económica que maximice el retorno económico de la inversión a acometer, requisito *sine qua non* para que un promotor decida apostar por ella. Queda restringido en este TFM el campo de tecnologías a considerar a la de baterías de ion-litio, por ser la solución técnica acoplable a plantas de generación FV que muestra mayor despliegue, viabilidad comercial y potencial de reducción de costes a medio plazo [14]. La podemos considerar por tanto una tecnología probada, adecuada para despliegue en España hoy en día.

1.6. Marco normativo general

El marco normativo general, bajo el cual se regulan las actividades de generación a partir de fuentes renovables y el almacenamiento en España es el siguiente (relación cronológica de los principales actos legislativos):

Directiva (UE) 2009/28/CE

Se establece un marco regulador para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que fija objetivos nacionales vinculantes relativos a la cuota de energía renovable que debe alcanzarse en el consumo de energía y en el sector del transporte a más tardar en 2020.

Ley 24/2013 – Ley del sector eléctrico español (LSE)

Se promulga para regular el sector eléctrico español, con objeto de asegurar el suministro de energía eléctrica y adecuarlo a las necesidades nacionales en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Es una

evolución de la Ley 54/1997, que refunde y ordena numerosa normativa con rango de ley establecida desde 1997 y que tiene en cuenta los numerosos cambios en el sector desde esa fecha, poniendo especial atención en la incorporación de energías procedentes de fuentes renovables y en establecer mecanismos para asegurar el equilibrio financiero del sistema

En 2016, la Unión Europea (UE) presenta un conjunto de actos legislativos (compuesto de Directivas y Reglamentos) orientados a situar a la UE en una posición de liderazgo en la transición energética, denominado “Paquete de Energía Limpia” o “Paquete de Invierno”. Los actos legislativos relevantes de este paquete, para el desarrollo de energías procedentes de fuentes renovables, son:

Reglamento (UE) 2018/1999

Se establecen reglas para garantizar el cumplimiento de los objetivos establecidos por la UE en materia de transición energética, incluyendo la obligación para los estados miembros de presentar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) que abarquen periodos de 10 años (el primero, 2021-2030).

Directiva (UE) 2018/2001

Relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Se fija como objetivo vinculante, a nivel de la Unión, que el 32% del consumo final de energía proceda de fuentes renovables en 2030 (actualizado al 40% en julio de 2021 por parte de la Comisión Europea al adoptar el Pacto Verde europeo, en el marco del paquete “Fit for 55”).

Directiva (UE) 2019/944

Se establecen unas normas comunes para el desarrollo del mercado interior de la electricidad. Se regulan los funcionamientos de los mercados en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de energía. Todo ello para fomentar un mercado de la electricidad libre e integrado a nivel de la Unión Europea.

Reglamento (UE) 2019/943

Reglamento que sienta las bases para establecer los organismos y principios fundamentales que permitan regular la operación de los mercados de electricidad. Se implantan los principios de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de comercio transnacional, asegurando en todo momento el suministro eléctrico.

PNIEC 2021-2030, España

En aplicación del Reglamento (UE) 2018/1999, recoge los objetivos decenales 2021-2030 del estado español. A destacar en particular, para ese periodo, los objetivos siguientes:

- 42% de generación renovable en el uso final de la energía en 2030
- Aumento de la capacidad de generación solar FV de +30 GW
- Aumento de la capacidad de almacenamiento con baterías de +2.5 GW

Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050

Establece la trayectoria de transformación que debe seguir el sistema eléctrico español entre los años 2030 y 2050, para poder alcanzar la neutralidad climática antes de 2050.

Ley 7/2021 - Ley de Cambio Climático y Transición Energética

Contiene los elementos reguladores del primer PNIEC español (así como de los sucesivos), e incorpora sus objetivos.

2. ESTADO DEL ARTE DE BESS DE ION-LITIO

No forma parte del objetivo ni del alcance de este TFM el llevar a cabo un análisis exhaustivo de todas las tecnologías existentes hoy en día para almacenar energía eléctrica. Existen numerosos estudios recientes [7] [8] [9] que dan cuenta de las características técnico-económicas de las tecnologías de almacenamiento energético, así como de su grado de madurez tecnológica. Este análisis se centrará en BESS de tecnología ion-litio disponibles comercialmente para hibridación con plantas fotovoltaicas “utility scale”.

Las baterías de tecnología ion-litio se consideran una opción prometedora para usos estacionarios de integración en red, debido a su alta densidad de potencia y capacidad energética por unidad de masa. Muestran una baja tasa de descarga y alto rendimiento relativo a otras tecnologías de almacenamiento energético, y su uso masivo en plataformas de movilidad eléctrica va a alimentar un importante mercado de “segunda vida” en aplicaciones estacionarias [9] [13].

Se basan en el principio de un cátodo formado por diferentes compuestos de litio, y un ánodo generalmente de grafito. Los iones de litio se desplazan a través del electrolito. El electrolito consiste en una mezcla de sales de litio en un disolvente especial que contiene aditivos para aumentar su rigidez dieléctrica y la estabilidad del ánodo, mediante la formación de una interfaz sólido-electrolito (SEI, por sus siglas en inglés) que se deposita sobre éste. La SEI tiene un rol fundamental en las características técnicas a largo plazo de las baterías de ion-litio – afectando a su capacidad, tasa de descarga, resistencia interna y densidad energética entre otros [10]. Durante la carga se produce un desplazamiento de los iones de litio desde el cátodo hasta el ánodo, desplazamiento que se invierte durante la descarga. Una fina membrana porosa actúa como un separador físico entre los electrodos, permitiendo al mismo tiempo el movimiento de iones entre ellos.

En la Ilustración 2 se muestra de manera esquemática el principio de funcionamiento de una batería de ion-litio:

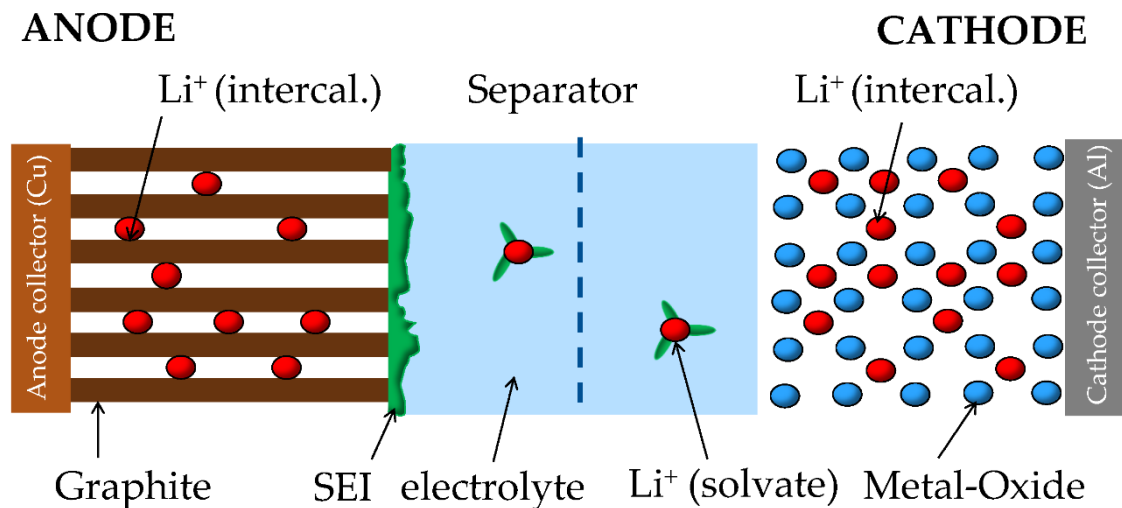


Ilustración 2: Principio de funcionamiento de una batería de ion-litio. Fuente [12]

2.1. Tecnologías de baterías ion-litio

Existen varias variantes tecnológicas de baterías ion-litio, dependiendo de la combinación de cátodo y ánodo utilizadas. Es común la utilización de grafito en el ánodo de la batería por su combinación de estabilidad, facilidad de deposición de SEI y bajo coste. El cátodo puede estar compuesto de óxidos metálicos o fosfatos de litio que dan lugar a varias combinaciones posibles, las cuales tienen una incidencia significativa sobre distintos atributos de la batería. No existe una combinación de elementos única para la producción de un tipo de cátodo ideal, ya que la elección dependerá de las condiciones demandas por el producto al que esté destinado la batería [11].

Una breve descripción cualitativa de las características de las combinaciones de cátodo-ánodo más utilizadas sería la siguiente [13]:

Óxido de litio y cobalto (LCO, por sus siglas en inglés)

Desarrollada por Sony en los años 90 del siglo pasado, es la opción predilecta para aplicaciones de electrónica de consumo por su alta densidad energética y facilidad de manufactura. La escasez relativa del cobalto hace que sea costosa, y tiene una vida útil limitada. Por otro lado, es muy reactiva lo cual tiene implicaciones en la seguridad.

Óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (NCA, por sus siglas en inglés)

En uso desde 1999 para aplicaciones especiales. Tiene una alta capacidad y potencia específicas, y larga vida útil. Son menos seguras que otras combinaciones por lo que deben ser utilizadas con medidas de seguridad adecuadas.

Óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC, por sus siglas en inglés)

Puede ser diseñada para tener una alta capacidad específica o una alta potencia específica, en función de la proporción de níquel y manganeso utilizados. Muestra una excelente estabilidad térmica. Es una combinación bien equilibrada que tiene una alta demanda de uso.

Óxido de litio y manganeso (LMO, por sus siglas en inglés)

Desarrollada a principios de los años 80 del siglo pasado, pero utilizada comercialmente desde mediados de los años 90. La arquitectura de las celdas muestra una baja resistencia interna, permitiendo altas tasas de carga y descarga sin producir un calentamiento excesivo. Por otro lado, esta combinación muestra menor capacidad específica y vida útil que otras.

Fosfato de litio y hierro (LFP, por sus siglas en inglés)

Muestra un buen comportamiento electroquímico, caracterizado por una baja resistencia interna y estabilidad térmica. Tiene una larga vida útil. El fosfato ayuda a estabilizar el cátodo contra sobrecargas, y aporta una alta resistencia al calor lo cual limita la degradación a largo plazo del material.

Titanato de litio (LTO, por sus siglas en inglés)

Las baterías con ánodos de LTO se desarrollaron en los años 80 del siglo pasado. Es una alternativa muy interesante al uso generalizado de ánodos de grafito. El electrodo de LTO tiene una larga vida útil, y la combinación es considerada de las más seguras por su estabilidad durante la carga y descarga. En cambio, muestran una baja densidad energética por unidad de masa.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de las combinaciones de tecnologías de cátodo y ánodo anteriormente descritas.

Name	LCO	LNO	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Full name	Lithium Cobalt Oxide	Lithium Nickel Oxide	Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxide	Lithium Nickel, Manganese Cobalt Oxide	Lithium Manganese Spinel	Lithium Iron Phosphate	Lithium Titanate
Cathode	LiCoO ₂	LiNiO ₂	Li(Ni _{0,85} Co _{0,1} Al _{0,05})O ₂	Li(Ni _{0,33} Mn _{0,33} Co _{0,33})O ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	e.g.: LMO, NCA, ...
Anode	Graphite	Graphite	Graphite	Graphite	Graphite	Graphite	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Cell voltage	3,7 - 3,9V	3,6V	3,65V	3,8 - 4,0V	4,0V	3,3V	2,3 - 2,5V
Energy density	150Wh/kg	150Wh/kg	130Wh/kg	170Wh/kg	120Wh/kg	130Wh/kg	85Wh/kg
Power	+	o	+	o	+	+	++
Safety	-	o	o	o	+	++	++
Lifetime	-	o	+	o	o	+	+++
Cost	--	+	o	o	+	+	o

Daimler analysis, Nationale Plattform Elektromobilität, 2010.

Tabla 3: Comparativa de combinaciones cátodo-ánodo en baterías de ion-litio. Fuente [13]

Cada combinación presenta ventajas e inconvenientes en términos de rendimiento electroquímico, capacidad y potencia específica (por unidad de masa), seguridad, vida útil, y coste.

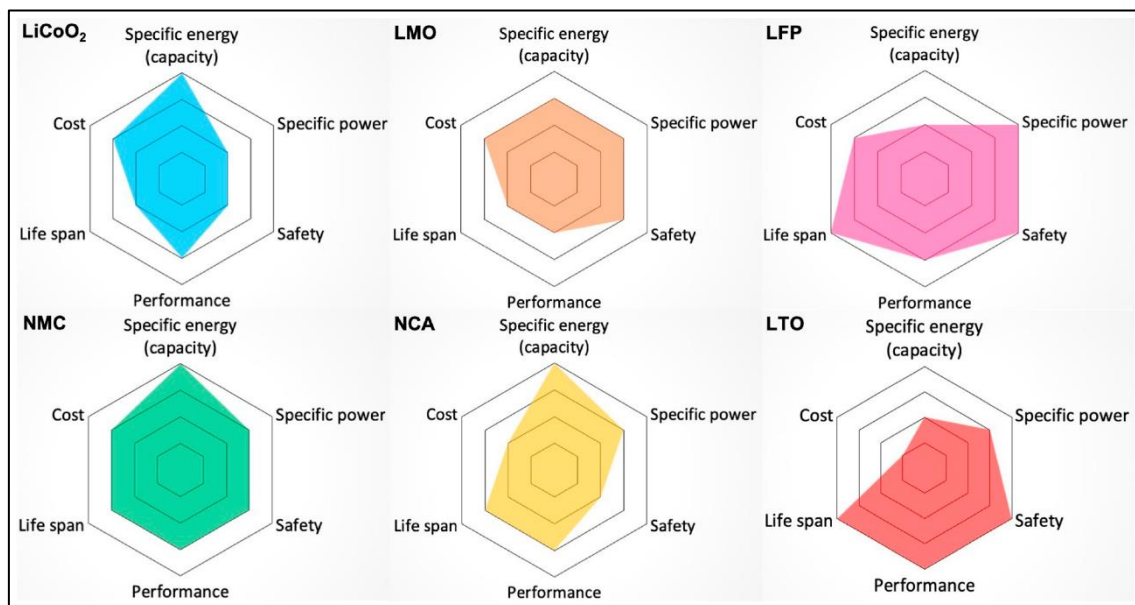


Ilustración 3: Características relativas de combinaciones cátodo-ánodo en baterías de ion-litio. Fuente [13]

De estas combinaciones, las más utilizadas en sistemas de almacenamiento estacionario, según la designación del cátodo que utilizan, son [12]:

- Fosfato de litio y hierro (LFP)
- Óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (NCA)
- Óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC)

Estas tres combinaciones utilizan todos los ánodos de grafito.

