

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

**"Sistemas de almacenamiento de Energías
Renovables para la mejora de la integración
en sistemas conectados a red"**

Autor Javier Trujillo del Arco

Tutor Dr. Juan Fernando Figueras Torres

Septiembre 2020

La publicación de este Trabajo de Fin de Máster solo implica que el estudiante ha obtenido al menos la nota mínima exigida para superar la asignatura correspondiente, no presupone que su contenido sea correcto, aunque si aplicable. En este sentido, la ULL no posee ningún tipo de responsabilidad hacia terceros por la aplicación total o parcial de los resultados obtenidos en este trabajo. También pone en conocimiento del lector que, según la ley de protección intelectual, los resultados son propiedad intelectual del alumno, siempre y cuando se haya procedido a los registros de propiedad intelectual o solicitud de patentes correspondientes con fecha anterior a su publicación.



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

**"Sistemas de almacenamiento de Energías
Renovables para la mejora de la integración
en sistemas conectados a red"**

ÍNDICE GENERAL

Autor Javier Trujillo del Arco

Tutor Dr. Juan Fernando Figueras Torres

Septiembre 2020

ÍNDICE GENERAL

I - Memoria

II -Anexo I: Aplicación de cálculo



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

**"Sistemas de almacenamiento de Energías
Renovables para la mejora de la integración
en sistemas conectados a red"**

MEMORIA

Autor Javier Trujillo del Arco

Tutor Dr. Juan Fernando Figueras Torres

Septiembre 2020

Contenido

1. Resumen	1
2. Abstract	1
3. Introducción	1
4. Objetivo.....	3
5. Glosario	4
6. Derecho internacional y respuesta del gobierno	5
7. Antecedentes	7
7.1. Proyecto GRACIOSA.....	7
7.2. Gorona del Viento (El Hierro).....	8
7.3. Chira-Soria (Gran Canaria).....	9
7.4. Proyecto Hornsdale (Australia)	9
7.5. Estudio de Everoze (Irlanda)	12
7.6. Simris (Suecia).....	12
8. Situación del sistema eléctrico en canarias	14
8.1. Evolución de las energías renovables	14
8.2. Generación tradicional.....	17
8.3. Emisiones de gases de efecto invernadero.....	17
8.4. Curvas de consumo	18
9. Retos derivados de la penetración de las energías renovables	20
9.1. Huecos de tensión	20
9.2. Rampas eólicas	22
9.3. Agotamiento del recurso eólico	24
9.4. Desincronización generación/demanda y variabilidad	25
9.5. Variabilidad de las energías renovables.....	26
9.6. Evolución energías renovables	27
9.7. Prosumers.....	28

9.8.	Redes inteligentes	29
9.9.	Solución general	30
10.	Almacenamiento energético: tipos, evolución, comparativa y elección	33
10.1.	Mecánicas.....	33
10.1.1.	El bombeo hidroeléctrico.....	33
10.1.2.	El aire comprimido	34
10.1.3.	Los volantes de inercia	37
10.2.	Electroquímicas	39
10.2.1.	El Pb-Ácido.....	39
10.2.2.	El Ion-Litio	40
10.2.3.	NaS.....	47
10.2.4.	NiCd.....	48
10.2.5.	Baterías de flujo	50
10.3.	Electromagnéticas	52
10.3.1.	EDLC (Electro-chemical Double Layer Capacitor)	52
10.4.	Futuro y comparativa	54
10.5.	Tecnologías más adecuadas	56
10.6.	Conclusiones sobre la elección del sistema de almacenamiento.....	58
11.	Dimensionamiento.....	59
11.1.	Objetivo y procedimiento.....	59
11.2.	Energía vertida a la red.....	60
11.3.	Estimación de la producción renovable	61
11.3.1.	Resultados caso 1	64
11.3.2.	Resultados caso 2.....	66
11.4.	Sistema de almacenamiento	68
11.4.1.	Energía eólica	69
11.4.2.	Energía solar	70

11.4.3.	Potencia combinada y consumo objetivo.....	71
11.4.4.	Estimación de la capacidad.....	73
11.4.4.1.	Distribución uniforme.....	73
11.4.4.1.	Estabilización de frecuencia	74
11.4.4.2.	Gestión de picos de demanda / Desplazamiento temporal.....	75
11.4.4.3.	Eficiencia del inversor	79
11.4.4.4.	Profundidad de descarga.....	80
11.4.5.	Estimación de la potencia	82
11.4.6.	Conclusiones sobre el dimensionamiento.....	85
12.	Consideraciones económicas.....	86
12.1.	Estimación precios por KW y KWh.....	87
12.2.	Beneficios económicos del BESS	88
12.2.1.	Servicios auxiliares de regulación	89
12.2.2.	Desplazamiento temporal	89
12.2.3.	Ahorro en costes de generación	90
12.2.4.	Reducción del coste de la energía.....	92
12.3.	Rentabilidad	92
12.4.	Conclusiones sobre el aspecto económico	94
13.	Impacto medioambiental	94
13.1.	Reducción de emisiones	95
13.2.	Reciclaje.....	96
14.	Conclusiones.....	97
15.	Conclusions	99
16.	Bibliografía.....	100

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Proyección PNIEC 2021-2030. Fuente: REE.....	6
Ilustración 2 Porcentaje de demanda cubierta por la central de Gorona del Viento en la isla de El Hierro. Fuente: www.goronadelviento.es	8
Ilustración 3. Respuesta inercial del sistema del HPR ante un evento el 25 de Agosto del 2018. Fuente: Aurecon. Hornsdale Power Reserve, Executive Summary, year 1 Technical and Market impact Case Study	10
Ilustración 4. Comparativa entre la respuesta del HPR y una turbina de vapor ante un requerimiento de control de frecuencia. Fuente: Initial operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System.....	11
Ilustración 5. Comparativa Simris vs Distribución Sueca. Fuente: DSO Microgrids in Southern Sweden, E-on.	13
Ilustración 6. Sistema eléctrico canario. Fuente: REE	14
Ilustración 7. Evolución de las energías renovables en Canarias. Fuente: REE	15
Ilustración 8. Estructura de la generación renovable. Fuente: REE	15
Ilustración 9. Potencia Renovable instalada en Canarias. Unidad: MW. Fuente: REE .	16
Ilustración 10. Potencia tradicional instalada en Canarias. Unidad: MW. Fuente: REE	17
Ilustración 11. Emisiones CO2 según tecnología. Fuente: REE	17
Ilustración 12. Curva consumo y producción de la isla de Tenerife. Fuente: REE.....	19
Ilustración 13. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión para Canarias. Fuente: REE.....	20
Ilustración 14. Variación de potencia en Aerogeneradores, Escala de tiempo: segundos. Fuente: Ackerman - Wind Power in Power Systems	22
Ilustración 15. Producción de un aerogenerador en función de la velocidad del viento. Fuente: Ackerman - Wind Power in Power Systems	25
Ilustración 16. Derecha: Necesidad de limitar EERR Izquierda: Sin necesidad de limitar EERR. Fuente: REE	26
Ilustración 17. Generación en la isla de Tenerife (En verde origen renovable). Fuente: REE.....	27

Ilustración 18. Generación en la isla de Tenerife (En verde origen renovable). Fuente: REE.....	27
Ilustración 19. Evolución penetración renovable en Canarias. Fuente: REE.....	28
Ilustración 20. Peak Shaving. Fuente: Peak Shaving Control Method for Energy Storage	31
Ilustración 21. Bombeo hidroeléctrico. Fuente: EASE	34
Ilustración 22. Esquema aire comprimido adiabático. Fuente: EASE	35
<i>Ilustración 23. Esquema aire comprimido diabático. Fuente: EASE</i>	<i>36</i>
Ilustración 24. Volante de inercia. Fuente: A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications. Mustafa E. Amiryar, Keith R, Pullen. School of Mathematics, Computer Science and Engineering, University of London, London EC1V 0HB, UK 2017	37
Ilustración 25. Esquema batería Pb-Ácido. Fuente: EASE	39
Ilustración 26. Esquema batería Ion-Litio. Fuente: EASE	41
Ilustración 27. Características LCO. Fuente: Battery University	42
Ilustración 28. Características NMC. Fuente: Battery University.....	43
Ilustración 29. Características NCA. Fuente: Battery University	43
Ilustración 30. Características LTO. Fuente: Battery University	44
Ilustración 31. Características LMO. Fuente: Battery University.....	45
Ilustración 32. Características LFP. Fuente: Battery University.....	45
Ilustración 33. Esquema batería NaS. Fuente: EASE.....	47
Ilustración 34. Esquema batería NiCd. Fuente: EASE.....	49
Ilustración 35. Esquema batería de flujo. Fuente: EASE	51
Ilustración 36. Esquema ultra condensador. Fuente: EASE.....	53
Ilustración 37. Ciclo de vida y coste de instalación. Fuente: IRENA	54
Ilustración 38. Estimación del costo de instalación en 2030. Fuente: IRENA.....	55
Ilustración 39. Estimación del ciclo de vida 2030. Fuente: IRENA	55

Ilustración 40. Correspondencia de niveles TRL. Fuente: GIA. Almacenamiento: Estado de las tecnologías.....	58
Ilustración 41 Resultado Caso 1, Grafica superior: Media de potencia diaria (KW), inferior: factor de capacidad mensual. Fuente: https://www.renewables.ninja/	65
Ilustración 42. Distribución eólica, eje X: Hora, eje Y: MW. Fuente: Elaboración propia	69
Ilustración 43. Distribución solar, eje X: Hora, eje Y: MW. Fuente: Elaboración propia	71
Ilustración 44. Generación y consumo del caso 1 frente al consumo real de la isla. Fuente: Elaboración propia.....	72
Ilustración 45. Precios medios ponderados (€/MWh) de energías de los servicios de ajuste del sistema. Fuente: Síntesis Informe del Sistema Eléctrico Español 2019, REE	75
Ilustración 46. Media de precio de la energía en España durante el día 5 de agosto del 2020. Fuente: https://www.omie.es/es/spot-hoy	77
Ilustración 47. Efecto del DOD y control activo de temperatura en la vida útil de un BESS. Fuente: Life Prediction Model for Grid-Connected Li-Ion Battery Energy Storage System	81
Ilustración 48. Valores del parámetro C. Fuente: GE Power Energy Storage Units.....	83
Ilustración 49. Valores del parámetro C. Fuente: MAN Energy Solutions.....	83
Ilustración 50 .Especificaciones técnicas de baterías de ion litio. Fuente: Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids.....	84
Ilustración 51. Estimación de costes en baterías de ion litio. Fuente: An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics	87
Ilustración 52.Estimación del costo de adquisición e instalación de la batería de ion litio dimensionada para este proyecto. Fuente: Elaboración propia	88
Ilustración 53. Emisiones y tCO ₂ eq/MWh en canarias. Fuente: REE	95
Ilustración 54. Procesos industriales para el reciclado de baterías de litio. Fuente: Lithium-ion batteries towards circular economy: A literature review of opportunities and issues of recycling treatments	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Efecto de Gorona del Viento en las emisiones de CO2. Fuente: www.goronadelviento.es	9
Tabla 2. Evolución de la estructura de la generación renovable en Canarias. Fuente: REE.....	16
Tabla 3. Evolución de las emisiones de CO2 en función del tipo de generación. Fuente: REE.....	18
Tabla 4. Producción de origen eólico en la isla de Tenerife. Fuente: REE	24
Tabla 5. Comparativa de tecnologías almacenamiento. Fuente: Elaboración propia.....	56
Tabla 6. Grado de madurez tecnológico de diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: GIA. Almacenamiento: Estado de las tecnologías	57
Tabla 7. Aproximación del consumo diario de agosto en Tenerife. Fuente: Elaboración propia con datos de REE	60
Tabla 8. Datos de la generación renovable en relación con el consumo de referencia. Fuente: Elaboración propia con datos de REE	61
Tabla 9. Parámetros de la aplicación de cálculo. Fuente: https://www.renewables.ninja/	63
Tabla 10. Resultado final del caso 1. Fuente: Elaboración propia	65
Tabla 11. Resultados Caso 2 Grafica superior: Media de potencia diaria (KW), inferior: factor de capacidad mensual. Fuente: https://www.renewables.ninja/	67
Tabla 12. Resultado final del caso 2. Fuente: Elaboración propia	67
Tabla 13. Comparativa de casos de estudio. Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 14. Distribución de contribución fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	70
Tabla 15. Acumulados de potencia solar y eólica para los casos calculados. Fuente: elaboración propia	71
Tabla 16. Picos de consumo superiores a 470 MW, referentes al día 9 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia con datos de REE	76
Tabla 17. Precio MIN/MAX de la energía por hora. Fuente: https://www.omie.es/es/spot-hoy	77

Tabla 18. Efecto de ampliar la capacidad por el DOD. Fuente: Elaboración propia	82
Tabla 19. Comparativa inyección directa en red y desplazamiento temporal. Fuente: Elaboración propia.....	90
Tabla 20. Parámetros para el cálculo del VAN. Fuente: Elaboración propia.....	93
Tabla 21. Resultados VAN. Fuente: Elaboración propia	93

1. Resumen

En este documento se estudian los problemas derivados de la penetración de las energías de origen renovable en una red de distribución aislada. La intención de esta investigación es buscar una solución a estos problemas. Para ello se analiza la posibilidad de instalar un sistema de almacenamiento energético que ayude a eliminar las trabas existentes o, en todo caso, reducirlas.