Adicionalmente, se considera que las combinaciones de cátodo de óxido de litio con ánodo de titanato de litio (LTO) muestran un gran potencial de desarrollo. Especialmente para aplicaciones estacionarias, donde el inconveniente de su relativamente baja capacidad específica es menos problemático por el espacio disponible, comparado con otros usos [12].

La combinación preferida para aplicaciones BESS de tecnología ion-litio evoluciona rápidamente, pudiéndose constatar un cambio de tendencia en los últimos años hacia combinaciones LFP:

Año	MW comisionados (estimación)	Combinación dominante
2012	< 10	LFP
2013	35	LFP
2014	70	LFP
2015	230	LFP
2016	230	NMC y NCA
2017	210	NMC y NCA
2018	220	NMC y NCA
2019	520	NMC y NCA
2020	> 500	NMC y NCA
2021	> 1000	LFP
2022	> 1000	LFP

Tabla 4: Despliegue de BESS en EE.UU. desde 2012. Elaboración propia a partir de [17]

Para la selección de baterías, se tienen en cuenta principalmente los siguientes parámetros [14]:

- Potencia nominal (kW o MW)
- Capacidad nominal (kWh o MWh)
 - o Entendido este parámetro como el rango útil según el fabricante, neto del estado de carga mínimo (DOD, por sus siglas en inglés) y máximo (SOC, por sus siglas en inglés) para asegurar una vida útil óptima del sistema.
- Tensión en corriente continua (CC)
- CC de trabajo
- Compatibilidad con equipos inversores
- Modularidad / escalabilidad
- Ciclos de trabajo / vida útil

- Tiempo de respuesta
- Eficiencia de carga y descarga (RTE, por sus siglas en inglés)
- Tasa de auto descarga
- Seguridad
- Garantía del fabricante

Para asegurar una selección basada en criterios homogéneos y objetivos, conviene contrastar la información facilitada por los distintos fabricantes con servicios de certificación y benchmarking, puesto que las hojas de datos a menudo están elaboradas a partir de condiciones de uso ideales a las que los usuarios no tienen acceso, o que no se corresponden con las condiciones de uso nominales [17].

2.2. BoS: equipos complementarios para uso de BESS

Las celdas de baterías son, lógicamente, el elemento principal de un BESS. Pero también hay numerosos componentes auxiliares necesarios para hacer funcionar el sistema en su conjunto (balance del sistema, BoS por sus siglas en inglés). El BESS está compuesto de varias capas funcionales, las cuales a su vez contienen diversos subcomponentes y sistemas [18].

Capa 1: Baterías

Incluye:

- Las celdas propiamente dichas, interconectadas para alcanzar la potencia e intensidad nominales deseadas.
- El sistema de gestión de la batería (BMS, por sus siglas en inglés), encargado de proteger a las celdas. A su vez, incluye los siguientes subsistemas [13]:
 - *Bloque de medidas*: captura voltajes, corrientes y temperaturas individuales de cada celda, en diversos puntos del bloque de baterías, y los convierte a valores digitales.
 - *Bloque de algoritmo de la batería*: estima, en base a los valores capturados por el bloque de medidas, el SOC y estado de salud (SOH, por sus siglas en inglés) de las celdas.
 - *Bloque de estimación de capacidad*: estima el nivel seguro de carga y descarga de las celdas.
 - *Bloque de ecualización de celdas*: compara los voltajes de las celdas y aplica técnicas de rebalanceo de la carga.

- *Bloque de gestión térmica*: captura ambiente y de las celdas, inicia procesos de calentamiento o enfriado, y envía una señal de emergencia en caso de aumento anormal de las temperaturas.

Capa 2: Componentes para asegurar una gestión fiable del sistema

Incluye:

- El sistema de control y monitoreo global del sistema, el cual puede estar incluido en el sistema de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés), y que está conectado al sistema de protección contra incendios y alarmas.
- El sistema de gestión de la energía (EMS, por sus siglas en inglés), utilizado para monitorizar y controlar los flujos de energía dentro del BESS en su conjunto.
- El sistema de gestión térmica, el cual controla las funciones de calentamiento, ventilación y aire acondicionado dentro del contenedor.

Capa 3: Componentes para la conexión a la red

Incluye:

- El sistema de conversión de energía (PCS, por sus siglas en inglés), utilizado para realizar la conversión CC/CA de energía mediante un inversor bidireccional, según el sentido del flujo (proveniente de / dirigido a) a la red.
- La electrónica de potencia necesaria para el monitoreo, control y gestión térmica del PCS.
- Puede incluir un transformador para elevación directa de la tensión de salida a la tensión de red.
- La configuración de esta capa variará, adicionalmente, dependiendo de si el BESS está concebido para acoplarse en CC o en CA a la fuente de generación (ver apartado **2.3.**)

Todas estas capas, a su vez, se integran dentro de contenedores o recintos apropiados que incluyen sistemas de climatización, extinción de incendios, alarmas, protecciones e interconexiones (en el caso de soluciones modulares).

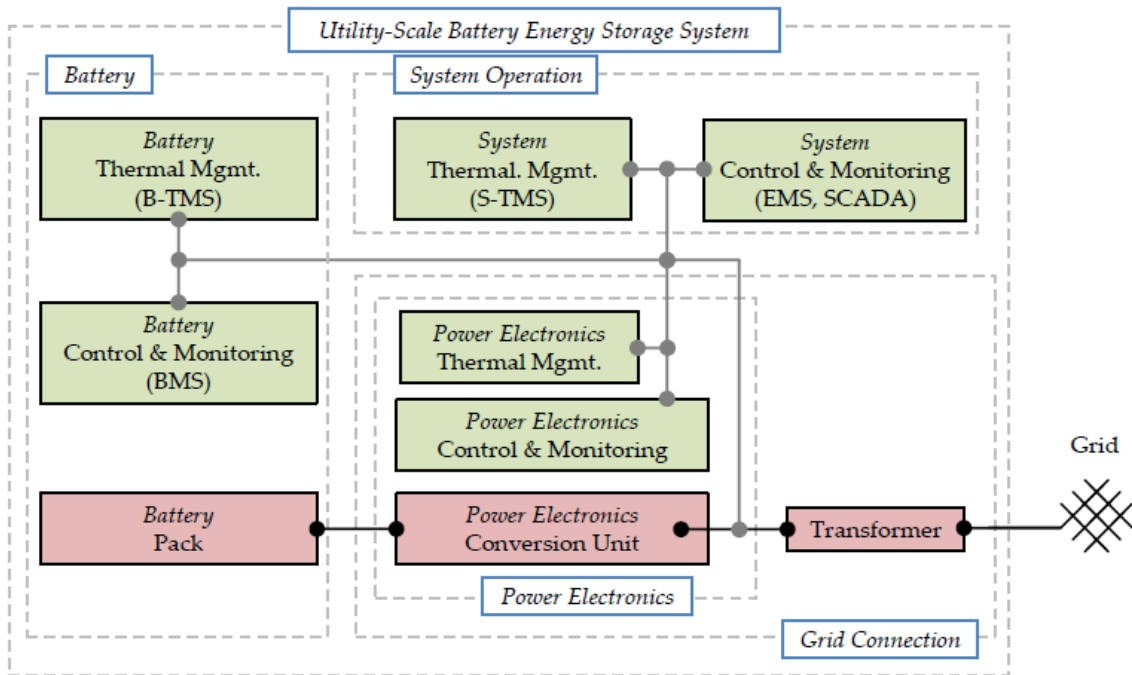


Ilustración 4: Capas funcionales de un BESS. Fuente [12]

2.3. Acoplamiento en CC o en CA

En plantas de generación solar FV conectadas a la red, la energía es generada en CC y debe ser transformada a CA a través de un PCS para poder ser inyectadas en la red. Las grandes plantas “utility-scale” pueden tener tamaños de cientos de MW de potencia instalada utilizando miles de módulos de generación y numerosos inversores (el número relativo de estos últimos puede variar mucho dependiendo de si se ha elegido instalar inversores tipo string o tipo central).

Un BESS asociado a una planta de generación fotovoltaica, que compartan el mismo POI (punto de interconexión a la red, por sus siglas en inglés), puede ser integrado mediante dos configuraciones básicas [20]:

Acoplamiento en CC

El BESS se conecta al mismo bus de CC de salida de los módulos de generación, opcionalmente con un convertidor CC/CC intercalado, y utiliza el mismo inversor CC/CA que los módulos para evacuar energía a la red.

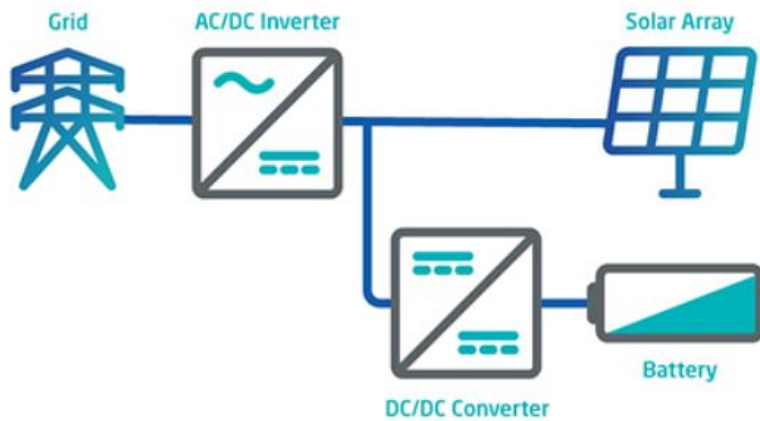


Ilustración 5: Esquema de configuración de acoplamiento en CC. Fuente [21]

Acoplamiento en CA

El BESS se conecta a la salida en CA de la planta de generación fotovoltaica, una vez transformada la energía de CC a CA mediante el PCS de la planta, mediante el uso de un inversor adicional dedicado para llevar a cabo una conversión CA/CC que permite inyectar y evacuar energía al BESS.

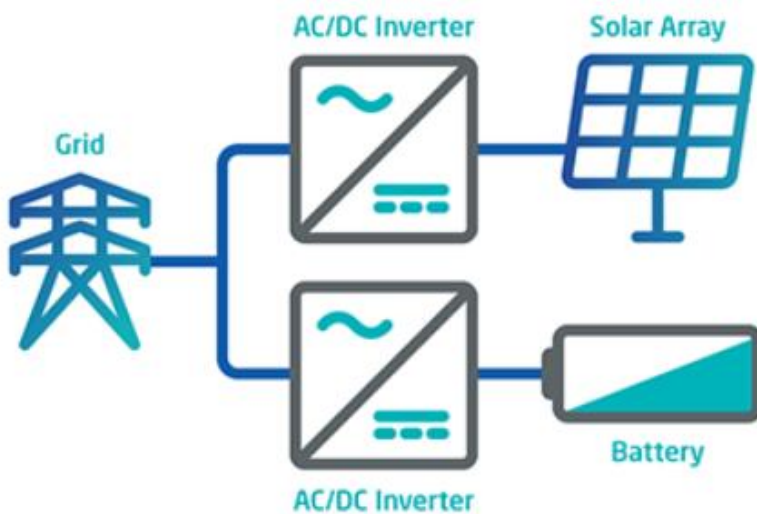


Ilustración 6: Esquema de configuración de acoplamiento en CA. Fuente [21]

Ambos esquemas presentan ventajas y desventajas desde el punto de vista de flexibilidad operativa, costes, eficiencia y estrategia de mercantilización. A continuación se presenta un resumen de las principales consideraciones, marcando en verde cuando se decantan claramente en favor de un acoplamiento en CC vs. en CA.

	Acoplamiento en CC	Acoplamiento en CA
CAPEX de BESS	El BESS evacua energía a través de los mismos inversores y usando los mismos transformadores que los módulos de generación FV.	Necesario incluir equipos adicionales: inversores y transformadores dedicados para el flujo de energía desde / hacia el BESS.
Aprovechamiento de <i>clipping</i>²	Posibilidad de evitar vertidos cargando baterías cuando la ratio CC/CA es >1 y los inversores conectados a los módulos de generación FV están saturados. Esta ventaja puede reducirse con el paso de los años, debido a la degradación de los módulos FV.	No aplica.
CAPEX de planta FV	Se puede diseñar con una ratio CC/CA mayor a la habitual contando con no sufrir pérdidas por <i>clipping</i> (necesidad de menos inversores).	No aplica.
Diseño de planta FV	Es necesario realizar de manera conjunta el diseño del BESS y de la planta FV al existir una interdependencia operativa.	El diseño de la planta FV puede ser totalmente independiente del diseño del BESS al estar desacoplados.
Eficiencia	Las pérdidas energéticas por transformación CC/CA son menores.	Mayores pérdidas energéticas por transformación CA/CC para cargar el BESS y de nuevo CC/CA para descargarlo (menor RTE).
Escalabilidad	El diseño del conjunto planta PV + BESS es rígido y difícilmente escalable. Conviene que el BESS esté físicamente cerca de los inversores.	Se puede reconfigurar el BESS sin alterar el diseño de la planta FV (modularidad, cambio de tecnología de almacenamiento, sistema de control).

² Efecto que ocurre cuando los módulos de generación fotovoltaicos entregan más potencia a los inversores de lo que éstos son capaces de transformar en CA, recortándose la cantidad de energía potencialmente evacuada

Flexibilidad operativa	La evacuación de energía del BESS puede estar limitada en función de la energía evacuada por los módulos de generación FV en un momento dado.	La evacuación de energía del BESS puede hacerse de manera conjunta y simultánea a la evacuación de la planta FV (asumiendo suficiente capacidad disponible en el POI).
-------------------------------	---	--

Tabla 5: Factores a tener en cuenta para acoplamiento de BESS en CC o en AC. Fuente: elaboración propia a partir de [20] [21] [22]

No se puede afirmar categóricamente que haya una configuración óptima, dependerá en gran medida de las características específicas de la instalación estudiada, costes, fiscalidad vigente, espacio disponible, restricciones técnicas del sistema, etc.

2.4. Costes de referencia de BESS

Los costes de BESS de “utility-scale”, particularmente aquellos basados en tecnología de ion-litio, están cambiando constantemente y muestran una gran variabilidad en función del análisis realizado. Sin embargo, hay consenso general en que los costes están reduciéndose y que el potencial de reducción a medio y largo plazo sigue siendo muy fuerte [14] [17].

El NREL hace un seguimiento específico de los costes presentes y esperados en sistemas BESS de tecnología ion-litio. Dos estudios recientes, de 2020 [14] y 2021 [23], ofrecen referencias sólidas a efectos de modelización de un sistema de planta FV asociada a BESS. En general, los CAPEX de BESS se expresan en términos de \$/kWh de capacidad instalada por ser la convención más usada, a pesar de que no todos los componentes de un BESS escalan en función de la capacidad energética sino de la potencia nominal.

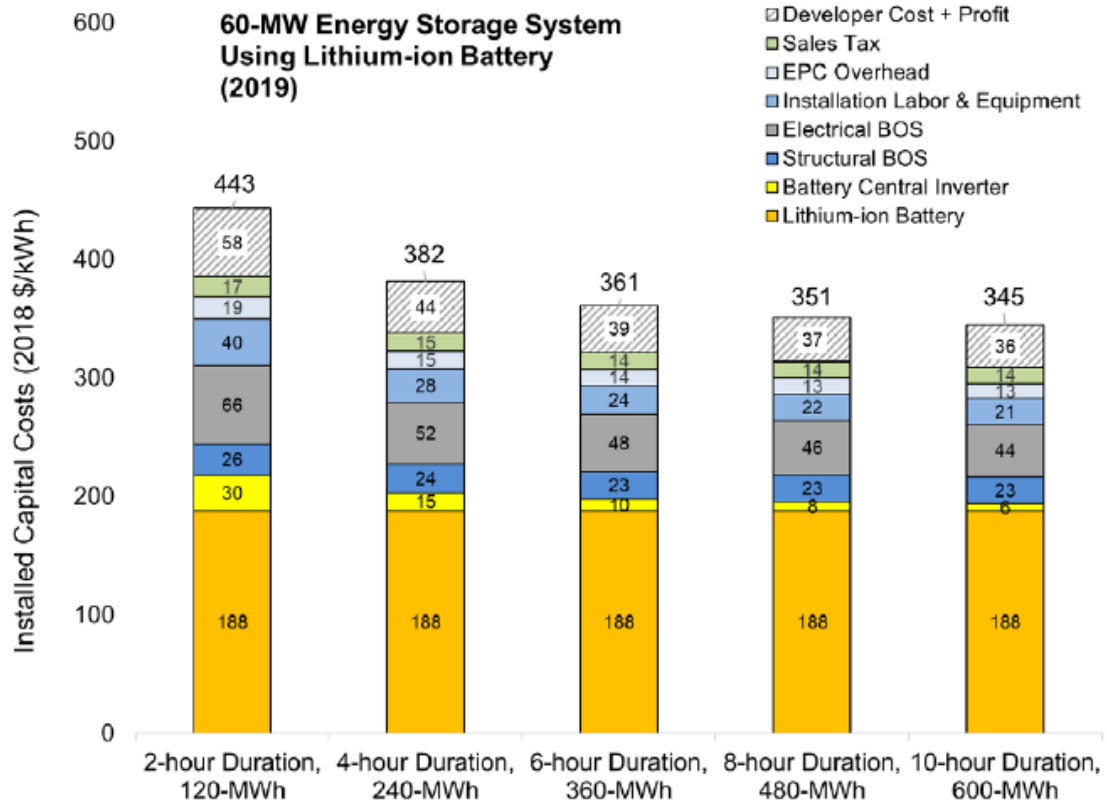


Ilustración 7: CAPEX por kWh de capacidad instalada, BESS de 60 MW de potencia nominal. Fuente [14]

Podemos observar en la Ilustración 7 que, en el año 2019, el CAPEX por kWh de capacidad instalada de un BESS de referencia de 60 MW de potencia era de alrededor de 360 \$/kWh en EE. UU. (dependiendo de la capacidad total instalada).

Las proyecciones del NREL realizadas en el año 2021 se basan en un análisis de literatura reciente (años 2019-2021), tomando los valores mínimos, medios y altos de cada análisis para crear proyecciones esperadas de costes, y partiendo de un BESS de 4 horas de almacenamiento. Tomando 345 \$/kWh como punto de partida, proponen la siguiente evolución:

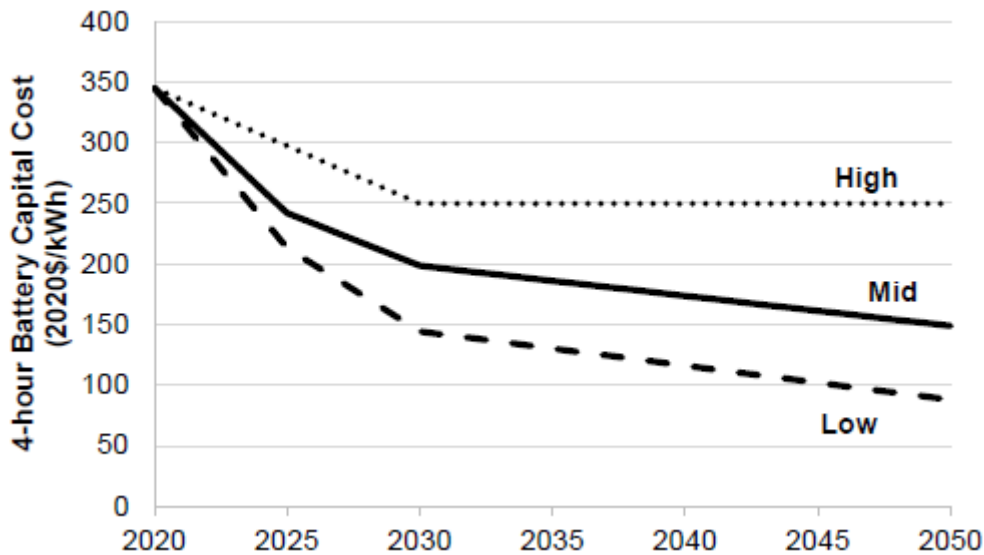


Ilustración 8: Proyección de CAPEX por kWh de capacidad instalada, BESS de 4 hrs de duración. Fuente [23]

El coste de inversión total, expresado en términos de \$/kWh de capacidad instalada, se deriva a partir de proyecciones separadas de los costes de componentes de energía y de potencia.

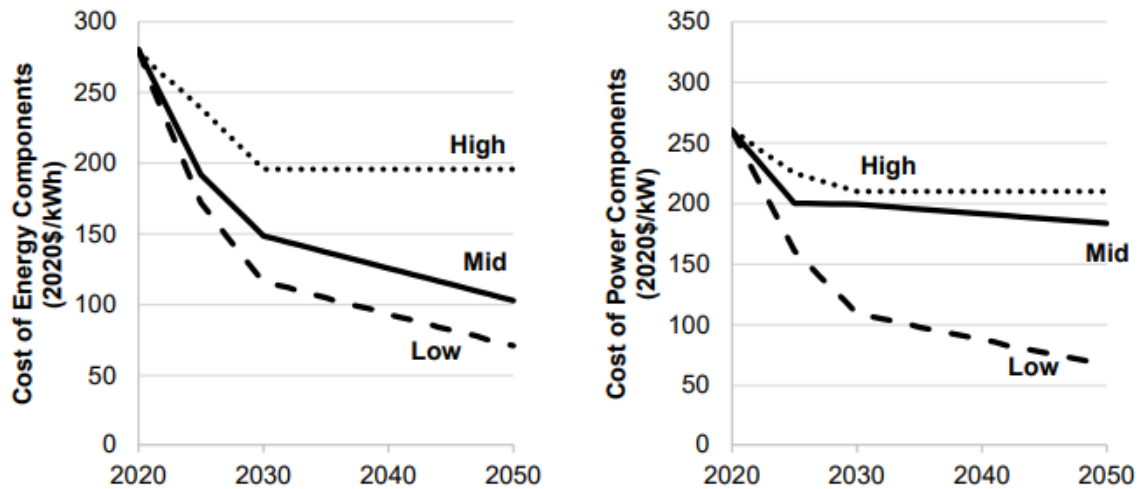


Ilustración 9: Proyecciones de costes de componentes de energía y de potencia para BESS de ion-litio. Fuente [23]

Por ejemplo, para obtener la cifra de 345 \$/kWh de inversión en 2020 para un BESS de 4 horas de capacidad de almacenamiento relativo a su potencia, se parte de los valores mostrados en la Ilustración 9 de modo que:

$$\text{CAPEX energía (\$/kWh)} + \text{CAPEX potencia (\$/kW)} / \text{duración (h)} = \text{CAPEX total (\$/kWh)}$$

$$\rightarrow 280 \text{ (energía)} + 260 / 4 \text{ (potencia)} = 345 \text{ \$/kWh (CAPEX total)}$$

En el caso de un BESS de 2 horas de almacenamiento relativo a su potencia, el cálculo arroja una cifra de $280 + 260 / 2 = 410$ \$/kWh de CAPEX total.

Para estimar los OPEX de los BESS, en [23] se propone un 2.5% anual de los CAPEX totales del BESS. En la misma publicación se reconoce que es un rango alto de coste relativo a las referencias analizadas en el mismo estudio. A efectos de este trabajo, se retendrá el valor medio de las referencias analizadas en [23]: 1.5% anual de los CAPEX totales del BESS.

Para convertir los costes aquí presentados a Euros a efectos de los cálculos de rentabilidad, se utilizará una tasa de cambio de 1.14 USD / €, correspondiente a la tasa media del año 2020³.

2.5. Proveedores destacados

El mercado mundial de baterías está experimentando un fuerte crecimiento, impulsado principalmente por el crecimiento de ventas que están experimentando los vehículos eléctricos y por la mayor demanda de sistemas de almacenamiento para apoyo a las redes de electricidad. El coste de los BESS es el principal freno a una tasa de crecimiento mayor, pero el continuo despliegue tecnológico, así como el desarrollo de un mercado “second-life” hace prever caídas significativas en los costes en los próximos años [13]. El entorno de mercado es muy dinámico y aparecen nuevos actores constantemente. Sin embargo, dentro de la cadena de valor, hay una serie de compañías que destacan por su experiencia industrial y por el esfuerzo que dedican a investigación y desarrollo.

Específicamente, dentro del campo de las baterías basadas en tecnologías de ion-litio, podemos señalar el protagonismo indiscutible de varias compañías japonesas en el ámbito de la investigación y desarrollo tecnológico, basado en el número estimado de patentes que ostentan [6]:

- Toyota Motor Corp.
- Sony Corp.
- Matsushita Electric Ind. Co. Ltd (desde 2008, renombrada Panasonic)
- Nissan Motor Co. Ltd.
- Hitachi Ltd.
- TDK Corp.

³ <https://www.macrotrends.net/2548/euro-dollar-exchange-rate-historical-chart>

- Panasonic Corp.

A esta lista podemos añadir Samsung SDI Co. Ltd., de origen coreano.

En término de despliegue de soluciones de almacenamiento estacionario, la lista de compañías más activas varía mucho según la fuente que se consulte. Una relación no exhaustiva sería la siguiente:

Fluence

Esta compañía es una Joint Ventura formada por Siemens y AES en 2018, concebida especialmente para participar en el mercado de BESS a todos los niveles: desarrollo de producto, despliegue de productos y soluciones energéticas, y gestión de activos. Es la compañía que gestiona un mayor número de activos de almacenamiento a nivel mundial.

Samsung SDI Co., Ltd.

Es una multinacional coreana líder en el desarrollo tecnológico y manufactura de baterías usadas en las industrias de la informática y telecomunicaciones, automoción, y almacenamiento de energía. Ofrece sus productos y servicios a través de dos unidades de negocio principales: Materiales Electrónicos y Soluciones Energéticas. Las líneas de producto principales comercializadas a través de la unidad de negocio de Soluciones Energéticas incluyen baterías para automoción, baterías de litio-ion de pequeño tamaño, y para sistemas BESS. La compañía ofrece sistemas BESS en rangos desde los kWh a los MWh para aplicaciones residenciales, a escala utility y sistemas aislados.

LG Chem

Esta compañía especializada en el sector químico comercializa materiales avanzados, así como servicios energéticos. Desde 2010, su filial LG Energy Solutions Co., Ltd. lleva su línea de negocio de servicios energéticos, y se dedica principalmente a la manufactura de baterías para todos los sectores industriales (desde informática y electrónica de consumo, hasta sistemas a escala industrial BESS). La compañía ofrece sistemas BESS concebidos para mejorar la eficiencia energética y la calidad de la provisión de energía a la red a través de fuentes renovables. Sus sistemas integran las celdas y packs de baterías, el módulo de control y los racks.

Panasonic Corporation

Panasonic es una multinacional basada en Japón, hasta 2008 conocida como Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., especializada en el sector de la electrónica. Es

una compañía líder en innovación y desarrollo, que comercializa productos tanto para electrónica de consumo como para el sector automovilístico e industrial. Ofrecen BESS bajo su línea de negocio de Soluciones Energéticas, la cual incluye una extensa gama de baterías de ion-litio que da servicio tanto a la electrónica de consumo como a la industria automovilística y a sistemas “utility-scale”

Tesla, Inc.

La compañía Tesla se hizo mundialmente conocida por su irrupción en el sector de la automoción puramente eléctrica. Su filial Tesla Energy desarrolla, construye, instala y opera sistemas de almacenamiento energético tanto a escala residencial como industrial. A través de esta, ofrece BESS basados en tecnología de ion-litio, destacando su producto Megapack, un contenedor ISO estándar modular que incluye una capacidad de hasta 3 MWh.