En este trabajo se mostrará cómo, en la actualidad, en distintos lugares ya se recurre a este tipo de sistemas para cumplir este objetivo. Así mismo se descubren todos los obstáculos para alcanzar este fin y se presentan posibles soluciones. Por último, se introducen los distintos tipos de almacenamiento energético destinados a tal propósito para concluir con la elección de uno de ellos y su aplicación a una red de distribución aislada, valorando su impacto técnico, económico, ambiental y social.

2. Abstract

This document studies the problems derived from the penetration of renewable energies in an isolated distribution network. The intention of this research is to find a solution to these problems. To this end, the possibility of installing an energy storage system to help eliminate existing obstacles or, in any case, reduce them, is analyzed.

This work will show how, at present, in different places this type of system is already being used to meet this objective. Likewise, all obstacles to this end are discovered and possible solutions are presented. Finally, the different types of energy storage destined to such purpose are introduced to conclude with the election of one of them and its application to an isolated distribution network, valuing its technical, economic, environmental and social impact.

3. Introducción

En un mundo tan dependiente de las energías fósiles como el nuestro, donde las reservas de combustibles son cada vez de menor calidad, menos abundantes y más costosas de extraer, cada vez más, se vuelve la mirada a las energías renovables.

Limpias y por lo general muy abundantes, las energías renovables son una excelente fuente de energía que puede dar respuesta a todos nuestros problemas de abastecimiento. En los últimos años esto es cada vez más patente y la inversión en la implantación y la mejora de dichas tecnologías crece año tras año, con lo que el interés por integrarlas a nuestras redes tradicionales de distribución crece en igual medida.

Las energías renovables, a pesar de ser una fuente de energía limpia e ilimitada, presentan una serie de problemas que pueden afectar gravemente a una red de distribución aislada como la existente en la isla de Tenerife, debido a su variabilidad y la imposibilidad de predecir los niveles de producción.

Estas características hacen que una integración sin problemas de las tecnologías de generación tradicionales con las renovables sea algo compleja de llevar a cabo. Esto es, por una parte, la variabilidad de la generación renovable hace que sea necesario disponer de equipos de respaldo tradicionales – con el consiguiente consumo y contaminación – que puedan hacer frente a la demanda en caso de pérdida del suministro; por otra parte, su impredecibilidad hace que tener en cuenta la producción – o una parte de ella – renovable en las estimaciones diarias sea casi imposible.

Además, debido a que los equipos de generación actuales tardan un tiempo en alcanzar un nivel de producción determinado, se hace difícil hacer frente a una pérdida de generación renovable producida por una variación brusca en el elemento generador – e.g., variación repentina de la velocidad del viento o un banco de nubes que pasa sobre las placas fotovoltaicas.

Otro de los problemas detectados es el conflicto existente entre el total de generación instalada y los mínimos técnicos de la generación tradicional, lo cual acarrea que en los periodos valle la generación tradicional instalada sumada a la renovable excede la demanda del periodo, por lo que, teniendo en cuenta las limitaciones en los grupos de generación tradicional, lo que se desconecta es la generación renovable, generando pérdidas en la forma de energía no generada – y aprovechada.

Este trabajo de fin de máster pretende estudiar estos problemas y generar una solución óptima hecha a medida para la red eléctrica presente en la isla de Tenerife, teniendo en cuenta la demanda real y las capacidades de generación, tanto tradicional como renovable, instaladas actualmente.

Para solucionar este escenario se plantea la posibilidad de crear un campo de acumulación eléctrica que permita controlar y regular la cantidad y la calidad de la energía procedente de fuentes renovables que se inyecta en la red de distribución y consumo.

4. Objetivo

Existen una serie de problemas que afectan la realización de una conexión útil y estable entre un sistema de generación renovable y una red de distribución y consumo.

A saber:

- Incapacidad de predecir con exactitud los niveles de producción:
 - Desincronización entre producción y demanda.
 - Niveles de producción inestables (variaciones en frecuencia o tensión).
 - Necesidad de mantener equipos tradicionales de respaldo.
- Necesidad de dar prioridad a la generación tradicional al enfrentarnos a mínimos en el consumo (desconexión de las renovables).

Este trabajo pretende dar respuesta a unos problemas concretos sobre una situación concreta. Para ello el primer objetivo será el estudio de la situación energética actual de la isla de Tenerife, donde se pretende estudiar las curvas de consumo y las características técnicas de producción eléctrica presentes, tanto tradicional como renovable.

A continuación, y como segundo objetivo, se presentará un estudio de distintos sistemas de almacenamiento energético, permitiendo valorar la viabilidad de cada uno de ellos frente a la situación planteada y la elección del más conveniente ante el caso de estudio. Se persigue llevar a cabo no sólo un estudio de viabilidad técnica, sino además económico y ambiental.

Así, de una manera sucinta, los objetivos de este trabajo de fin de máster son:

- Estudiar la situación energética actual en la isla de Tenerife.
- Estudiar los distintos sistemas de almacenamiento.
- Valorar el sistema de almacenamiento más conveniente:

- Técnica.
- Económica.
- Ambiental.

5. Glosario

BESS: Battery Energy Storage System, hace referencia a un Sistema de almacenamiento de energía basado en baterías.

Ciclo: Ciclo de carga y descarga, hace referencia a una carga completa de la batería y la subsiguiente descarga, se usa en muchos casos como una estimación de la vida útil del sistema de almacenamiento.

C-rate: Parámetro C, hace referencia a la velocidad de carga/descarga de una batería, un valor de 1 hace referencia a que la batería puede descargar su capacidad en 1 hora, un valor de 2 en media hora y así sucesivamente. Se suelen especificar valores del parámetro C para la carga y la descarga independientemente.

DOD: Profundidad de descarga, del inglés, Depth Of Discharge. La opuesta al SOC, se expresa igualmente en porcentaje, siendo el 0% una batería completamente cargada y el 100% la descarga total de la misma. En ciertos tipos de tecnología de almacenamiento existe una correlación entre el DOD y la vida útil de la misma. Además, los fabricantes usan este dato como un indicativo de la relación entre la energía almacenada y la energía utilizable. En este caso, a mayor sea el DOD mayor energía nos podrá proporcionar una batería con 1 carga maximizando su periodo de vida útil. Es decir, un DoD del 50% indica que la batería nos puede suministrar el 50% de la energía que puede almacenar.

GEIs: Gases de efecto invernadero.

SOC: Estado de carga, del inglés, State Of Charge. Indicador que nos dice el estado de carga de la batería. Se expresa en porcentaje siendo el 0% vacío y el 100% completamente cargada.

6. Derecho internacional y respuesta del gobierno

El Acuerdo de París es el primer acuerdo de carácter universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático. Fue adoptado en la Conferencia sobre el Clima de París en diciembre de 2015 con la finalidad de tender un puente entre las políticas actuales y la neutralidad climática que debería de existir a finales de siglo. En este instrumento internacional se establece un marco jurídico aplicable global que persigue evitar un cambio climático peligroso manteniendo el calentamiento global significativamente por debajo de los 2°C, y busca una continuación de los esfuerzos para su limitación a 1'5°. La Unión Europea (UE) y sus Estados Miembros son parte de este tratado internacional, en vigor desde el 4 de noviembre del 2016. En su virtud, los Estados Miembros de la UE han de reducir sus emisiones de GEIs (general, no sólo los generados por la producción de energía eléctrica) un 23%¹ con respecto a 1990.²

Respondiendo a los requerimientos de este instrumento, el borrador del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030* (PNIEC 2021-2030) contempla una serie de medidas que persiguen alcanzar los siguientes resultados en 2030:³

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

¹ Vid <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>. (Visitado por última vez el 31-07-2020)

² Vid https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

³ Vid *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021- 2030*, p. 11. En: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

Figura 2. Emisiones de GEI históricas y proyección a 2030 del PNIEC en España en MtCO₂-eq

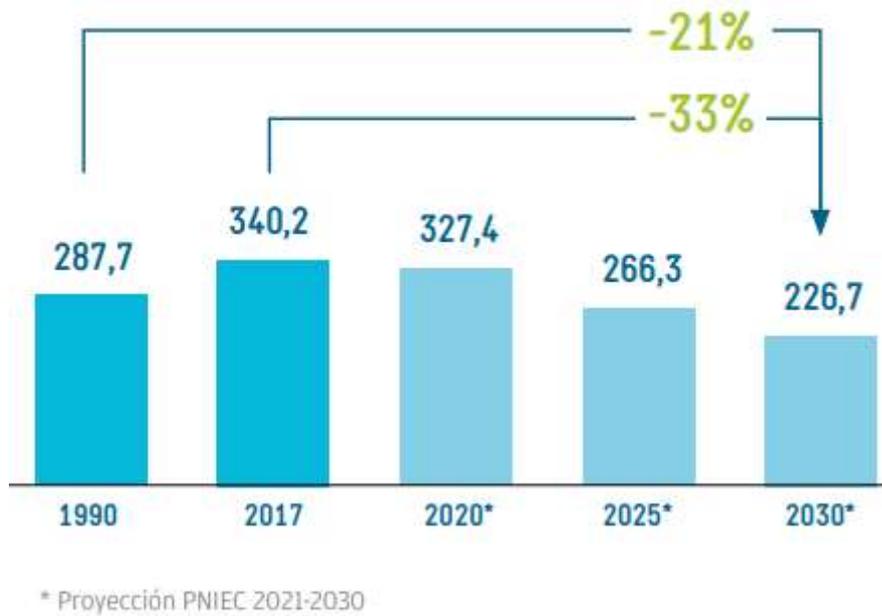


Ilustración 1. Proyección PNIEC 2021-2030. Fuente: REE

Para llevar a cabo estos objetivos, tan sólo en lo relacionado con las energías renovables, el operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España (REE), se enfrenta a una serie de retos:

- Incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico.
- Desarrollar la red para que pueda acomodar el crecimiento de las energías renovables.
- Facilitar el acceso y la conexión de las energías renovables, garantizando la mayor cantidad posible de dicha energía vertida a la red.
- Operar un sistema eléctrico de mayor complejidad de forma segura.