RES Group

Esta compañía basada en Reino Unido ha estado activa en el sector de las energías renovables desde hace 30 años. Hoy en día su sector de actividad principal consiste en el desarrollo, construcción y operación de BESS para clientes a escala residencial, comercial e industrial.

BYD Company Limited

Se trata de una empresa China de alta tecnología, que ha sido pionera en el desarrollo y despliegue de tecnología de baterías. Una de sus líneas de negocio es Baterías Recargables y Negocio Fotovoltaico, a través de la cual la compañía ofrece productos de baterías basados en varias tecnologías, incluyendo litio-ion. La compañía también ofrece sistemas de almacenamiento energético a gran escala, sistemas de energía distribuida y sistemas de microrredes.

3. NORMATIVA Y REQUISITOS TÉCNICOS APLICABLES A BESS EN ESPAÑA

El uso de BESS asociado a plantas de generación FV en España se enmarca en una serie de requisitos legislativos y técnicos que se detallan a continuación.

3.1. Normativa legal

Reglamento (UE) 2016/631

Este reglamento regula los requisitos que deben cumplir las unidades generadoras de energía para conexión a red, pero excluye explícitamente del mismo a los dispositivos de almacenamiento que no sean de bombeo (tales como BESS). El reglamento especifica que los requisitos aplicables a estos dispositivos deben desarrollarse a nivel nacional.

Real Decreto Ley (RDL) 23/2020

Avance legislativo relevante para el almacenamiento energético, en el ordenamiento jurídico español. Se modifican varios artículos de la LSE de 2013.

- Define el término “titular de una instalación de almacenamiento”.
- Reconoce que los productores, consumidores o titulares de redes eléctricas pueden utilizar instalaciones de almacenamiento y prevé la posibilidad de que las instalaciones de almacenamiento participen en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda.
- Define que añadir elementos de almacenamiento de energía no implica que se haya modificación la tecnología de una instalación, a efectos de tramitación de permisos de acceso y conexión.
- Una instalación de generación podrá evacuar la energía procedente de un sistema de almacenamiento hibridado con la instalación existente utilizando el mismo punto de conexión y capacidad de acceso ya concedidos, respetando los requisitos técnicos que sean de aplicación.

Real Decreto (RD) 1183/2020

- Regula el acceso para las instalaciones de almacenamiento que inyecten energía a la red, tratándolas como plantas de producción y permitiendo la hibridación de instalaciones nuevas o existentes con sistemas de almacenamiento.

- Sin perjuicio de los criterios técnicos de acceso a considerar por el hecho de que en ciertos momentos las instalaciones de almacenamiento se comportan como instalaciones de demanda.
- Prevé la posibilidad de convocar concursos de capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento

Orden TED/1182/2021

- Regula y convoca un concurso de transición justa para otorgamiento de acceso y conexión de la capacidad liberada en el nudo Mudéjar tras el cierre de la central térmica de Andorra (Teruel).
- Es un precedente relevante para la consideración del almacenamiento en futuros concursos de acceso y conexión: se puede obtener puntuación por hibridar la instalación de generación con almacenamiento de potencia nominal de hasta un 5% de la potencia de generación ofertada, con 2 horas de capacidad.

Circular 1/2020 de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC)

- Establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, incluidas las instalaciones de almacenamiento.

Circular 3/2020 de la CNMC y RD 148/2021

- Exime del pago de peajes de transporte y distribución a las baterías de almacenamiento.

La legislación española ha incorporado de manera fehaciente el almacenamiento de energía a través de baterías, teniendo en cuenta su uso intencionado y los requisitos que deben cumplir para su correcto tratamiento administrativo. También se prevé que puedan participar en mercado y servicios auxiliares de red, en la misma medida que otras instalaciones generadoras. Se supedita en todo caso la utilización de sistemas de almacenamiento de energía al cumplimiento de los requisitos técnicos que sean de aplicación, tanto cuando funcionen como instalaciones de generación como cuando se comporten como instalaciones de demanda.

Cabe destacar la exención de pago de peajes de transporte y distribución, por parte de los titulares de instalaciones de almacenamiento (incluyendo BESS).

3.2. Requisitos técnicos

Como se ha explicado en el apartado anterior, el Reglamento (UE) 2016/631 regula los requisitos que deben cumplir las unidades generadoras de energía para conexión a red, excluyendo explícitamente de los mismos a los BESS – en el sentido de que los requisitos específicamente aplicables a estos sistemas deben desarrollarse a nivel nacional.

En España, se ha desarrollado el RD 647/2020 y la Orden Ministerial (OM) 749/2020 para implementar dicho Reglamento europeo, pero sin hacer mención específica a los BESS. Por ahora, en ausencia de una regulación técnica específica aplicable a los sistemas de almacenamiento por baterías, éstos deben regirse por lo dispuesto en el RD 647/2020 y la OM 749/2020. Más concretamente, son de aplicación todos los requisitos correspondientes a una Unidad de Generación de Energía (UGE) de Módulo de Parque Eléctrico (MPE)⁴ [24]. Estos se presentan a continuación de manera resumida; la verificación de los requisitos se establece relativo a lo establecido en la reglamentación (Reglamento (UE) 2016/631 y OM 749/2020):

Requisito técnico	Objetivo
1. Modo de regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O).	Verificar que el MGE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia.
2. Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U).	
3. Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF).	
4. Capacidad de control de potencia-frecuencia.	Verificar que el MGE es capaz de ofrecer funciones que cumplan las especificaciones del TSO, con el objetivo de restablecer la frecuencia a su valor nominal o de mantener los flujos de intercambio de potencia entre las zonas de control en sus valores programados.

⁴ Según el Reglamento (UE) 2016/631: una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.

5. Capacidad y rango de control de la potencia activa.	Verificar que el MPE es capaz de ajustar una consigna de potencia activa conforme a las instrucciones proporcionadas al propietario del MPE por el TSO.
6. Emulación de inercia.	Verificar que el MPE es capaz de emular inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas.
7. Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.	Verificar que el MGE es capaz de suministrar la potencia reactiva requerida a la capacidad máxima del MGE y por debajo de la capacidad máxima del MGE.
8. Control de potencia reactiva en MPE.	Verificar que el MPE es capaz de controlar la potencia reactiva
9. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES. → No aplica a BESS	Verificar que el MGES, si su capacidad máxima es superior a 50 MW, es capaz de amortiguar oscilaciones de potencia electromecánicas de frecuencia superior a 0,1 Hz, a través de un estabilizador de potencia.
10. Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en MPE.	Verificar que el MPE es capaz de: 1. amortiguar oscilaciones de potencia de frecuencia entre 0,1 Hz y 1,5 Hz, a través de un sistema de control para tal efecto, o, si no dispone de dicho sistema de control, 2. no deteriorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz.
11. Requisitos de robustez: Recuperación de potencia activa después de una falta, capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente de falta.	Verificar que el MGE es capaz de cumplir con los siguientes requisitos de robustez: 1. Soportar huecos de tensión. 2. Contribuir a la recuperación de la potencia activa después de la falta. 3. Inyectar rápidamente corriente de falta en caso de faltas.

Tabla 6: Requisitos técnicos exigibles a un BESS en España para conexión a red. Elaboración propia a partir de [24]

REE, en calidad de TSO de la red de transporte española, es la entidad encargada de desarrollar los Procedimientos de Operación (PO), de carácter técnico e instrumental, necesarios para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico peninsular y los sistemas eléctricos no peninsulares. REE está llevando a cabo una actualización de varios POs para, entre otras razones, incorporar las especificidades de los BESS y permitir su plena participación en el sistema eléctrico. Cabe destacar los siguientes, actualizados en marzo de 2022 y aplicables al sistema eléctrico peninsular [25]:

- P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia
- P.O.3.1 Proceso de programación
- P.O.3.2 Restricciones técnicas
- P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
- P.O.7.2 Regulación secundaria
- P.O.7.3 Regulación terciaria
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Adicionalmente a estos, cabe señalar que REE sigue trabajando en la actualización del P.O.12.2: INSTALACIONES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE Y EQUIPOS DE GENERACIÓN, CONSUMO, ALMACENAMIENTO Y SISTEMAS HVDC: REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO Y SEGURIDAD.

4. MODELIZACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN FV CON PVSYSY

Tal y como se ha especificado en el apartado 1.5, se procede a estudiar el impacto del acoplamiento de un BESS con una planta solar fotovoltaica en un rango de 10 – 100 MWn de potencia nominal. Se utiliza, como herramienta de modelización, el software **PVsyst v. 7.2.16**, con licencia de estudiante.

El alcance de este capítulo se desglosa en:

1. Diseño de planta solar fotovoltaica “utility-scale” a la cual asociar un BESS de tamaño a determinar. Obtención del rendimiento horario de la planta para un año meteorológico típico (TMY, por sus siglas en inglés).
2. Establecimiento de rangos de costes representativos de la inversión requerida hoy en día en España para construcción y mantenimiento de plantas solares FV.
3. Determinación de ratios adecuados, representativos de las características de la planta y de la irradiación solar disponible, para permitir extrapolar los resultados obtenidos a otras plantas dentro del rango a estudiar.
4. Estudio de las posibilidades que ofrece el módulo Storage de PVsyst, para modelizar un BESS destinado a venta de energía en modo de arbitraje de precios y discriminación horaria.

4.1. Diseño de planta de generación FV

El diseño de plantas FV “utility-scale” puede variar considerablemente en función de la localización geográfica, orografía, terreno disponible, elección de equipos principales (módulos FV, inversores, seguidores) y auxiliares (balance de sistema: BoS por sus siglas en inglés), ratio de superficie panel / suelo (GCR, por sus siglas en inglés), preferencias del promotor, etc. El diseño de una planta de generación FV realizado en este apartado constituye un punto de partida para modelizar adecuadamente una producción solar representativa para España, calculando sensibilidades a aquellos parámetros que tengan una mayor influencia en la producción final de energía de la planta.

Las premisas de partida utilizadas para el diseño son:

- Base de datos de irradiación: PVGIS
- Módulos FV bifaciales Longi Solar LR5-66 HIBD PERC half-cut de 500 Wp
- Inversores string Solarmax 500RX de 500 kW
- Seguidores a un eje horizontales, orientación N-S, con sistema de backtracking

- Albedo: 0.300
- Ausencia de sombras por obstáculos lejanos
- Sin limitación de evacuación de energía por el POI

Se retendrán los siguientes parámetros para calcular sensibilidades a la producción final de energía, por considerarse que son aquellos que tienen mayor influencia en dicho parámetro y en el coste de las plantas:

- Irradiación media anual disponible (en términos de GHI)
- Potencia nominal (MWn)
- Ratio CC/CA
- GCR

La Tabla 7 muestra los valores de cada parámetro entre los cuales se calcularán resultados de producción final, siendo $3^4 = 81$ el número total de resultados calculados. Cada uno de estos resultados tendrá un CAPEX y OPEX asociado, según las referencias del apartado 4.2 y la metodología explicada en el apartado 5.2.

GHI (kWh/m ² /día)	Pnom (MWn)	Ratio CC/CA	GCR
4.5	10	1.10	0.25
4.7	55	1.20	0.30
4.9	100	1.30	0.35

Tabla 7: Valores utilizados para cálculo de producción final de energía de la planta PV. Elaboración propia.

- Los límites inferior y superior de Pnom se corresponden con los establecidos en el apartado 1.5.
- Los valores de GHI se corresponden con los percentiles 25%, 50% (mediana) y 75% de GHI medio en España, según Global Solar Atlas [2]. Ver Ilustración 10.
- Los valores de Ratio CC/CA se han elegido para representar plantas con una alta relación de módulos FV a capacidad de inversores, con objeto de determinar las ventajas que eso pueda tener para destinar energía a la carga de baterías, a cambio de reducir la capacidad de inversores (ventaja para acoplamiento de BESS en CC).
- Los valores de GCR se han elegido para simular el compromiso que tiene que hacer todo promotor entre la superficie de terrenos disponible y la potencia máxima que espera instalar en los mismos, teniendo en cuenta las pérdidas por sombreado cercano que conlleva retener un GCR elevado.