Estos objetivos cobran su importancia real cuando se tiene en cuenta que alcanzar un 74% de generación renovable en 2030 implica casi doblar la cuota del 40% registrada en 2018 y porque el crecimiento de este valor está fundado, principalmente, sobre tecnologías no gestionables, como la eólica y la fotovoltaica, que se estima alcancen valores de 50 GW (+114%) y 37 GW (+683%) instalados respectivamente.

Debido a la impredecibilidad anteriormente mencionada, el PNIEC contempla la ampliación del parque de centrales de bombeo puro y las instalaciones de baterías que

permitan la maximización de la integración de energías renovables. Sólo en Canarias se prevé la inversión de 185 M € en centrales de bombeo.

7. Antecedentes

Algunos proyectos de instalaciones de almacenamiento actualmente en explotación, desarrollo y algunos estudios de viabilidad enfocados a mejorar la penetración de las energías renovables deben ser necesariamente mencionados. Con ellos, se da muestra del gran interés que existe en la actualidad por integrar las energías limpias en las redes de distribución con la mínima problemática, y de los positivos resultados que estos son susceptibles de producir.

7.1. Proyecto GRACIOSA

El objetivo del proyecto GRACIOSA, se concibe persiguiendo desarrollar una microrred inteligente en la isla de La Graciosa con vistas a favorecer la integración a gran escala de energía fotovoltaica, utilizando para ello un sistema híbrido de almacenamiento energético (HESS) formado por ultra condensadores y baterías salinas.

El proyecto consta de varios frentes:

- Desarrollo de un sistema de almacenamiento híbrido – a saber, ultra condensadores para inyección rápida de potencia y solución salina para almacenamiento energético –, que tuviese capacidad de respuesta y compensase los flujos energéticos (SMART STORAGE).
- Gestión de la demanda, desarrollando sistemas de control autónomos y sistemas de interacción con el usuario (SMART CITIZENS).
- Control de la generación distribuida.

Los objetivos alcanzados se compendian en:

- 25% al 45% de penetración renovable.
- Monitorización de la red eléctrica de forma remota – desde Lanzarote.

Es una cuestión a resaltar, el hecho de que en el proyecto se ha incluido la instalación de una serie de cámaras, denominadas “cámaras de cielo”, cuyo objetivo es localizar y estimar la dirección de las nubes, con el fin de predecir cuándo interferirán en la producción de las células fotovoltaicas.

7.2. Gorona del Viento (El Hierro)

El proyecto de energía hidroeléctrica “Gorona del Viento” en la isla de El Hierro, consta de un depósito superior con una capacidad máxima de 500.000 m³ y un depósito inferior con una capacidad útil de 150.000 m.³

Como elementos generadores, se dispone de 4 turbinas Pelton de 2.830 kW cada una que aprovecharán el salto de agua de 655 m. del depósito superior al inferior. En el apartado renovable tiene un parque eólico constituido por 5 aerogeneradores de 2’3 MW cada uno.

Su funcionamiento consiste en suministrar energía eléctrica a la isla mediante los aerogeneradores, utilizando el excedente para subir agua al depósito superior y poder así utilizarla para alimentar las turbinas Pelton en caso de que la energía producida por los aerogeneradores no sea suficiente.

En la actualidad, a pesar de que estamos hablando de una isla pequeña con pocas necesidades energéticas, podemos afirmar que este proyecto es todo un éxito, como indica la siguiente imagen.⁴

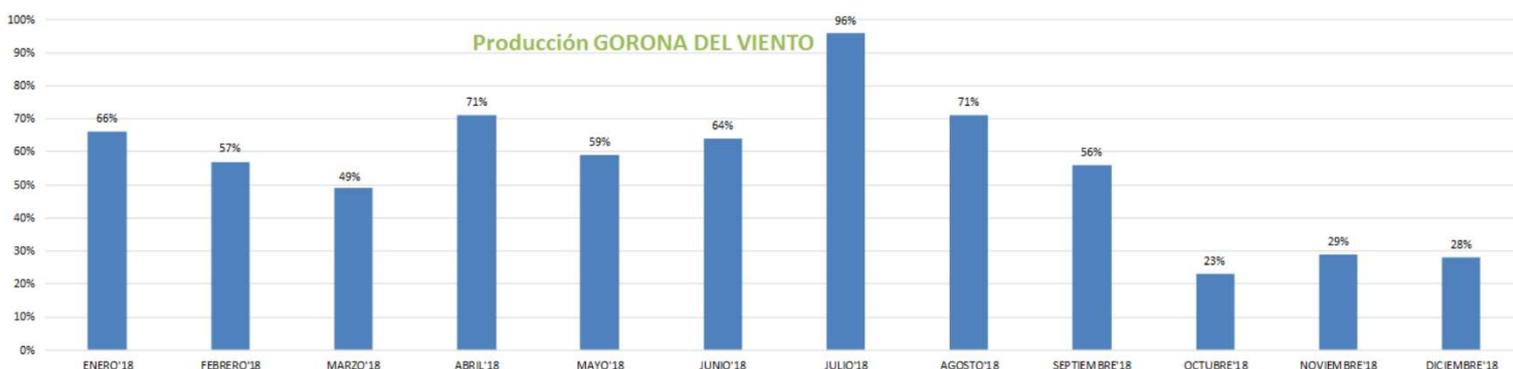


Ilustración 2 Porcentaje de demanda cubierta por la central de Gorona del Viento en la isla de El Hierro. Fuente: www.goronadelviento.es

⁴ <http://www.goronadelviento.es/>

En cuanto al efecto en el medio ambiente, se estima que la reducción de GEIs – concretamente CO₂ – ha evolucionado de la siguiente manera:

Año	Reducción emisiones (T CO₂)
2015	6.928
2016	17.708
2017	20.031
2018	24.650

Tabla 1. Efecto de Gorona del Viento en las emisiones de CO₂. Fuente: www.goronadelviento.es

7.3. Chira-Soria (Gran Canaria)

Este proyecto pretende utilizar los embalses de Chira y Soria – 5'6 Hm³ y 32'2 Hm³ respectivamente – en la isla de Gran Canaria como base para un sistema hidroeléctrico, con un salto de altitud de casi 300 m. Con capacidad para funcionar en modo bombeo o turbinación, en el primero, el agua se traslada desde el depósito inferior al superior almacenando energía potencial y, en el segundo, se turbinan el agua del depósito superior transformando esa energía potencial en eléctrica para su transporte y consumo, almacenando el agua utilizada en el depósito inferior para su posterior bombeo.

La central contará con aproximadamente 200 MW de potencia de turbinación – en torno al 36% de la punta de demanda en la isla.

Comparado con otros sistemas de almacenamiento energético, el depósito superior dota al proyecto con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 3200 MWh, unas 25 veces más que la batería más grande del mundo – proyecto Hornsdale 129 MWh.

7.4. Proyecto Hornsdale (Australia)

La instalación HPR (Hornsdale Power Reserve), consiste en un parque de generación de 100 MW y una capacidad de almacenamiento en forma de batería de Ion-Litio de 129 MWh. Está considerada la mayor batería de este tipo en el mundo. Fue puesta en funcionamiento el 1 de diciembre del año 2017. En la actualidad consta con

una ampliación de 50 MW previstos para instalar antes de final de año y 64'6 MWh que ya han sido instalados.

Los análisis realizados por AEMO (Australian Energy Market Operator) indican, que vertiendo sólo un 30% de su capacidad en el mercado, los beneficios del HPR en sus 3 primeros meses de funcionamiento se estimaron en 2'5 millones de dólares. El resto de la capacidad está enfocada a servicios auxiliares de control de frecuencia.⁵

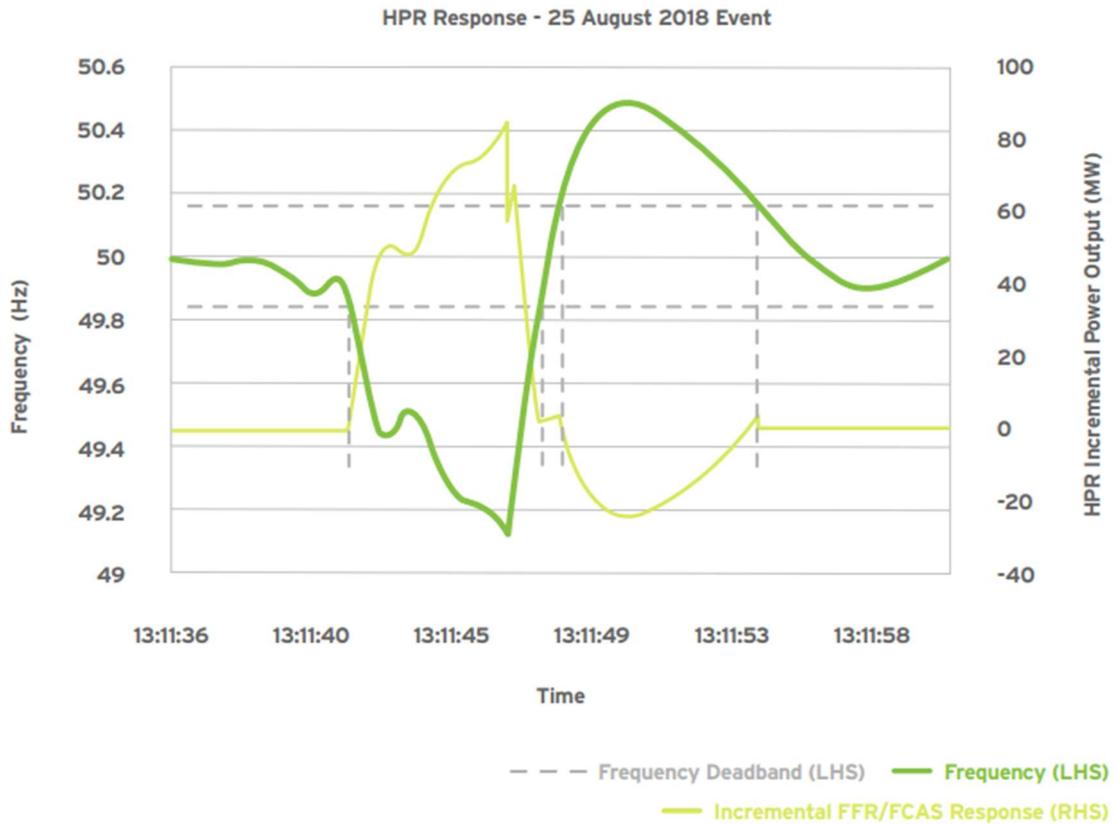


Ilustración 3. Respuesta inercial del sistema del HPR ante un evento el 25 de Agosto del 2018. Fuente: Aurecon. Hornsdale Power Reserve, Executive Summary, year 1 Technical and Market impact Case Study

⁵ Initial operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System. En: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

Figure 1 Accuracy and speed of regulation FCAS response – large conventional steam turbine

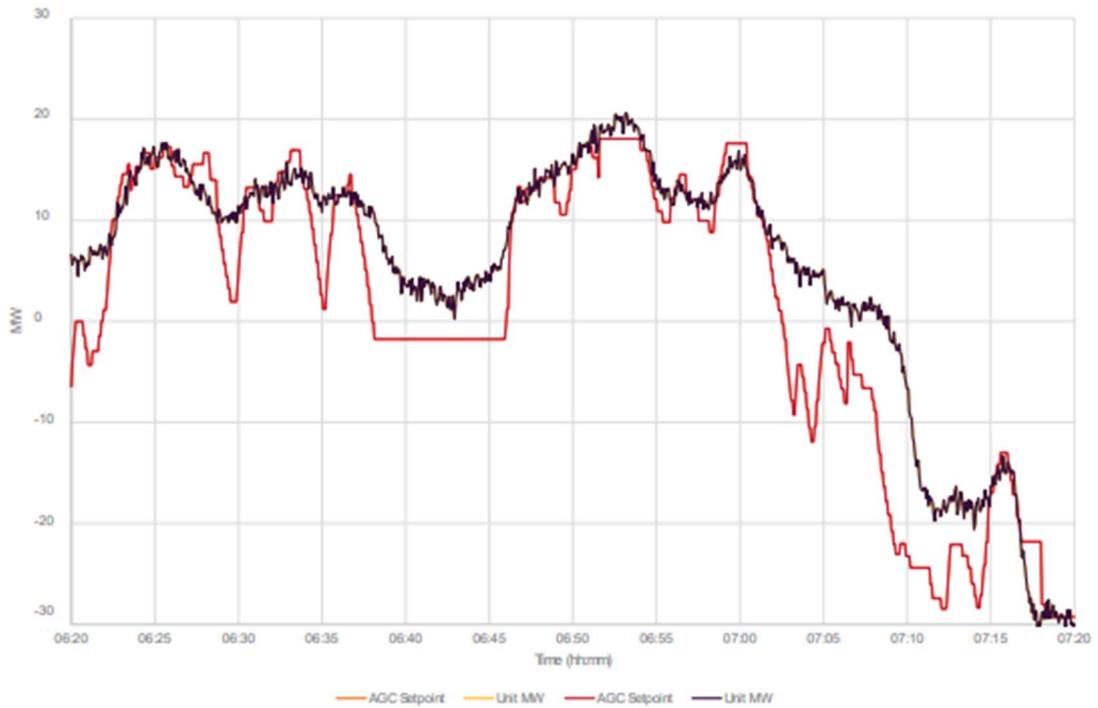


Figure 2 Accuracy and speed of regulation FCAS response – Hornsdale Power Reserve

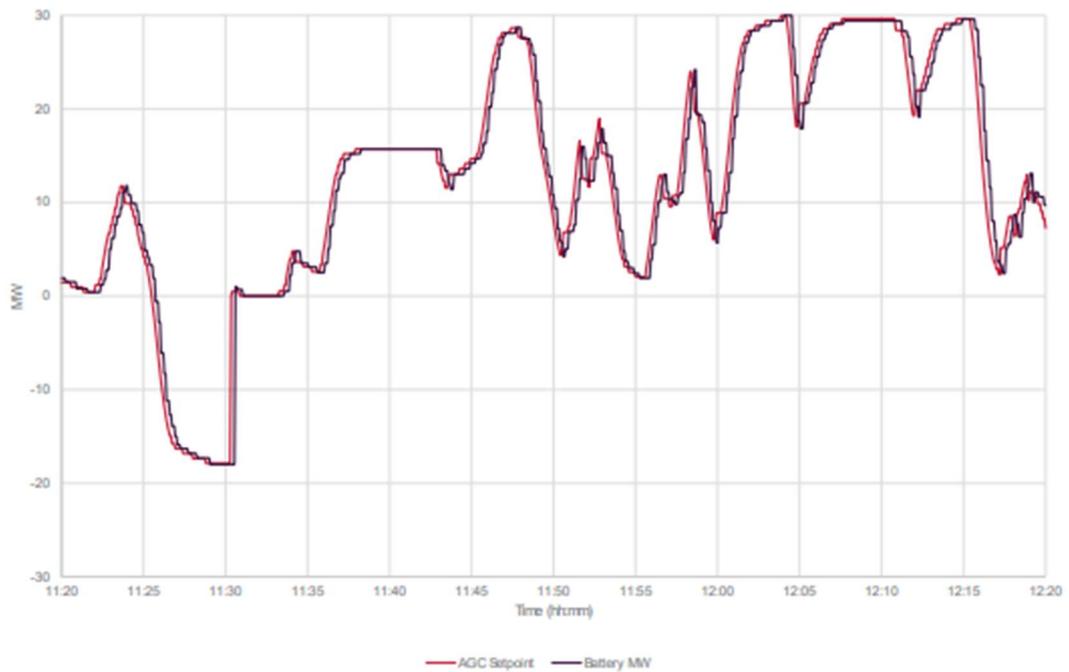


Ilustración 4. Comparativa entre la respuesta del HPR y una turbina de vapor ante un requerimiento de control de frecuencia. Fuente: Initial operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System

7.5. Estudio de Everoze (Irlanda)

En un informe redactado por Everoze (octubre 2017 – *Batteries, Beyond the spin*), basado en investigaciones llevadas a cabo por la Queen’s University of Belfast, se habla del efecto de la inclusión de sistemas de almacenamiento energético – concretamente baterías de Ion-Litio – en una red aislada (isla de Irlanda), tanto desde el punto de vista de control de inercia y penetración de renovables, como desde el punto de vista ambiental.

El estudio inicial de la Queen’s University of Belfast se basa en datos obtenidos de la instalación de 10MW que se creó en enero de 2016 en el norte de Irlanda, en la estación generadora de Kilroot, la primera planta de almacenamiento energético comercial en Reino Unido e Irlanda.

Técnicamente, el informe indica que las baterías pueden responder ante una falla del sistema casi en el mismo momento en el que se detecta, lo cual implica unos tiempos de respuesta en torno a los 0’1 s.

Desde el punto de vista ambiental, los resultados del estudio indican que 360 MW de baterías pueden proporcionar la misma respuesta inercial que 3000 MW en turbinas de gas de ciclo combinado, traduciéndose en una reducción de 19 Toneladas de CO₂ al año.⁶

7.6. Simris (Suecia)

En la localidad de Simris, en Suecia, se han aprovechado los sistemas eólicos – 500 kW instalados en 1996 – y fotovoltaicos – 449 kW inaugurados en el 2013 – existentes adaptándolos para hacer uso de un sistema de almacenamiento energético y un control inteligente, usándolo como banco de pruebas y dando suministro – tanto aislado como conectado a red – a los habitantes, que representan 150 puntos de conexión de 800 kW en total, con un consumo energético de 2’1 GWh por año, residenciales en su mayoría.

El sistema consta de los sistemas de generación mencionados y de:

⁶ *Batteries: Beyond the Spin. The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland.* Everoze Partners Limited. 2017.

- Generador de respaldo de aceite vegetal, con un tanque externo de 4500 litros y una autonomía de 48 de uso ininterrumpido sin respaldo de renovables.
- Sistema de baterías de Ion-Litio capaces de mantener 50 Hz de frecuencia durante aproximadamente media hora.

Este equipamiento está diseñado para funcionar tanto conectado a la red general de distribución como en modo isla. En la siguiente imagen se comparan los valores de tensión y frecuencia del sistema nórdico de distribución y el de Simris. En ella, se puede apreciar la estabilización tanto de frecuencia como de voltaje en el modo de funcionamiento aislado de la red.⁷

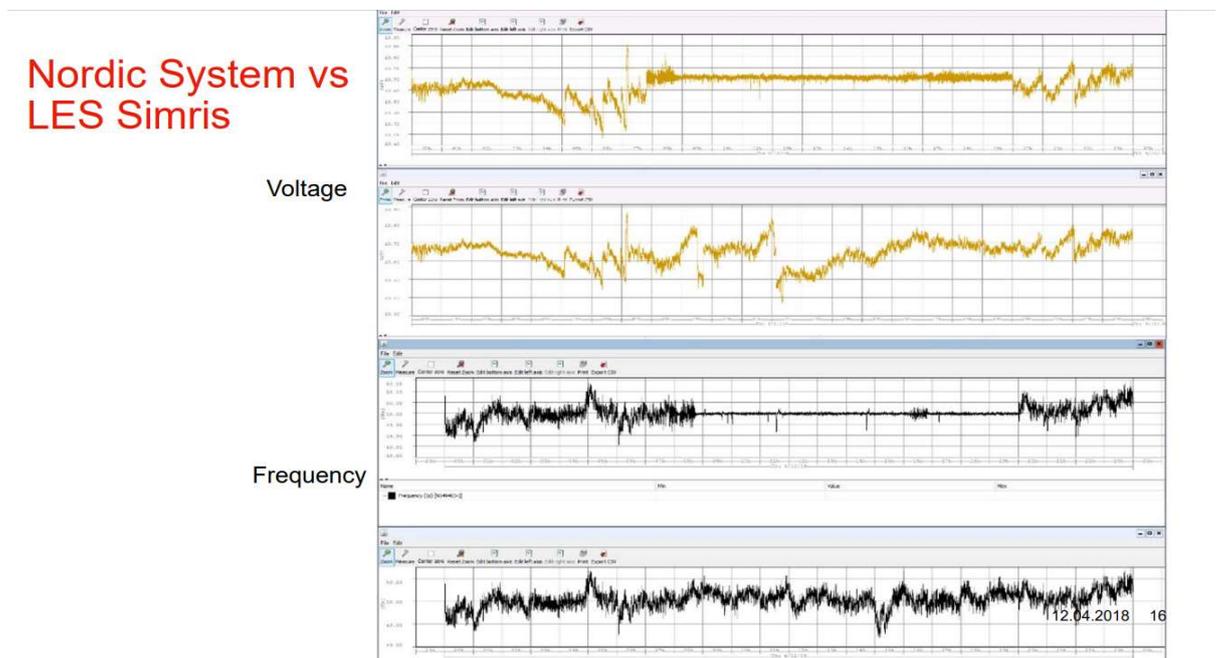


Ilustración 5. Comparativa Simris vs Distribución Sueca. Fuente: DSO Microgrids in Southern Sweden, E-on.

Como fue avanzado, los ejemplos de proyectos de instalaciones de almacenamiento expuestos ponen de manifiesto la relevancia que, tanto a nivel nacional como internacional, suscita en la actualidad la integración de las energías limpias en las redes de distribución. Todo ello da muestra de la importancia de profundizar en la

⁷ DSO Microgrid in southern Sweden Control, operation, management and power quality within a zero-inertia microgrid. En: https://hybridpowersystems.org/wp-content/uploads/sites/9/2018/05/7B_4_TENE18_098_presentation_Panic_Demijan.pdf. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

investigación de la temática, con vistas a contribuir en el desarrollo de los positivos resultados que estos estudios son susceptibles de producir.

8. Situación del sistema eléctrico en canarias

El archipiélago de Canarias está formado por 6 islas energéticas aisladas las unas de las otras, de pequeño tamaño y por consiguiente con poca capacidad de respuesta a variaciones inerciales. Esto hace que la inclusión de las renovables plantee un reto aún mayor, sobre todo teniendo en cuenta el desarrollo que están experimentando estas energías en la actualidad.