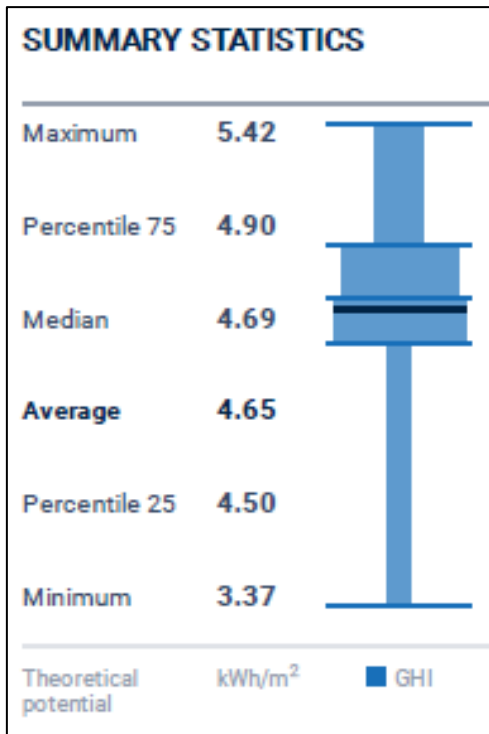


Ilustración 10: Estadísticas de GHI en España. Fuente [2]

4.2. Costes de referencia de plantas de generación FV

Los costes de plantas de generación FV se encuentran en constante evolución, con una marcada tendencia bajista en las últimas dos décadas. En el marco de este trabajo, se ha tomado como fuente primaria una referencia del año 2021 desglosada específicamente para España, y relativa a plantas equipadas con seguidores a 1 eje:

CAPEX (€/kWp)		OPEX (€/kWp/año)
Equipos ⁵	Costes generales ⁶	
533	253	10

Tabla 8: CAPEX y OPEX de plantas FV en España equipadas con seguidores a 1 eje, año 2021. Fuente: Elaboración propia a partir de [26]

Para poder diferenciar adecuadamente los costes asociados a las simulaciones realizadas, es necesario desglosar el CAPEX de equipos instalados con un mayor nivel de detalle. Se utilizará el siguiente desglose porcentual:

⁵ Módulos FV, inversores, seguidores y BoS

⁶ Desarrollo, diseño, financiación, gestión del EPC, instalación

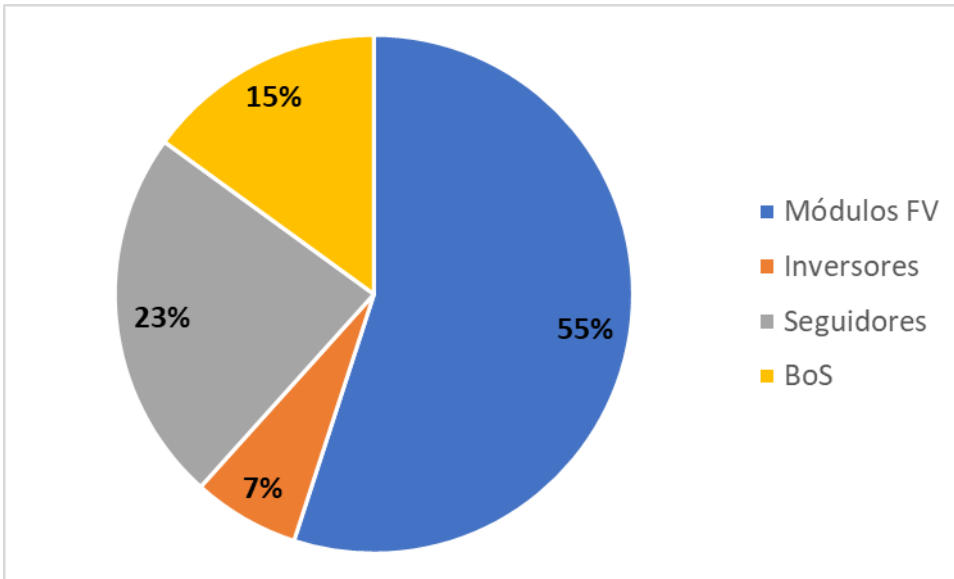


Ilustración 11: Desglose de CAPEX de equipos. Fuente: elaboración propia a partir de [27]

A partir del desglose propuesto en la Ilustración 11, los costes de la Tabla 8 quedarían de la siguiente manera:

CAPEX (€/kWp)					OPEX (€/kWp/año)
Módulos FV	Inversores	Seguidores a 1 eje	BoS	Costes generales	
293	36	124	80	253	10

Tabla 9: CAPEX y OPEX de plantas FV en España, año 2021, CAPEX de equipos desglosado. Fuente: Elaboración propia

En el caso de los OPEX, es relevante tener en cuenta el impacto que tiene retener una mayor o menor superficie de terreno para situar la planta de generación FV. Como referencia, se ha retenido un valor de 1550 €/Ha/año, correspondiente a un valor medio estimado de alquiler de terrenos en Zona 4 de irradiación solar en España, para implantación de plantas de generación FV [28].

4.3. Capacidades de módulo Storage de PVsyst

PVsyst en su versión 7.2.16 permite hibridar almacenamiento con baterías al diseño de la planta de generación FV. Lo hace ofreciendo al diseñador tres estrategias de uso, analizadas a continuación:

1. Autoconsumo

Requiere la definición de un perfil de consumo asociado al modelo. Las baterías se cargan tan pronto como la producción de la planta FV es superior al consumo instantáneo, y se descargan para satisfacer el consumo cuando la producción de la planta FV no es suficiente. No se vierte energía de las baterías a la red en ningún momento.

Este modo no otorga al usuario control sobre las horas de carga o de descarga de la batería. No es adecuado para modelización de BESS destinado a venta de energía en modo de arbitraje de precios y discriminación horaria.

2. Peak shaving

PVsyst simula una limitación en la capacidad de inyección en el POI, de modo que las baterías se cargan cuando la producción nominal a la salida de inversores excede dicha limitación para minimizar pérdidas por vertido. Se entiende que estamos ante un acoplamiento en CA, puesto que el programa pide definir ciertas características del inversor para conectar las baterías a la red (es decir, que las baterías no usan los inversores de la planta FV).

Este modo permite al usuario elegir entre cuatro estrategias de descarga a la red:

- En cuanto la producción de la planta FV cae por debajo de la limitación del POI
- Después de la puesta de sol
- A partir de una hora específica
- Dentro de un rango horario específico

No permite al usuario controlar la hora de carga de las baterías, la hora de descarga debe mantenerse fija (o dentro de un rango no controlable) permanentemente, e impone una limitación en el POI que no se corresponde con las premisas retenidas en este trabajo. No es adecuado para modelización de BESS destinado a venta de energía en modo de arbitraje de precios y discriminación horaria.

3. Modo isla para redes débiles

PVsyst ofrece la posibilidad de simular el uso de baterías cuando un consumidor asociado a la producción de la planta FV no tiene acceso a energía de la red. Exige definir un perfil de consumo asociado al modelo, así como la indisponibilidad de la red. Las baterías se cargan cuando la producción de la planta FV excede las necesidades instantáneas de consumo, y se descargan cuando la red no está disponible o para

minimizar el consumo de la red (los límites inferiores de SOC para descarga son diferentes para cada caso).

Este modo no otorga al usuario control sobre las horas de carga o de descarga de la batería. No es adecuado para modelización de BESS destinado a venta de energía en modo de arbitraje de precios y discriminación horaria.

Por las razones anteriormente explicadas, no se ha utilizado el módulo Storage de PVsyst para las simulaciones realizadas en el marco de este trabajo.

5. METODOLOGÍA Y CÁLCULOS

5.1. Cálculos de producción final de energía de las plantas de generación FV

Mediante el uso de la herramienta PVsyst se ha calculado la producción final de energía correspondiente a las 81 variantes presentadas en la Tabla 7.

Para simular las variantes con los valores de GHI retenidos, se han utilizado los siguientes emplazamientos:

GHI (kWh/m ² /día)	Localización	Latitud (dec.)	Longitud (dec.)
4.49	Aldeaseñor (Soria)	41.8665	-2.3016
4.70	Berbegal (Huesca)	41.9300	0.0200
4.89	Almorchón (Badajoz)	38.6501	-5.2734

Tabla 10: Emplazamientos retenidos para cálculos de producción final de energía

Para simular las variantes con los valores de P_{nom} retenidos, se ha establecido en la sección System el número exacto de inversores correspondiente a dicho valor, expresado en potencia CA nominal.

Para simular las variantes con los valores de ratio CC/CA retenidos, se ha modificado el número de strings de módulos FV para alcanzar el valor de potencia CC nominal que más se aproxima al valor potencia CA nominal x ratio CC/CA.

Para simular las variantes con los valores de GCR retenidos, se han utilizado los siguientes valores de *pitch*⁷ en la sección Near shadings de PVsyst:

GCR	Pitch (m)
0.25	9.15
0.30	7.57
0.35	6.54

Tabla 11: Valores de pitch utilizados para cálculos de producción final de energía

⁷ Distancia entre dos filas de seguidores de una planta solar FV

El área total ocupada ha sido estimada generando una escena de proporciones cuadradas en la sección Near shadings, de un array de seguidores dispuestos según un eje N-S y con el *pitch* correspondiente.

5.2. Estimación de costes de las plantas de generación FV

A partir de los datos presentados en el apartado **4.2**, se ha asociado un CAPEX y OPEX anual a cada una de las 81 variantes de la Tabla 7.

Para el cálculo de CAPEX, se ha considerado que las variantes con ratio CC/CA de 1.20 son referencia, de modo que para ellas se ha multiplicado directamente el valor total de CAPEX expresado en €/kWp de la Tabla 9 a la potencia CC nominal correspondiente. Para las variantes con ratios CC/CA de 1.10 y 1.30, se ha considerado un decremento e incremento de costes correspondiente al menor y mayor número de módulos FV respectivamente, con relación a la variante con ratio CC/CA de 1.20. En estos casos, se ha retenido para el cálculo del decremento / incremento solamente el valor de CAPEX en €/kWp correspondiente a Módulos FV, Seguidores a 1 eje y BoS – considerando que el no. de inversores no varía respecto a la variante con ratio CC/CA de 1.20, y que los costes generales de desarrollo y gestión no variarían linealmente en función de la potencia nominal CC, respecto a la referencia.

Para el cálculo de OPEX, se ha multiplicado directamente el valor total de OPEX expresado en €/kWp de la Tabla 9 a la potencia CC nominal correspondiente de cada variante. Adicionalmente, para las variantes con GCR de 0.25 y 0.35, se ha considerado un incremento y decremento de costes anuales de alquiler correspondientes a la mayor y menor superficie de terrenos retenidos respectivamente, con relación a la variante con GCR de 0.30. En estos casos, se ha retenido para el cálculo del incremento / decremento el coste de alquiler de terrenos presentado en el apartado **4.2**, aplicado a la diferencia en la superficie de terrenos respecto a la variante con GCR 0.30.

5.3. Resultados de producción final y costes de las variantes retenidas

1			2			3			4			5			6			7			8			9		
P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR
10	1.10	0.25	10	1.10	0.30	10	1.10	0.35	10	1.20	0.25	10	1.20	0.30	10	1.20	0.35	10	1.30	0.25	10	1.30	0.30	10	1.30	0.35
Area	21	Ha	Area	17	Ha	Area	15	Ha	Area	22	Ha	Area	18	Ha	Area	16	Ha	Area	24	Ha	Area	20	Ha	Area	17	Ha
Prod.	22534	MWh/yr	Prod.	22130	MWh/yr	Prod.	21719	MWh/yr	Prod.	24278	MWh/yr	Prod.	23861	MWh/yr	Prod.	23433	MWh/yr	Prod.	25618	MWh/yr	Prod.	25189	MWh/yr	Prod.	24758	MWh/yr
PR	0.900		PR	0.895		PR	0.890		PR	0.889		PR	0.884		PR	0.880		PR	0.866		PR	0.862		PR	0.859	
CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME
OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.14	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr

Tabla 12: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.5 kWh/m²/año (Aldeaseñor)

1			2			3			4			5			6			7			8			9		
P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR
10	1.10	0.25	10	1.10	0.30	10	1.10	0.35	10	1.20	0.25	10	1.20	0.30	10	1.20	0.35	10	1.30	0.25	10	1.30	0.30	10	1.30	0.35
Area	21	Ha	Area	17	Ha	Area	15	Ha	Area	22	Ha	Area	18	Ha	Area	16	Ha	Area	24	Ha	Area	20	Ha	Area	17	Ha
Prod.	23319	MWh/yr	Prod.	22912	MWh/yr	Prod.	22513	MWh/yr	Prod.	25236	MWh/yr	Prod.	24814	MWh/yr	Prod.	24395	MWh/yr	Prod.	26666	MWh/yr	Prod.	26235	MWh/yr	Prod.	25814	MWh/yr
PR	0.892		PR	0.886		PR	0.881		PR	0.885		PR	0.880		PR	0.875		PR	0.863		PR	0.859		PR	0.855	
CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME
OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.14	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr

Tabla 13: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.7 kWh/m²/año (Bergal)

1			2			3			4			5			6			7			8			9		
P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR	P.AC	CC/CA	GCR
10	1.10	0.25	10	1.10	0.30	10	1.10	0.35	10	1.20	0.25	10	1.20	0.30	10	1.20	0.35	10	1.30	0.25	10	1.30	0.30	10	1.30	0.35
Area	21	Ha	Area	17	Ha	Area	15	Ha	Area	22	Ha	Area	18	Ha	Area	16	Ha	Area	24	Ha	Area	20	Ha	Area	17	Ha
Prod.	23942	MWh/yr	Prod.	23527	MWh/yr	Prod.	23113	MWh/yr	Prod.	25898	MWh/yr	Prod.	25461	MWh/yr	Prod.	25027	MWh/yr	Prod.	27352	MWh/yr	Prod.	26906	MWh/yr	Prod.	26471	MWh/yr
PR	0.883		PR	0.878		PR	0.873		PR	0.876		PR	0.871		PR	0.867		PR	0.854		PR	0.850		PR	0.847	
CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	8.9	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.4	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME	CAPEX	9.9	MME
OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.11	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.12	MME/yr	OPEX	0.14	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr	OPEX	0.13	MME/yr

Tabla 14: Producción final de energía, CAPEX y OPEX. Variantes GHI 4.9 kWh/m²/año (Almorchón)

5.4. Precios de venta de energía para análisis económico

A través de la página web <https://www.esios.ree.es/es>, REE en calidad de TSO del sistema eléctrico español pone a disposición de cualquier persona la información pública resultado de los procesos de operación bajo su responsabilidad. Eso incluye información sobre resultados de los distintos mercados, programaciones y casaciones de precios.

Para estimar los ingresos de las plantas FV modelizadas, incluyendo los que pueden generar BESS asociados a dichas plantas, se opta por definir una serie de 25 años basados en los precios horarios realizados en los años 2018, 2019, 2020 y 2021 en el mercado spot diario español, serie repetida cada 4 años. Se han seleccionado estos años por ser una referencia reciente, y por ser representativos de niveles de precios (en términos medios anuales) “bajos” (2020: 39.11 €/MWh), “medios” (2019: 52.40 €/MWh), “altos” (2018: 63.44 €/MWh) y “muy altos” (2021: 117.51 €/MWh) [29]; es una hipótesis razonable que en el curso de la vida útil de una instalación haya una cierta variabilidad en el nivel de precios del mercado spot. En el caso del año 2020, se ha optado por desechar el día 29 de febrero para poder casar los precios horarios con las producciones horarias calculadas por PVsyst, que se corresponden a un año con 365 días.

Para maximizar los ingresos realizables a través de los BESS asociados a las plantas FV, conviene cargarlos en las horas del día en las que, habiendo suficiente generación de energía a través de la planta FV, el precio horario spot sea menor. Es decir, minimizando el lucro cesante de la planta FV por cargar las baterías en vez de vender esa energía directamente al mercado. Por otro lado, conviene descargar los BESS en las horas en las que el precio horario spot sea mayor.