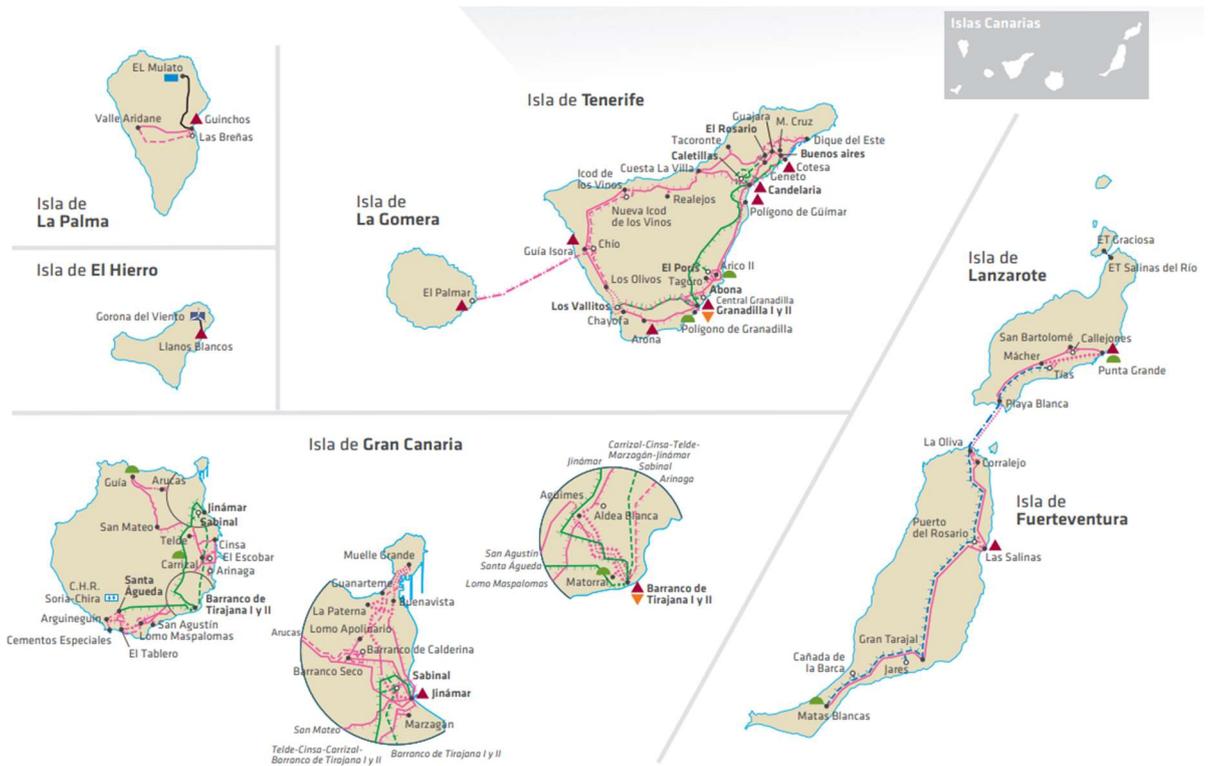


Ilustración 6. Sistema eléctrico canario. Fuente: REE

8.1. Evolución de las energías renovables

Las islas Canarias se han visto beneficiadas con una inyección de inversiones para favorecer el desarrollo de las energías renovables en los últimos años. Tal y como da

muestra la siguiente figura, se aprecia el aumento desde un 8% de participación de renovables en el año 2016 a un 16'4% en el 2019.

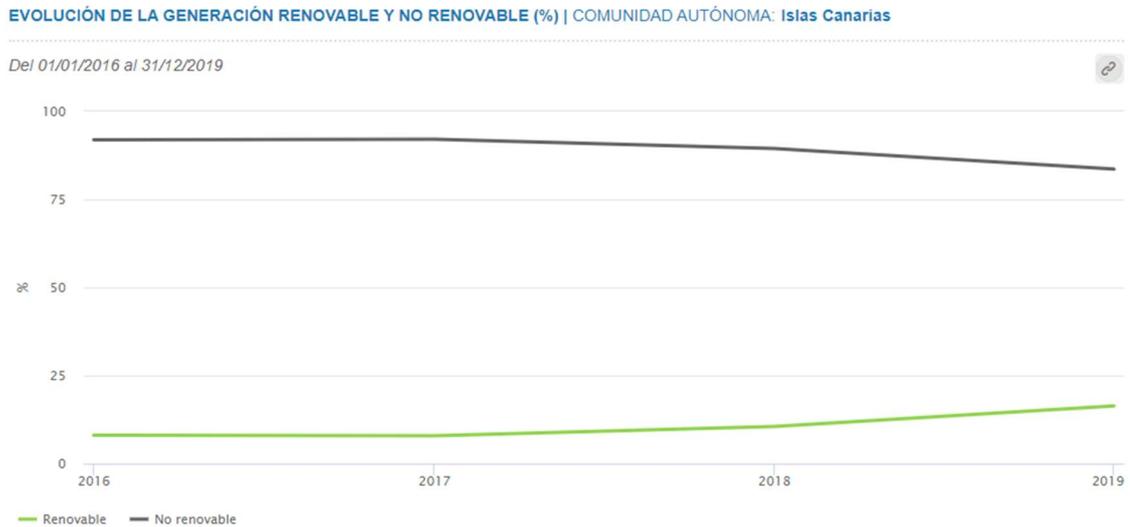


Ilustración 7. Evolución de las energías renovables en Canarias. Fuente: REE

Obviamente, esta energía renovable proviene de distintas fuentes, pudiéndose observar en la siguiente imagen la composición de dicha energía.

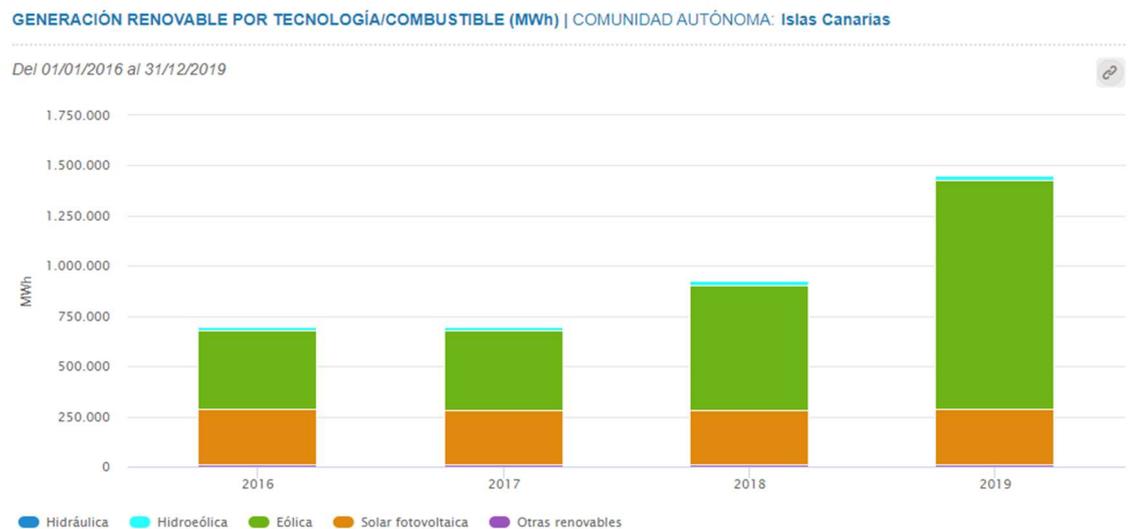


Ilustración 8. Estructura de la generación renovable. Fuente: REE

Estructura de la generación renovable (MWh)				
	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	3.454	3.272	3.277	3.509
Hidroeléctrica	17.892	20.233	23.656	23.249
Eólica	393.081	395.925	624.130	1.138.278
Fotovoltaica	277.661	273.627	272.010	277.905
Otras	9.336	9.565	8.932	9.774

Tabla 2. Evolución de la estructura de la generación renovable en Canarias. Fuente: REE

Como se puede ver en los datos expuestos, existe una variedad de sistemas completamente distintos que contribuyen a la energía de origen renovable en las islas. Sin embargo, de entre todos ellos, es la energía eólica la que más ha despegado en los últimos años, mostrando un incremento muy significativo en cuanto a energía generada – un 57% en 2018 y un 82% en 2019.

Es asimismo de relevancia el mostrar la evolución de la potencia de origen renovable instalada en el archipiélago desde el año 2016 hasta la fecha. Como puede observarse, el desarrollo más notable se encuentra concentrado en torno a la energía eólica.

	2016	2017	2018	2019
Hidroeléctrica	11	11	11	11
Resto hidráulica	-	-	-	-
Eólica	152	207	413	422
Solar fotovoltaica	167	167	167	167
Térmica renovable/Otras renovables ⁽³⁾	4	4	4	4
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración	0	0	0	0

Ilustración 9. Potencia Renovable instalada en Canarias. Unidad: MW. Fuente: REE

Es en razón de su carácter particularmente sobresaliente en base a los datos presentados que, a la hora de tener en cuenta el desarrollo de los objetivos de este proyecto, tanto la energía eólica como la fotovoltaica serán la base del desarrollo de los objetivos de este proyecto.

8.2. Generación tradicional

A modo de comparativa es de interés echar un vistazo a los datos de potencia instalada totales en las islas Canarias y a su progresión.

	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	2	2	2	2
Motores diesel	496	496	496	496
Turbina de gas	557	557	557	557
Turbina de vapor	483	483	483	483
Fuel + Gas	1.536	1.536	1.536	1.536
Ciclo combinado ⁽¹⁾	864	864	864	864
Generación auxiliar ⁽²⁾	-	-	-	-

⁽¹⁾ Utiliza gasoil como combustible principal.

⁽²⁾ Grupos de emergencia que se instalan de forma transitoria en determinadas zonas para cubrir un déficit de generación.

Ilustración 10. Potencia tradicional instalada en Canarias. Unidad: MW. Fuente: REE

8.3. Emisiones de gases de efecto invernadero

En su perspectiva más negativa, la generación tradicional trae consigo la producción de los llamados gases de efecto invernadero (GEI). En las siguientes imágenes, se puede observar la evolución de las emisiones de GEI, concretamente CO₂, emitidas exclusivamente por la producción de energía eléctrica en Canarias.

EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ EQ. DE LA GENERACIÓN, (tCO₂ eq. | tCO₂ eq./MWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Canarias

Del 2016 al 2019

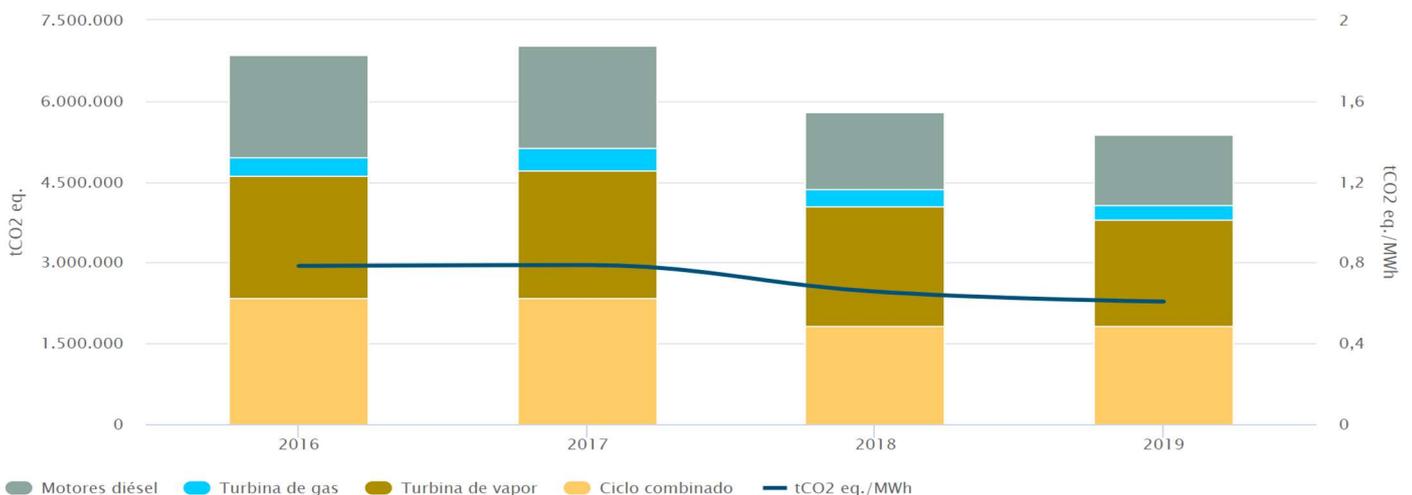


Ilustración 11. Emisiones CO₂ según tecnología. Fuente: REE

La siguiente tabla muestra los valores para cada una de las tecnologías separadas por año.