Se ha realizado un análisis, para cada uno de los años retenidos, de las horas del día en las que con más frecuencia se realizaron precios spot máximos y mínimos:

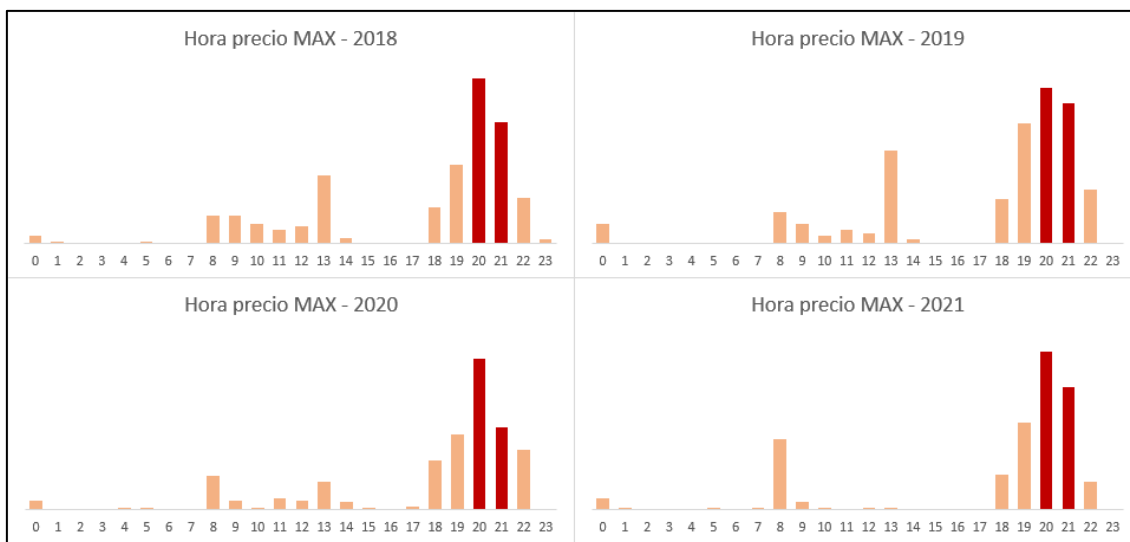


Ilustración 12: Frecuencia de precios horarios máximos, años 2018-2021. Fuente: elaboración propia a partir de [29]

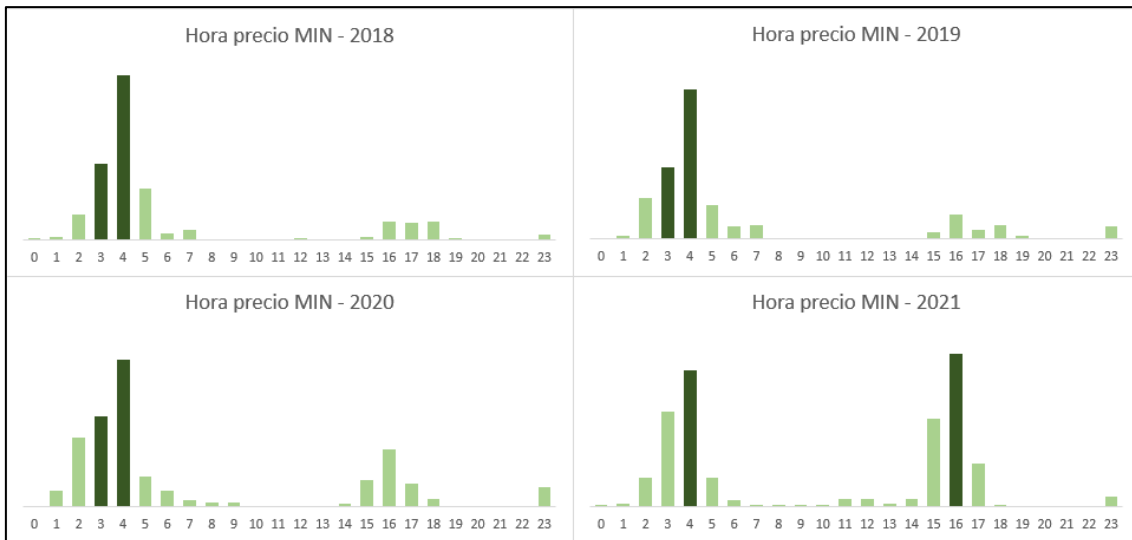


Ilustración 13: Frecuencia de precios horarios mínimos, años 2018-2021. Fuente: elaboración propia a partir de [29]

Como se puede observar en la Ilustración 12, en los años estudiados los precios spot máximos se dieron con mayor frecuencia en las franjas horarias de las 20.00 y de las 21.00. A esas horas la producción de energía de las plantas solares FV es nula o casi nula durante todo el año, por tanto se puede considerar que la evacuación de energía por parte de los BESS no competiría con la evacuación de energía de la planta solar FV – tanto en lo que se refiere al uso de la capacidad de los inversores de la planta (en caso de haber optado por un acoplamiento en CC), como a la evacuación a través del POI. Por tanto, se retienen las franjas horarias de 20.00 y 21.00 para simular la descarga de los BESS a efectos del análisis de rentabilidad.

En cuanto a la hora ideal para realizar la carga del BESS, en la Ilustración 13 se puede observar que los precios spot mínimos en los años estudiados se dieron con mayor frecuencia en las franjas de las 3.00 y las 4.00 – con la excepción del año 2021, en el que la franja horaria en la que con mayor frecuencia se dio el mínimo precio spot fue las 16.00. Posiblemente sea una consecuencia de la cada vez mayor potencia instalada de plantas solares FV en España y una sobreoferta de dichas plantas en las horas centrales del día. En todo caso, la carga de BESS no puede realizarse entre las 3.00 y las 4.00 por falta de recurso solar, por tanto se retendrán las franjas horarias de 15.00 y 16.00 para simular la carga de los BESS a efectos del análisis de rentabilidad.

5.5. Dimensionamiento de BESS para planta de generación FV

Como se ha planteado en el apartado 2.4, la inversión necesaria para instalar un BESS hoy en día es consecuente y del mismo orden de magnitud que la necesaria para una planta de generación FV, en términos de €/kWh de capacidad instalada. El objetivo de este trabajo es dimensionar un BESS asociado a una planta de generación FV, por tanto se tomarán las métricas de esta última como referencia para proponer las dimensiones del BESS a considerar. En general, el CAPEX necesario para instalar un BESS se expresa globalmente en términos de capacidad instalada (€/kWh) antes que en términos de potencia instalada (€/kW), a pesar de que el coste de ciertas partidas del BESS está más directamente relacionado con la potencia que con la capacidad [23]. Se mantendrá en este trabajo la expresión de los CAPEX totales de BESS en términos de capacidad instalada (€/kWh), si bien el cálculo se realizará proyectando por separado los componentes que escalan con la energía y los que escalan con la potencia, tal y como se propone en el apartado 2.4.

Para rentabilizar al máximo la inversión, se procurará maximizar la tasa de uso diario del BESS, teniendo en cuenta que para la carga será necesario detraer energía que, de otro modo, sería vendida a mercado directamente por la planta PV. Para minimizar este lucro cesante de la planta PV, la del BESS se limita a los periodos horarios 15.00-16.00 y 16.00-17.00, tal y como se ha explicado en el apartado 5.4. Por tanto, la capacidad del BESS debe ser limitada respecto a la evacuación de energía máxima teórica de la planta PV, para maximizar el uso del BESS en los meses de menor irradiación solar. Para cada diseño de planta de generación FV considerado en la Tabla 7, se utilizarán los siguientes parámetros de sensibilidad para el BESS:

Potencia de BESS relativa a Pnom de la planta FV	Capacidad de BESS expresada en horas, relativa a la potencia de BESS retenida
25% x Pnom	0.5h
	1h
	2h

Tabla 15: Parámetros utilizados para dimensionamiento de BESS asociado a planta PV. Elaboración propia.

Por ejemplo, en el caso de una planta FV de 10 MW de potencia nominal, se considerarán BESS con una potencia de 2.5 MW y con las siguientes capacidades:

- 1.25 MWh
- 2.5 MWh
- 5 MWh

La RTE de un BESS de ion-litio se sitúa en el rango del 85%-95%, y la tasa de auto descarga en 0.1% - 0.3% al día [9]. Para llevar a cabo las estimaciones de ingresos pertinentes en este trabajo, se ha retenido una RTE del 90% y una tasa de auto descarga nula (considerando que el tiempo que las baterías estén cargadas será inferior a 12 horas, y en aras de la simplificación del modelo).

En el marco de este trabajo, se ha retenido un acoplamiento del BESS a la planta en CC (ver apartado **2.3**). Esto permite optimizar los ingresos atribuibles a los BESS, al cargar parte de las baterías con la producción de los módulos que no puede ser evacuada por los inversores por saturación de capacidad (aprovechamiento de *clipping*).

6. RESULTADOS

Para determinar el dimensionado óptimo de un BESS asociado a la tipología de plantas asociadas, se procede en el orden siguiente:

1. Estimación de ingresos anuales que cada planta PV hubiese obtenido, para la serie de 4 años definida en el apartado 5.4, vendiendo toda la energía producida al mercado sin participación de BESS – es decir, casando los precios horarios realizados con la energía volcada a la red por la planta en las mismas horas.
2. Estimación de ingresos anuales que cada BESS asociada a dicha planta hubiese obtenido, para las dimensiones propuestas en la Tabla 15 y para cada año “tipo” definido en el apartado 5.4, cargando y descargando energía en las horas propuestas en el apartado 5.4. Esta estimación será expresada como diferencia relativa a los ingresos base de la planta PV sin BESS.

Los ingresos calculados en los puntos 1. y 2. serán utilizados como referencia para análisis económico de las diferentes alternativas.

6.1. Ingresos medios anuales de las plantas PV, sin BESS

Para cada configuración de planta PV definida en el apartado 4.1, se ha procedido a generar un fichero Output con los valores horarios de la simulación, correspondientes a un año TMY. Se han seleccionado las siguientes variables de salida:

Variable	Definición
GlobInc	Energía global incidente en el plano del colector
GlobEff	Energía efectiva global, corregida para IAM y sombreado
EArray	Energía efectiva a la salida de los módulos FV
IL_Pmax	Pérdidas en el inversor por saturación de potencia de salida (<i>clipping</i>)
EOutInv	Energía efectiva a la salida de los inversores
E_Grid	Energía inyectada en la red
PR	Ratio PR

Tabla 16: Variables de salida de simulaciones horarias realizadas en PVsyst

En cada fichero generado (81 en total) se ha calculado los ingresos anuales resultantes de casar las producciones horarias de las plantas PV con los precios horarios de los años 2018 - 2021, como se muestra en la Ilustración 14:

PVSYST 7.2.16																					
File	File date	Description																			
Project	TFM-GHI	413/07/22	TFM-GHI 4.7 (Berbegal)																		
Geographical Site	Berbegal	13/07/22	Berbegal (Spain		Europe																
Meteo data	Berbegal_27	02/22	Berbegal (PVGIS api TMY																		
Simulation variant	TFM-GHI	412/07/22	P.AC.55 - CC/CA.1.2 - GCR 0.30																		
Simulation date	14/07/22 13h00																				
Simulation:	Hourly val	from 01/1/20 to 31/12/20																			
date	GlobInc W/m²	GlobEff W/m²	EArray kW	IL_Pmax kW	EOutInv kW	E_Grid kW	PR ratio	2018			2019			2020			2021				
								€/MWh	€	TOTAL (M€)	€/MWh	€	TOTAL (M€)	€/MWh	€	TOTAL (M€)	€/MWh	€	TOTAL (M€)		
01/01/1990 0:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	20.76	-1.83		8.95	71.62	-6.32		7.34	45.43	-4.01		5.16	54.98	-4.85
01/01/1990 1:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	19.02	-1.68			71.78	-6.33			42.65	-3.76			53.13	-4.69
01/01/1990 2:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	17.9	-1.58			71.92	-6.34			41.89	-3.69			50.2	-4.43
01/01/1990 3:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	20.88	-1.84			69.37	-6.12			38.72	-3.41			45.46	-4.01
01/01/1990 4:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	18.83	-1.66			66.36	-5.85			38.05	-3.36			42.98	-3.79
01/01/1990 5:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	15.8	-1.39			63.28	-5.58			37.23	-3.28			42.55	-3.75
01/01/1990 6:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	18.7	-1.65			64.07	-5.65			37.34	-3.29			42.08	-3.71
01/01/1990 7:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	19.97	-1.76			68.03	-6.00			36.9	-3.25			42.07	-3.71
01/01/1990 8:00	0	0	0	0	-4.4	-88.194	1	21.01	-1.82			68.88	-6.07			38.13	-3.36			43.00	-3.70

Ilustración 14: Ejemplo de cálculo de ingresos anuales de planta PV. Elaboración propia

6.2. Ingresos medios anuales de las plantas PV, con BESS

Para cada una de las 81 variantes de configuración de planta PV, se han modelizado 3 sub-variantes de BESS asociado, con los criterios establecidos en la Tabla 15.

Para modelizar los ingresos diferenciales atribuibles a los BESS asociados a las plantas PV, se ha seguido el proceso siguiente:

- Carga de las baterías con la energía que habría sido vertida por efecto *clipping*, hasta el periodo horario 19.00 – 20.00. Se toman los valores de la variable IL_Pmax de PVsyst.
- Carga adicional en el periodo horario 15.00 – 17.00, con parte de la energía que habría sido evacuada de otro modo a través de los inversores. Se minoran los valores de la variable EOutInv de PVsyst.
- La descarga se lleva a cabo en el periodo horario 20.00 – 22.00, minorando la energía vertida con un factor del 10% para simular la RTE de los BESS.
- El lucro cesante de la planta PV por cargar las baterías se calcula tomando la energía cargada en las baterías, adicional a la disponible por efecto *clipping*, minorada con un factor del 1% para simular las pérdidas que habría sufrido dicha energía por eficiencia del inversor, para evacuar en la red (paso de EOutInv a E_Grid).
- Para calcular la carga y descarga de los BESS se ha tenido en cuenta la potencia nominal de los mismos, para no cargar / descargar en el periodo de una hora más capacidad que la que puede absorber / entregar el BESS.