Estructura de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación				
	2016	2017	2018	2019
Motor Diesel (tCO₂)	1.822.287	1.838.706	1.378.738	1.325.963
T. de Gas (tCO₂)	358.684	406.649	318.691	256.409
T. de vapor (tCO₂)	2.573.167	2.380.211	2.209.889	1.970.362
Ciclo Combinado (tCO₂)	2.346.500	2.337.954	1.830.613	1.832.111
TOTAL (tCO₂)	7.100.638	6.963.520	5.737.931	5.384.845
Variación (tCO₂)		-137.117	-1.225.589	-353.086
tCO₂/MWh	0'78	0'78	0'65	0'61

Tabla 3. Evolución de las emisiones de CO₂ en función del tipo de generación. Fuente: REE

Tomando los datos que se muestran en la Tabla 3 – en el apartado variación – podemos ver como se ha producido un cambio a la baja en la generación del total de GEIs, concretamente 1.225.589 tCO₂ en el 2018 respecto del 2017 y de 353.086 tCO₂ en el 2019 respecto al 2018.

De aquí se puede extraer que las energías renovables no son simplemente algo que está de moda, sino que tienen un efecto notable en el desarrollo de una sociedad cada vez más dependiente de la energía. Por ello, tanto la inversión como la investigación deben seguir por caminos que nos lleven a un modelo que incluya cada vez más recursos de este tipo, controlando siempre que los problemas que acarrearán estas tecnologías no afecten a la calidad de dicha energía.

8.4. Curvas de consumo

Tal y como ha sido mencionado en el apartado referente a los problemas de la inclusión de energías renovables en una red de distribución, uno de los problemas destacados es la imposibilidad de gestionarlas, esto es, gestionar cuanto y cuando producen, por lo que se pueden producir vertidos a la red en los momentos de menor consumo.

De esta manera, en el caso de la isla de Tenerife hay que identificar donde se producen estos momentos de menor consumo y su duración.

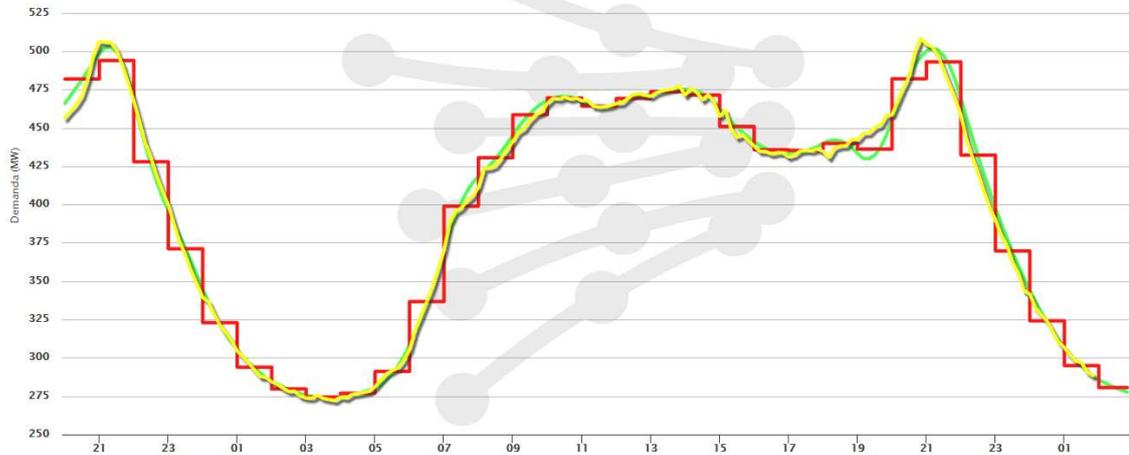


Ilustración 12. Curva consumo y producción de la isla de Tenerife. Fuente: REE

La curva de consumo que se da en Tenerife de forma habitual define dos patrones claros:

- Dos periodos “valle”, el primero, de consumo mínimo, que se da de 1:00 a 6:00 y el segundo, de consumo inferior al circundante de 16:30 a 19:00
- Dos periodos “punta” de consumo alto, el primero de 9:00 a las 15:00 y el segundo, más aguzado de 19.30 a 21.30

Teniendo en cuenta los horarios señalados en el primer periodo valle, se puede deducir que sólo habrá contribución de la energía eólica y, dado que es esta la que ha experimentado un mayor desarrollo recientemente, la inclusión de algún método de almacenar la energía sobrante sería la opción más adecuada. De esta manera, durante este periodo, cuando la producción supere a la demanda, en lugar de desconectar los aerogeneradores suficientes para mantener el equilibrio, se podrá almacenar la energía excedente para ser consumida en otro momento.

9. Retos derivados de la penetración de las energías renovables

Debido a las características de las energías renovables – en particular a la imprevisibilidad y la irregularidad de la mayoría de ellas –, éstas no están exentas de nuevos desafíos a los que hay que hacer frente a la hora de plantear su correcta y eficiente integración en una red de distribución. En este apartado se describen dichos desafíos y su relación con los distintos sistemas de generación.

9.1. Huecos de tensión

Cuando se habla de *huecos de tensión*, se hace referencia a una disminución repentina de los valores de tensión eficaz y su posterior recuperación. Dependiendo de la norma que se consulte, los valores de disminución de tensión y el tiempo de duración de la falla varían.

La norma UNE-EN 50160:2011 lo define como: “Disminución temporal de la tensión eficaz en un punto de la red de alimentación eléctrica por debajo de un umbral inicial especificado”, definiendo el umbral inicial del hueco como un 90% de la tensión de referencia y su duración desde 10 ms a 1 min.

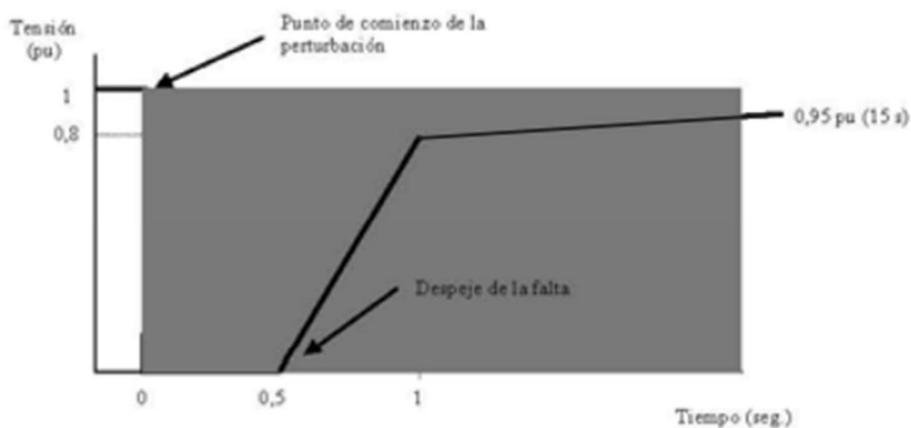


Ilustración 13. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión para Canarias. Fuente: REE

Generalmente, este tipo de perturbaciones se produce cuando se dan una serie de circunstancias como pueden ser:

- Cortocircuitos.
- Maniobras del sistema.
- Arranque de grandes motores.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos*, establece – Título II, apartado 7, punto d) – que:

“Todas las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el apartado anterior, y las instalaciones eólicas, estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos mediante el procedimiento de operación correspondiente”.

El Procedimiento de Operación 12.2 (P.O. 12.2) para *Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio*, en su punto 3.1 sobre *Condiciones de intercambio de energía* especifica que: “Las instalaciones de generación no se desconectarán como consecuencia de los huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados, se tomarán, por tanto, las medidas de diseño y/o control necesarias [...]”.

Esto implica, que no se produzca desconexión del elemento generador, sea del tipo que sea, cuando nos encontramos con una falla en la zona gris de la Ilustración 13.

Este tipo de eventos, aplicados a un sistema aislado como puede ser el tinerfeño, con unas reservas de inercia reducidas y sin conexiones a otras redes que sirvan de apoyo, pueden tener consecuencias graves si la frecuencia de la falla es recurrente.

La inclusión de un sistema de almacenamiento energético no sólo puede aislar el sistema generador correspondiente de los huecos de tensión que se ocasionen en la red sino que, además, al tener energía almacenada, la pueden verter en la red en el caso de una falla, manteniendo de esta manera el suministro.

9.2. Rampas eólicas

La velocidad del viento varía constantemente como una función del tiempo y de la altura, generándose turbulencias en un rango entre segundos y minutos. Esto afecta, en mayor o menor medida –dependiendo del tipo de aerogenerador – a la calidad de la potencia generada por los aerogeneradores, de manera que los aerogeneradores de velocidad variables son los menos afectados, mientras que los aerogeneradores con turbinas acopladas transmiten de forma más directa estas turbulencias a la red. Al efecto que producen estas variaciones en la potencia generada, se le conoce como *rampas eólicas*.

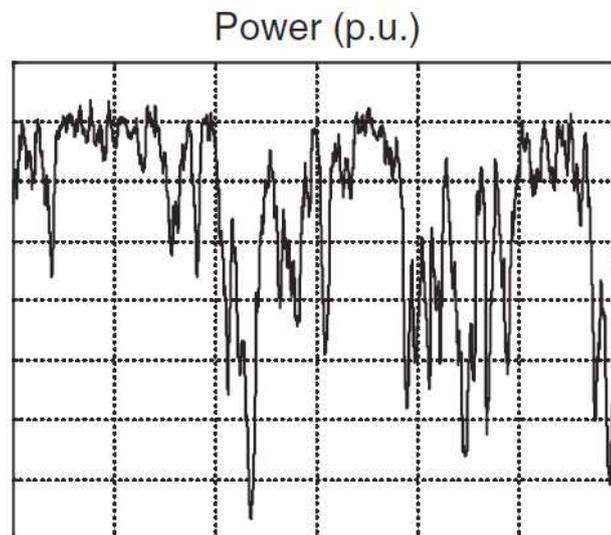


Ilustración 14. Variación de potencia en Aerogeneradores, Escala de tiempo: segundos. Fuente: Ackerman - Wind Power in Power Systems

Estas turbulencias, si bien individualmente – por aerogenerador – no suponen mayor problema, pueden, sin embargo, afectar al equilibrio entre potencia generada y consumo. Esto ocurre cuando se trata de turbulencias más extendidas que afectan a gran número de aerogeneradores y el total de energía producida varía erráticamente, tal y como puede verse en la imagen anterior.

A mayor sea el número de aerogeneradores afectados por una turbulencia, mayor será la variación de potencia, la cual tendrá que ser compensada por la reserva secundaria. De esta manera, se puede afirmar, que a mayor sea el número de

aerogeneradores instalados mayor tendrá que ser dicha reserva para hacer frente a dichos cambios.

Una de las maneras de corregir esta variación tan extrema es la de añadir más aerogeneradores en los campos, de forma que las turbulencias no afecten a todos simultáneamente. Igualmente, sería posible el descentralizar la producción, repartiéndola en una mayor extensión geográfica con la idea de hacer vulnerables a la misma perturbación al menor número de aerogeneradores posibles.

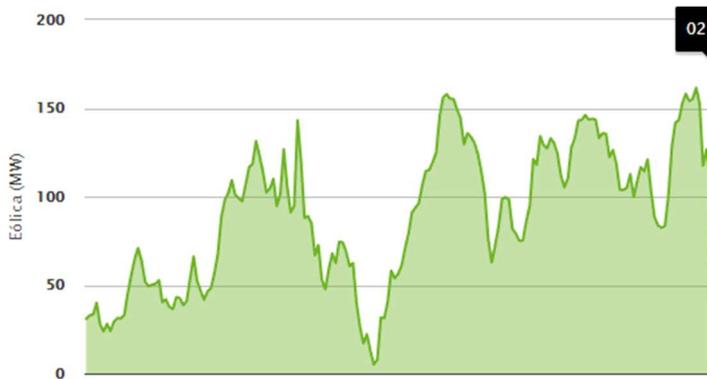
En el caso de estar ante una limitación espacial o ante la necesidad de buscar una opción más asequible económicamente, es posible considerar la instalación de acumuladores energéticos entre los aerogeneradores y la red de distribución, lo cual permitiría la absorción de las rampas eólicas por el sistema de almacenamiento en vez de la red, suministrando a esta última energía estabilizada.

Además, comparando las necesidades de espacio de un campo de acumuladores con la posible ampliación y descentralización de un campo eólico, se aprecia que, en lugares donde el espacio no es abundante, para paliar el efecto de las rampas, la instalación de baterías en lugar de aerogeneradores puede ser lo más indicado.

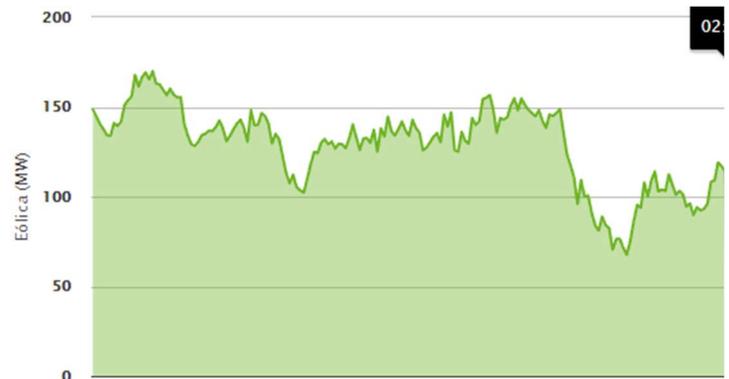
Este problema se ilustra con facilidad mediante la observancia de una muestra de datos de la potencia de origen eólico en la isla de Tenerife con indicación, en cada caso, del día en que se obtuvo dicha producción. Como puede apreciarse, la potencia obtenida no sólo varía de un día para otro sino que, además, se puede observar el fenómeno descrito, pudiendo verse las rápidas variaciones de magnitud durante un mismo día.

Potencia de origen eólico generada en Tenerife

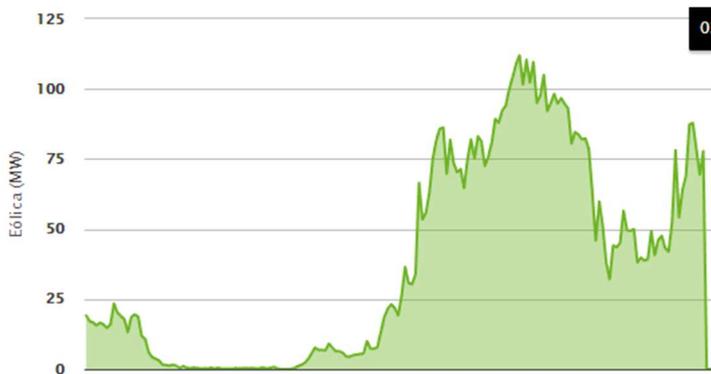
24/08/2019



27/08/2019



09/04/2019



17/01/2019

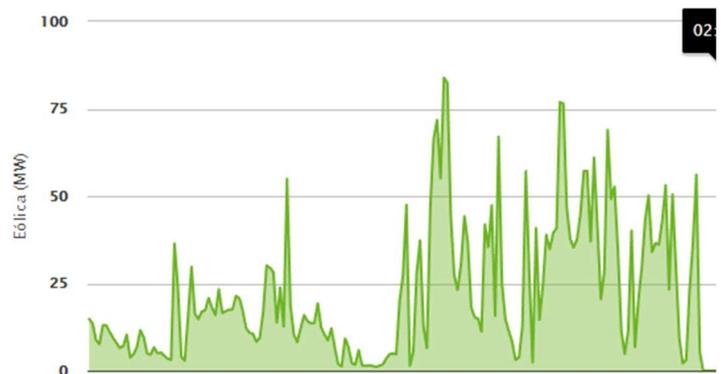


Tabla 4. Producción de origen eólico en la isla de Tenerife. Fuente: REE

9.3. Agotamiento del recurso eólico

Uno de los problemas fundamentales de la generación eólica es el corte repentino que pueden sufrir los aerogeneradores cuando se supera cierta velocidad del viento ya que, por seguridad, se detienen completamente para evitar daños – ver gráfica. Añadiendo de esta manera otro problema de similares características a la ausencia total de viento.

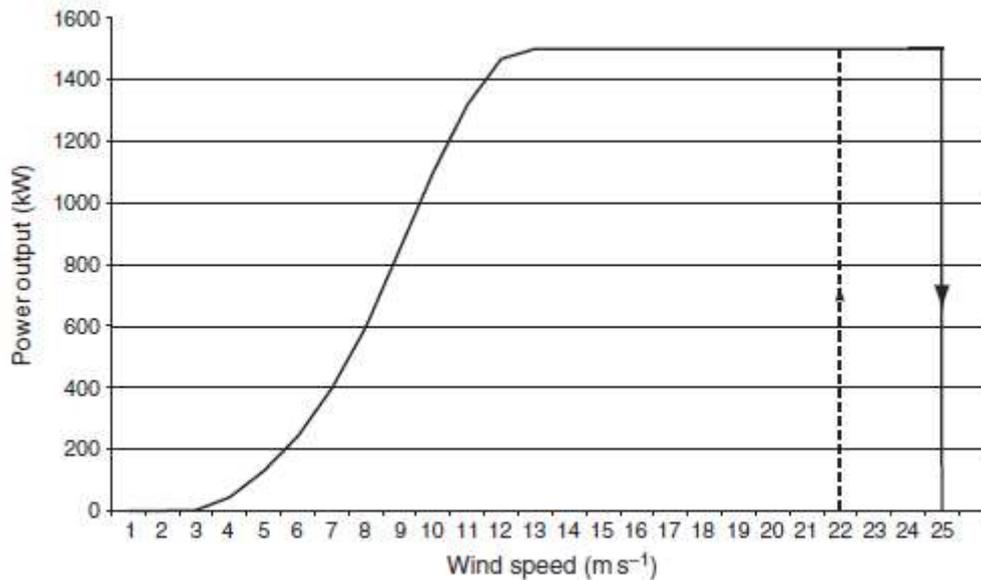


Ilustración 15. Producción de un aerogenerador en función de la velocidad del viento. Fuente: Ackerman - Wind Power in Power Systems

El hecho de contar con un sistema de acumulación permitiría, una vez más, continuar con el suministro eléctrico – dependiendo del estado de carga de las baterías, lo cual es de fácil monitorización – de una forma estable.

9.4. Desincronización generación/demanda y variabilidad

Es de magna relevancia destacar que, además de los problemas específicos de cada sistema de generación, existe un problema común a todas las fuentes de energías renovables relevantes en este trabajo, i.e., la eólica y la fotovoltaica. A saber, ambas comparten la traba de la imposibilidad de predecir de forma exacta cuándo, en qué cantidad y con qué calidad se va a producir la energía.

De esta manera, se pueden producir desincronizaciones entre la generación y la demanda, obteniéndose energía cuando no existe demanda o viceversa. Esto, además de causar un déficit energético, puede producir el efecto contrario, es decir, un superávit energético que causaría un vertido de energía innecesaria a la red eléctrica y, por consiguiente, un aumento de la frecuencia.

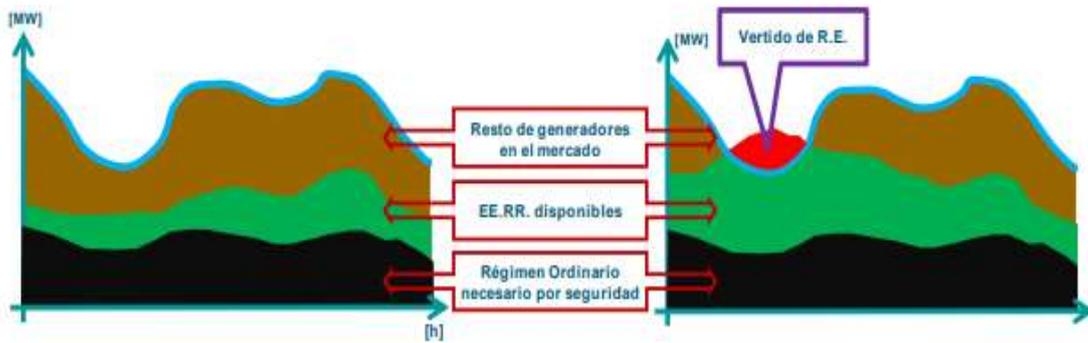


Ilustración 16. Derecha: Necesidad de limitar EERR Izquierda: Sin necesidad de limitar EERR. Fuente: REE

La solución habitual a este problema es la desconexión de los elementos generadores renovables que causan un superávit energético, lo cual conlleva una pérdida económica y ambiental en forma de energía limpia no generada.

Con la inclusión de un sistema de acumulación energética, sea cual sea su tipo, se puede almacenar este superávit energético cuando se produzca y proceder a su vertido controlado a la red cuando la situación sea la apropiada.

De esta manera se aprovecharía el 100% de la generación, haciendo más fácil la recuperación de la inversión por una parte y mejorando la calidad de la energía generada a largo plazo por otra.

9.5. Variabilidad de las energías renovables

Como ya se ha mencionado, las energías renovables tienen la gran desventaja de ser “no gestionables”, lo cual supone que son impredecibles en sus niveles de producción.

Las dos imágenes siguientes muestran la variabilidad de dichas energías renovables de un día para otro en la red objeto de estudio.

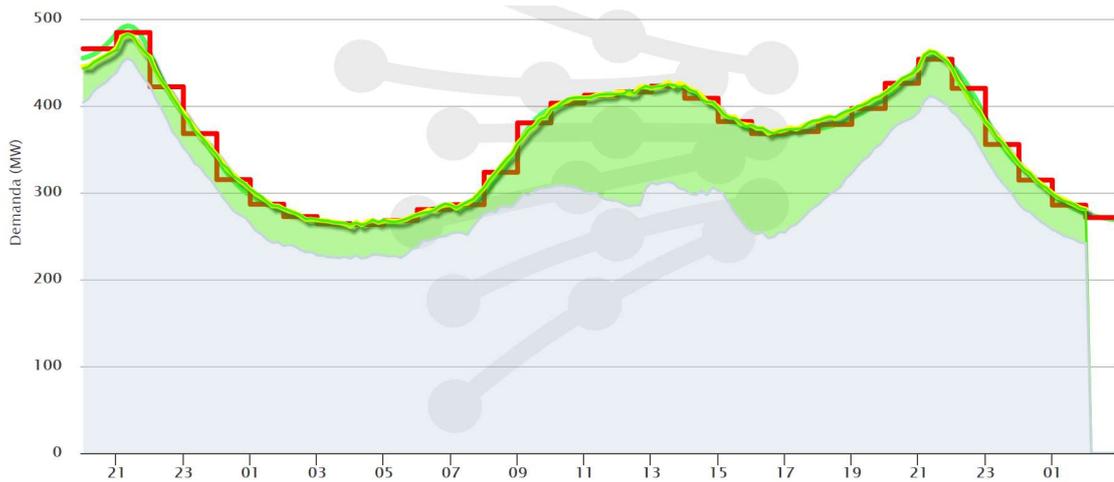


Ilustración 17. Generación en la isla de Tenerife (En verde origen renovable). Fuente: REE

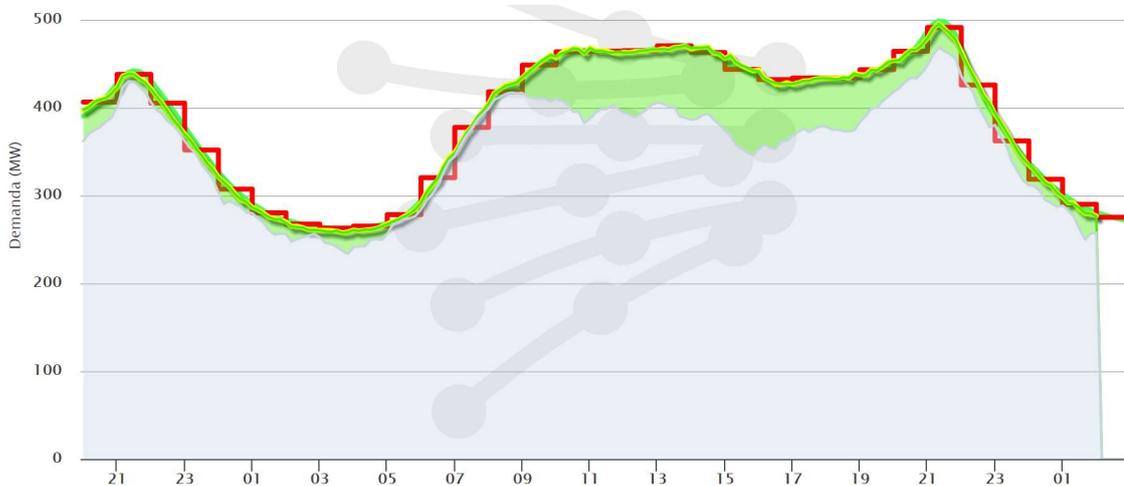


Ilustración 18. Generación en la isla de Tenerife (En verde origen renovable). Fuente: REE

Estos gráficos dan muestra de que la cantidad de energía generada y vertida a red puede variar en gran medida de un día para otro, siendo dependiente además de la época del año y otros factores ajenos al control humano. Esta falta de consistencia es lo que hace que su inclusión en el consumo sea un procedimiento complicado.