# Variante	124		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Con BESS	1	Ingresos PV		7.48	5.36	14.84	9.68	8.10	5.81	16.06	10.48	8.77
		Ingresos BESS		0.028	0.026	-0.242	0.031	0.031	0.029	-0.262	0.034	0.033
Inflación anual	2%	OPEX PV		-0.67	-0.69	-0.70	-0.71	-0.73	-0.74	-0.76	-0.77	-0.79
Vida útil instalación	25	OPEX BESS		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos	25%	CAPEX PV	-51.9									
Vida deuda	15	CAPEX BESS	-4.8									
Apalancamiento	70%											
Tipo de interés	2.5%	EBITDA	0.0	6.84	4.70	13.90	9.00	7.40	5.09	15.04	9.74	8.01
WACC	5%	Amortización CAPEX		-2.27	-2.27	-2.27	-2.27	-2.27	-2.27	-2.27	-2.27	-2.27
		EBIT		4.57	2.44	11.63	6.73	5.14	2.82	12.77	7.47	5.75
		Intereses deuda		-0.99	-0.94	-0.88	-0.82	-0.76	-0.70	-0.64	-0.57	-0.51
		EBT		3.58	1.50	10.75	5.91	4.37	2.12	12.14	6.90	5.24
		Impuestos		-0.89	-0.37	-2.69	-1.48	-1.09	-0.53	-3.03	-1.73	-1.31
		R. NETO		2.68	1.12	8.06	4.43	3.28	1.59	9.10	5.18	3.93
		DEUDA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Importe del préstamo	39.7									
		Pago a la entidad		3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
		Intereses		0.99	0.94	0.88	0.82	0.76	0.70	0.64	0.57	0.51
		Amortización deuda		2.21	2.27	2.33	2.38	2.44	2.50	2.57	2.63	2.70
		Amortización acumulada		2.21	4.48	6.81	9.19	11.63	14.14	16.71	19.34	22.03
IRR ACCIONISTA	24%	INGRESOS TOTALES		7.51	5.39	14.60	9.72	8.13	5.84	15.80	10.52	8.80
VAN@WACC	62.3	OPEX		-0.67	-0.69	-0.70	-0.71	-0.73	-0.74	-0.76	-0.77	-0.79
VAN@0% (FCL)	150.1	IMPUESTOS		-0.89	-0.37	-2.69	-1.48	-1.09	-0.53	-3.03	-1.73	-1.31
		CAPEX FONDOS PROPIOS	-17.0									
		SERVICIO DE LA DEUDA		-3.21	-3.21	-3.21	-3.21	-3.21	-3.21	-3.21	-3.21	-3.21
		FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	-17.0	2.74	1.12	8.00	4.32	3.10	1.36	8.80	4.81	3.50

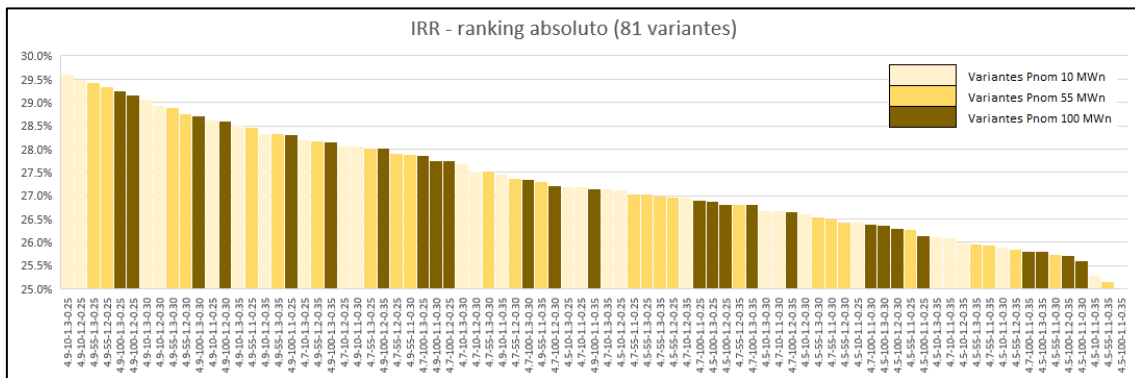
Ilustración 17: Ejemplo de cálculo de rentabilidad. Elaboración propia

7. CONCLUSIONES

A continuación⁸, se analizan los resultados obtenidos en el capítulo 6:

7.1. Configuración óptima de planta PV, sin BESS asociado

Estableciendo un ranking absoluto entre las 81 variantes de estudiadas (ver Ilustración 18), podemos comprobar que la mayor rentabilidad del accionista (IRR) se obtiene con una planta de 10 MWn, en una localización con la mayor irradiación posible (GHI 4.9 kWh/m²/año), con el mayor ratio CC/CA (1.3) y el menor GCR. Los mayores valores actuales netos (VAN) se obtienen para las plantas de 100 MWn, seguidos de las plantas de 55 MWn y luego de las plantas de 10 MWn.



juntar excesivamente las filas (ver en la Ilustración 19, variante 4.7-55-1.1-0.25 vs. 4.7-55-1.3-0.35).

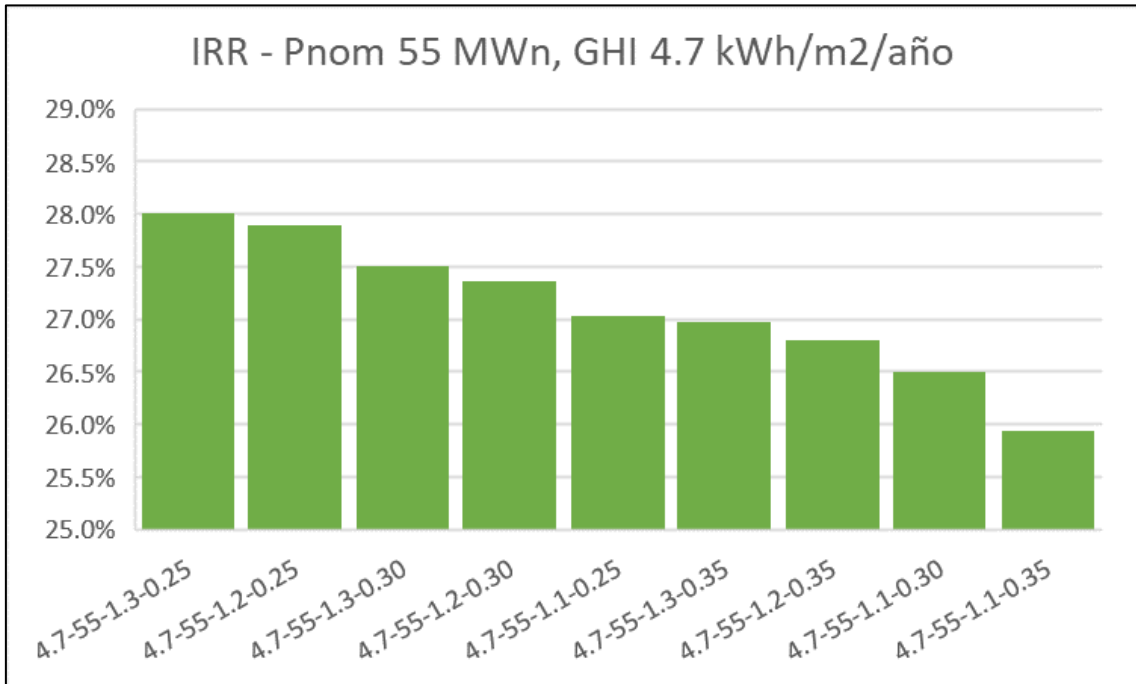


Ilustración 19: IRR de variantes Pnom 55 MWn, GHI 4.7 kWh/m²/año. Elaboración propia

Ampliando el rango de análisis para incluir todas las variantes de una potencia nominal dada (puesto que ésta marca el orden de magnitud de la inversión requerida), podemos comprobar en la Ilustración 20 que no siempre la mejor localización (en términos de irradiación solar media anual) arroja los mejores resultados. En caso de que un promotor en una localización óptima tenga restringido el espacio disponible, obligándole a juntar más los módulos u optar por un menor ratio CC/CA, le puede ser más conveniente optar por una localización con menor irradiación solar pero menores restricciones de terreno.

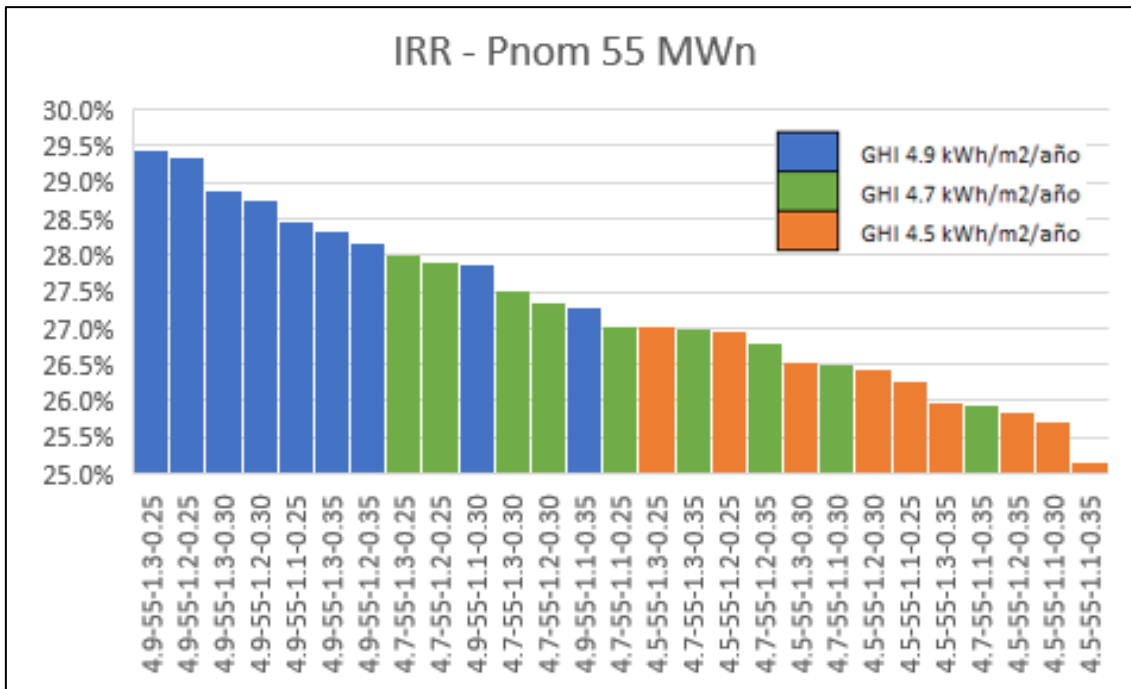


Ilustración 20: IRR de todas las variantes de Pnom 55 MWn. Elaboración propia

7.2. Configuración óptima de BESS asociado a una planta PV

El análisis realizado en el marco de este trabajo muestra que, en todas las sub-variantes analizadas, asociar un BESS a una planta PV supone una destrucción de valor para el accionista. Con la modelización de ingresos de un BESS descrita en el apartado 6.2, y los niveles de CAPEX y OPEX requeridos hoy en día (descritos en el apartado 2.4), en ningún caso interesaría a un promotor hibridar una planta de generación FV con un BESS de ion-litio.

A modo de ejemplo, la Ilustración 21 muestra las rentabilidades que obtendría un promotor de una planta de Pnom 100 MWn, para todas sus variantes, en una localización con GHI de 4.7 kWh/m²/año en caso de hibridarla con BESS de varias capacidades. Queda patente la caída de rentabilidad en todos los casos, caída que es tanto mayor cuanto mayor es la capacidad de (y por tanto, la inversión en) el BESS asociado. Esta tendencia se repite en todas las variantes de plantas PV estudiadas.

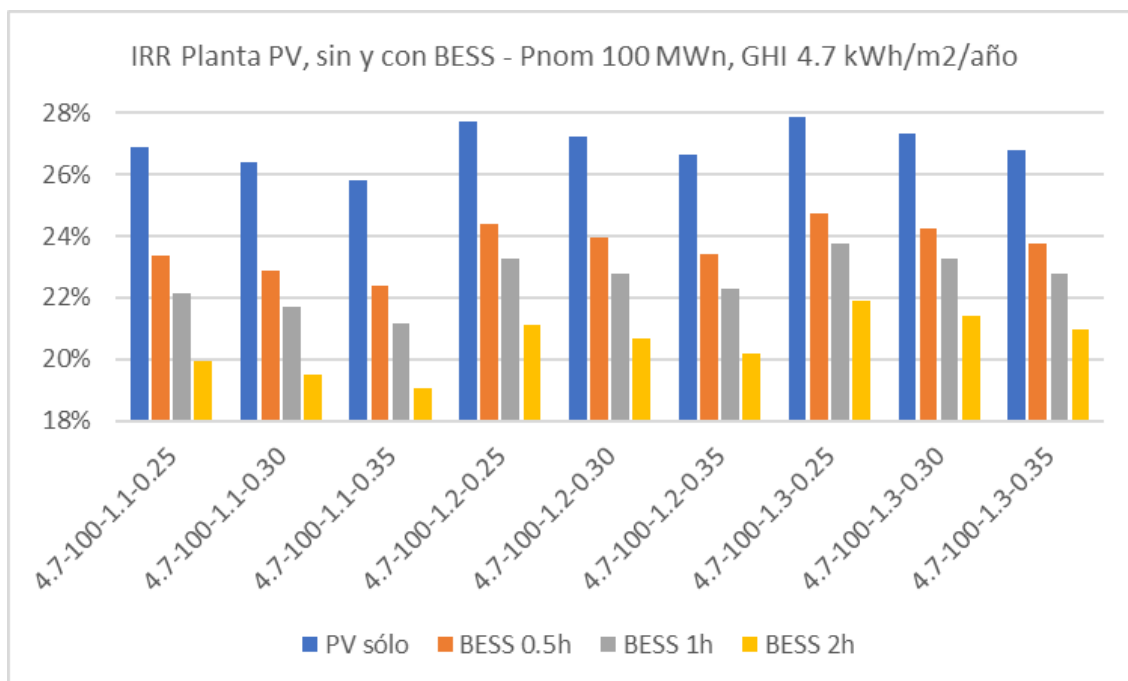


Ilustración 21: IRR de planta PV sin y con BESS de varias capacidades. Elaboración propia

Cabe señalar que los ingresos anuales obtenidos por los BESS en modalidad de arbitraje de precios, según la modelización descrita en el apartado 6.2, son reducidos y no llegan a cubrir los OPEX de los BESS. Esto se debe principalmente a que el lucro cesante sufrido por la planta PV para cargar el BESS en las horas de carga seleccionadas (15.00 y 16.00) es considerable. En el año tipo 2021, representativo de precios “muy altos”, los ingresos diferenciales realizados por los BESS serían incluso negativos.

Para aumentar ingresos de los BESS asociados a plantas de generación FV, sería necesario actuar sobre varios frentes:

- Reducir al mínimo el lucro cesante de la planta PV durante la carga del BESS
- Añadir fuentes de ingresos adicionales (mercados de servicios auxiliares)
- Reducir CAPEX y/o OPEX de los BESS

Respecto a la posibilidad de reducir o eliminar el lucro cesante de la planta PV, como podemos observar en la Ilustración 22, los diferenciales máximos de precios diarios en el mercado spot son considerablemente superiores al diferencial de precios entre las 21h y las 16h, día a día. El diferencial máximo diario realizado en el año 2018 fue, de media, de 20.4 €/MWh – mientras que el diferencial realizado ese mismo año entre las 21h y las 16h fue de 7.4 €/MWh.

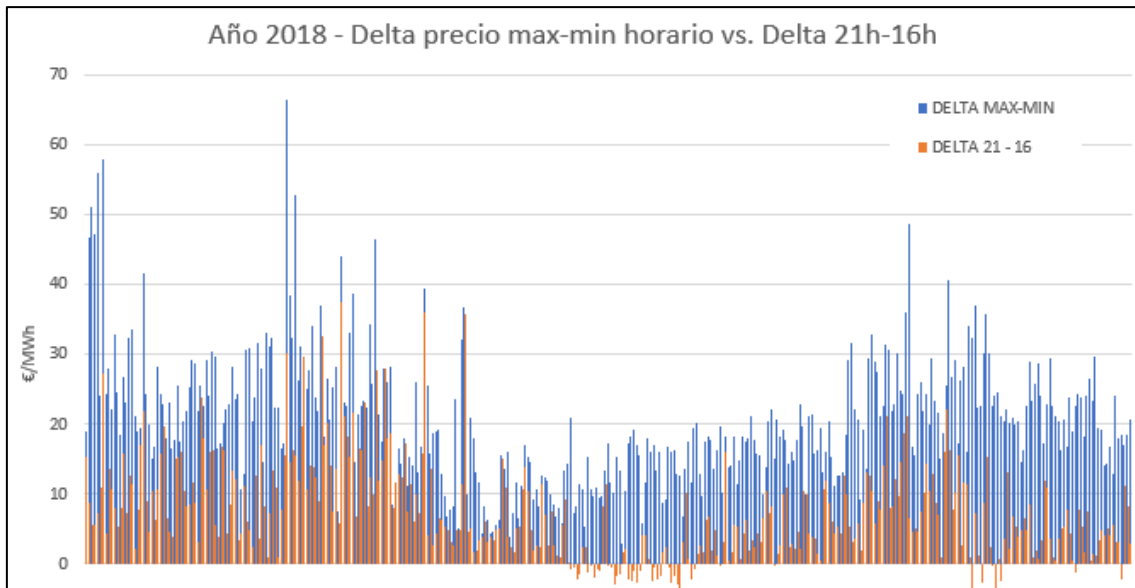


Ilustración 22: Delta de precios máximos vs. Delta 21h-16h diarios, año 2018. Fuente: elaboración propia a partir de [29]

Como podemos observar en la Ilustración 13, en el año 2018 los precios horarios mínimos se dieron entre las 3.00 y las 4.00. Para aprovechar esos precios para maximizar el arbitraje de precios, sería necesario cargar los BESS desde la red. En tal caso, ya no tendría sentido asociar el BESS a una planta de generación FV sino plantear un desarrollo de BESS independiente.

Tal y como se indicaba en el apartado 1.3, el desarrollo masivo de plantas de generación FV en España puede llevar a un escenario de fuerte canibalización de precios en las horas centrales del día, cuando toda la capacidad FV esté funcionando a pleno rendimiento y vertiendo a la red al mismo tiempo que la demanda cae por efecto del autoconsumo. En un escenario de precios nulos o casi nulos en las horas centrales del día por el efecto de canibalización antes mencionado, el lucro cesante de las plantas de generación FV en dichas horas sería mínimo y por tanto puede ser interesante reconsiderar asociar un BESS a dichas plantas. Es un escenario que, por otro lado, tendría que perpetuarse en el tiempo para poder ser usado como base de un modelo de negocio.

Por último, no podemos dejar de señalar que la inversión en BESS por parte de un promotor de plantas de generación FV puede ser visto como un coste inevitable, teniendo en cuenta que la hibridación de almacenamiento con capacidad de generación renovable puede ser una condición *sine qua non* para ganar concursos de acceso a la red de Transporte. En ese sentido, sería previsible que el promotor eligiese la configuración de menor CAPEX que le permitiese obtener la máxima puntuación.

7.3. Líneas de trabajo para futuros análisis

En relación con la modelización de plantas PV, se podrían considerar los puntos siguientes para ampliar el rango de análisis:

- Influencia de la temperatura media anual en la producción de la planta (añadir como variable adicional).
- Considerar el impacto de la infraestructura de evacuación: coste, distancia, pérdidas de energía.
- Considerar la diferencia de coste entre un acoplamiento en CC y en AC para orientar hacia opción óptima.

Respecto al modelo de negocio de los BESS asociados a las plantas PV, se podrían estudiar los siguientes puntos:

- Ampliar el rango de potencias y capacidades de BESS analizados.
- Modelizar líneas de ingresos adicionales para BESS (mercados de servicios auxiliares y futuro mercado de capacidad).
- Identificar qué escenarios de precios permitirían optimizar la viabilidad del modelo de negocio de planta PV asociada a un BESS.
- Teniendo en cuenta la tendencia general a la baja de los CAPEX de BESS, identificar el rango de costes (y el año de partida estimado) a partir del cual la hibridación planteada sería viable.

REFERENCIAS

- [1] Mendelsohn, M., Lowder, T., and Canavan, B. "Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A Technology and Market Overview". *National Renewable Energy Laboratory*, 2012. <https://doi.org/10.2172/1039803>
- [2] The World Bank Group. "Global Solar Atlas". Versión 2.7, actualizada en junio 2022. <https://globalsolaratlas.info/> [Accedido por última vez el 27/08/2022].
- [3] Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 31 de marzo de 2021, páginas 36796 a 37220. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106
- [4] Sanchís, A., Fernández, A. "El factor de apuntamiento y el efecto de canibalización en la fotovoltaica. Una perspectiva de futuro". *ALTRAN*, 2018.
- [5] ANPIER. "Los Macroparques toman España frente al modelo más distribuido de Europa". 2 de marzo de 2021. <https://anpier.org/2021/03/02/los-macroparques-toman-espana-frente-al-modelo-mas-distribuido-de-europa/> [Accedido por última vez el 22/08/2022]
- [6] Orden TED/1182/2021, de 2 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica de instalaciones de generación de procedencia renovable en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV y se procede a su convocatoria. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 3 de noviembre de 2021, páginas 133721 a 133757. <https://www.boe.es/eli/es/o/2021/11/02/ted1182>
- [7] Grupo de Interplataformas de Almacenamiento-GIA. "Almacenamiento. Estado de las Tecnologías". *Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas FUTURED*, 2015.
- [8] Maria C. Argyroua, Paul Christodoulidesb, Soteris A. Kalogirouc. "Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 94*, October 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044>
- [9] Abraham Alem Kebede, Theodoros Kalogiannis, Joeri Van Mierlo, Maitane Berecibar. "A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration". *Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 159*, May 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213>

- [10] Wang, A., Kadam, S., Li, H. et al. "Review on modeling of the anode solid electrolyte interphase (SEI) for lithium-ion batteries". *npj Computational Materials* 4, 15 (2018). <https://doi.org/10.1038/s41524-018-0064-0>
- [11] M. Obaya y M. Céspedes, "Análisis de las redes globales de producción de baterías de ion de litio: implicaciones para los países del triángulo del litio", *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2021/58), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2021.
- [12] Hesse, H.C.; Schimpe, M.; Kucevic, D.; Jossen, A. "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids". *Energies* 2017, 10, 2107. <https://doi.org/10.3390/en10122107>
- [13] Miao, Y.; Hynan, P.; von Jouanne, A.; Yokochi, A. "Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements". *Energies* 2019, 12, 1074. <https://doi.org/10.3390/en12061074>
- [14] US Energy Information Administration. "Battery storage in the United States: an update on market trends". *US Department of Energy*, July 2020. https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf
- [15] Augustine, Chad, and Blair, Nate. "Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report". *Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory*. NREL/TP-5700-78694. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>.
- [16] Picard, J.F. "Selección de inversores y baterías para autoconsumo FV". *Máster ERMA XVI*, 18 de enero de 2022, *Universidad Politécnica de Madrid*. Presentación en Powerpoint.
- [17] Hill, D.; Kleinberg, M.; Goodhand, J. "2020 Battery Performance scorecard". *DNV GL*, Diciembre 2020. <https://www.dnv.com/Publications/2020-battery-performance-scorecard-192180>
- [18] Tumino, P. "The Architecture of Battery Energy Storage Systems". *EEPower.com*, 23 de septiembre de 2020. <https://eepower.com/technical-articles/the-architecture-of-battery-energy-storage-systems/> [Accedido por última vez el 01/09/2022].
- [19] Kyeong Kim, D.; Yoneoka, S.; Zain Banatwala, A.; Kim, Y. "Handbook on battery energy storage systems". *Asian Development Bank*, diciembre 2018. <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2>
- [20] Lo Franco, F.; Morandi, A.; Raboni, P.; Grandi, G. "Efficiency Comparison of DC and AC Coupling Solutions for Large-Scale PV+BESS Power Plants". *Energies* 2021, 14, 4823. <https://doi.org/10.3390/en14164823>

- [21] Mashal, J; Sloane, T. “A battery for hire: AC vs. DC coupling for solar + energy storage projects”. 13 de abril de 2018. <https://blog.fluenceenergy.com/energy-storage-ac-dc-coupled-solar> [Accedido por última vez el 25/08/2022].
- [22] Denholm, P.; Eichman, J.; Margolis, R. “Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants” *NREL: Golden, CO, USA, 2017*. <https://doi.org/10.2172/1378439>
- [23] Cole, Wesley, A. Will Frazier, and Chad Augustine. “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update”. *Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79236*. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- [24] Asociación de Empresas de Energía Eléctrica. “Norma técnica de supervisión de la conformidad para MGE. Reglamento UE 2016/631 rev. 2.1”. *AELEC, julio 2021*. <https://aelec.es/wp-content/uploads/2021/07/20210709-NTS-SEPE-v2.1.pdf>
- [25] Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 29 de marzo de 2022, páginas 41169 a 41351. [https://www.boe.es/eli/es/res/2022/03/17/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2022/03/17/(3))
- [26] Lugo Laguna, D.; Arcos-Vargas, A.; Nuñez-Hernandez, F. “A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology”. *Sustainability 2021*, 13, 3238. <https://doi.org/10.3390/su13063238>
- [27] Ramasamy Vignesh, David Feldman, Jal Desai, and Robert Margolis. 2021. “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021”. *Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80694*. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80694.pdf>
- [28] Vozmediano Cebrián, J. R. “Expansión y características de los «huertos solares»”. 4 de marzo de 2021. <https://negocioinmo.com/expansion-y-caracteristicas-de-los-huertos-solares/> [Accedido por última vez el 05/09/2022]
- [29] Red Eléctrica Española. “ESIOS – Sistema de información del Operador del sistema”. <https://www.esios.ree.es/es/> [Accedido por última vez el 30/08/2022]

ANEXOS

- Base de datos de todos los resultados obtenidos, gráficos generados y modelo financiero
→ [BDD de resultados, gráficos y modelo financiero.xlsx](#)

- Cálculo de ingresos con y sin BESS, variante: GHI 4.5-55-1.2-0.30
→ [Ejemplo cálculo ingresos - GHI 4.5 P.AC 55 - CC-CA 1.2 - GCR 0.30.xlsx](#)

- Cálculo de ingresos con y sin BESS, variante: GHI 4.7-100-1.1-0.30
→ [Ejemplo cálculo ingresos - GHI 4.7 P.AC 100 - CC-CA 1.1 - GCR 0.30.xlsx](#)

- Cálculo de ingresos con y sin BESS, variante: GHI 4.9-10-1.3-0.25
→ [Ejemplo cálculo ingresos - GHI 4.9 P.AC 10 - CC-CA 1.3 - GCR 0.25.xlsx](#)

- Precios horarios realizados en el mercado Spot de electricidad en la España peninsular, entre los años 2018 y 2021
→ [Precios horarios ESIOS 2018 – 2021.xlsx](#)

- Proyectos PVSyst completos, variantes GHI 4.5 (Aldeaseñor) – 27 ficheros
→ [Proyectos PVSyst - GHI 4.5 – ALDEALSEÑOR.zip](#)

- Proyectos PVSyst completos, variantes GHI 4.7 (Berbegal) – 27 ficheros
→ [Proyectos PVSyst - GHI 4.7 – BERBEGAL.zip](#)

- Proyectos PVSyst completos, variantes GHI 4.9 (Almorchón) – 27 ficheros
→ [Proyectos PVSyst - GHI 4.9 – ALMORCHÓN.zip](#)