9.6. Evolución energías renovables

Todas las problemáticas presentadas se ven exacerbadas por el aumento de potencia renovable instalada. En efecto, en los últimos años ha aumentado el interés por estos tipos de energías limpias lo que ha supuesto un aumento correlativo de las inversiones

en las mismas. Si bien *a priori* esto es un cambio positivo, sin embargo, sus efectos en la red son notables y problemas que antes eran controlables – a saber: los huecos de tensión, las rampas eólicas, la desincronización, la variabilidad – ahora ven su magnitud aumentada.

La tabla siguiente muestra la evolución de la penetración de las energías renovables instaladas en el archipiélago de Canarias:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidroeólica	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2
Eólica	4,6	4,6	4,5	4,4	7,0	9,3
Solar fotovoltaica	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Generación renovable	8,0	8,0	8,0	7,8	10,5	12,7

⁽¹⁾ Asignación de unidades de producción según combustible principal.

⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás y biomasa.

Para el año 2019 valores acumulados hasta abril de 2019.

Ilustración 19. Evolución penetración renovable en Canarias. Fuente: REE

Como puede verse en esta tabla, la penetración de las energías renovable ha ido en constante aumento en los últimos cinco años, llegando a duplicarse en el caso de la tecnología de aprovechamiento eólico. Además, sólo en Tenerife, se han invertido en torno a 80M € en la infraestructura necesaria para transportar la energía generada, con lo que el compromiso por la ampliación y mejora de las renovables en las islas hace necesario dar respuesta a los problemas inherentes a este tipo de generación.

9.7. Prosumers

La integración de este nuevo modelo requiere tener en cuenta la aparición de la figura del *prosumer*, consumidores de energía eléctrica que, con la facilidad de acceso a las energías eólicas y fotovoltaicas a pequeña escala, ahora son capaces no sólo de autoabastecerse sino de contribuir a la producción eléctrica.

Cuando tenemos en cuenta que muchos de estos prosumers pueden optar por no incluir sistemas de baterías que estabilicen las condiciones de la energía en sus instalaciones, se aumentan los problemas descritos ya que no sólo hay que controlar las

características de la energía vertida a red de los grandes productores, sino que también hay que gestionar la vertida por los *prosumers*, incrementando de manera muy notable el número de puntos de conexión a controlar.

Esta nueva figura viene además contemplada por la normativa dimanante de la Unión Europea en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de Diciembre del 2018, donde se establece que los Estados Miembros deben garantizar a los consumidores el derecho a producir, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable.

La legislación española, en su Real Decreto 244/2019, *por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, define una serie de modelos de autoconsumo, algunos de los cuales, contemplan el vertido de energía sobrante a la red – con o sin compensación –, con el único requisito técnico de que la energía primaria provenga de fuentes renovables – junto con otros requisitos de origen administrativo. Es decir, la energía vertida a la red, es la energía sobrante del uso doméstico y está sujeta no sólo a las variaciones aleatorias de una fuente renovable sino, también, a que el prosumer tenga un excedente de energía que verter a la red – evento de naturaleza no gestionable –, lo cual implica un problema cuando nos encontramos con un número cada vez más elevado de estas fuentes.

Una vez más, la solución del almacenamiento energético, combinado con la funcionalidad de una red inteligente, contribuiría a una mayor estabilización y control de la energía vertida a la red y permitiría el almacenamiento de la energía “no gestionable” proveniente no sólo de fuentes renovables externas sino, también, de esta nueva figura convirtiéndola, de esta manera, en una reserva – de capacidad y características controlables y medibles – disponible en todo momento y, por lo tanto, mitigando los problemas derivados de la proliferación de todos estos nuevos puntos de conexión “no regulables”.

9.8. Redes inteligentes

Las *redes inteligentes* es otro de los retos futuros de la implantación de las renovables y de la aparición de la figura de los *prosumers*, esto es, la necesidad de mejorar la “inteligencia” de la red. Para ello, hay que pasar de un modelo en el que el

flujo de energía eléctrica es unidireccional, es decir, de la generación al consumo, a otro modelo mucho más complejo, en el que se requiere que no sólo el flujo de energía sea bidireccional sino que, además, se tengan que gestionar miles de puntos de conexión.

Esto es debido a que ahora la generación se encuentra diseminada por toda la red, con multitud de grandes y pequeños productores, con sistemas de almacenamiento distribuidos y, por supuesto, con un mayor número de puntos de consumo. Véase, por ejemplo, los puntos de recarga para vehículos eléctricos, no sólo en aparcamientos sino la posible aparición de “electrolineras”, que puedan contar también con sistemas de almacenamiento y generación renovables.

9.9. Solución general

Visto lo expuesto, se busca una solución que pueda hacer frente a unos problemas determinados que afectan a distintas plataformas de generación.

Si bien se han descrito algunos métodos para resolver problemas específicos de unas plataformas concretas, se presenta como un desafío el buscar una solución susceptible de dar respuesta a todos los retos planteados y que sea válida para todos los elementos generadores incorporados.

De esta manera, se ha considerado que un sistema de almacenamiento energético sería lo más adecuado por cuanto la energía puede ser acumulada independientemente de su fuente a través de diversas maneras, debiendo tenerse en cuenta únicamente los adecuamientos necesarios para su correcto almacenamiento en función del método escogido.

Este sistema de acumulación energética cumplirá una serie de funciones generales y aportará una serie de ventajas:

- . Ventaja primera. Proporcionará la habilidad de consumir la energía en otro momento distinto al de su generación, dando pie a ventajas como el arbitraje de la energía y el recorte de picos, o *time shifting* y *peak shaving*:

○ El *time shifting* o *desplazamiento temporal* está íntimamente relacionado con el *Arbitraje Financiero de la Energía*. Consiste en el aprovechamiento de distintos precios

en distintos mercados o, en este caso, en distintas franjas horarias. Así, dependiendo de la hora del día, las necesidades energéticas de la red varían, variando, asimismo, el precio de dicha energía. Esto supone que a menor demanda habrá menor coste, pudiéndose almacenar la energía en los momentos en los que su precio es mínimo con vistas a inyectarla – venderla – cuando su precio sea máximo. Este caso no implica que haya excedente de energía.

- El *peak shaving* o *gestión de picos de demanda* consiste en el almacenamiento de energía en los momentos en los que no es necesaria para proceder a su vertido a la red cuando ésta esté más sobrecargada. Con ello se consigue un doble objetivo. Primero, se produce un “reparto” de la carga en el tiempo, reduciendo, de esta manera, la carga pico, lo cual repercute directamente en el coste de la energía eléctrica-. Segundo, evita el tener que disponer de maquinaria desinada únicamente a este fin de forma continua.⁸ Esto, estará claramente limitado por la capacidad del sistema de almacenamiento y su capacidad de carga y descarga.

-

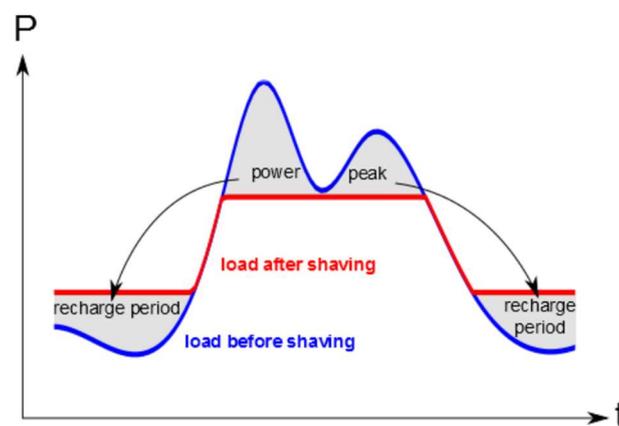


Ilustración 20. Peak Shaving. Fuente: Peak Shaving Control Method for Energy Storage

- . Ventaja segunda. Permitirá disponer de energía eléctrica en caso de que ésta sea necesaria para iniciar los sistemas sin necesidad de depender de la energía disponible en la red. Un claro ejemplo de este tipo de proceso, conocido como *black start* o *arranque autógeno*, es su recurso tras una pérdida total o parcial del suministro, con lo que no

⁸ A review on Peak Load Shaving Strategies. En: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314272>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

sería necesario depender de generadores auxiliares para poner en marcha las centrales generadoras⁹.

-. Ventaja tercera. Permitirá conocer con exactitud la energía disponible para el suministro en todo momento. Esto soluciona, en parte, el problema de la incapacidad de gestionar la producción de las energías renovables

-. Ventaja cuarta. Aislará los sistemas de producción renovables de la red de distribución, de manera que las variaciones en la generación no afectarán a la misma, lo cual mejorará enormemente la calidad de la energía obtenida.

-. Ventaja quinta. Será susceptible de ser utilizado como sistema de control de frecuencia – como reserva rodante – cuando se produzca un desequilibrio entre la demanda y la producción.¹⁰ De esta manera, mediante inyecciones de energía o almacenando aquella sobrante contribuyen a la estabilidad del sistema sin necesidad de recurrir a los elementos móviles de los generadores acoplados a la red.

-. Ventaja sexta. Podrá llegar a utilizarse como reserva para proporcionar seguridad en el suministro eléctrico en caso de una interrupción en el mismo.

Obviamente, este tipo de sistemas tiene unos costes económicos elevados y requiere de instalaciones que varían en tamaño y complejidad en función del tipo de tecnología y de las características de potencia y energía disponibles que se deseen.

En el capítulo siguiente, se hablará acerca de distintos tipos de almacenamiento energético y de sus características.

Existen muchos proyectos basados en multitud de variantes tecnológicas – Ion-Litio, baterías de flujo, volantes de inercia, supercondensadores, bombeo, etc. – e incluso combinaciones de las mismas – supercondensadores o volantes de inercia para inyección rápida de potencia combinados con otro tipo de almacenamiento energético más adecuado para la acumulación de energía –, aunque estas últimas son a pequeña

⁹ C.N. Kim; W.K. Yu; S.S. Jang; H.J. Lee. “Analysis of Power Restoration Process Using Battery Energy Storage System”. *International Journal of Applied Engineering Research* ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 16 (2017) pp. 6218-6223. En https://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n16_107.pdf. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

¹⁰ Y.K. Wu and K.T Tang. “Frequency Support by BESS – Review and Analysis”. *Energy Procedia* 156:187-191. January 2019 DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.126. En https://www.researchgate.net/publication/330492538_Frequency_Support_by_BESS_-_Review_and_Analysis. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

escala o altamente experimentales, complejas y caras – integración de distintos tipos de tecnología funcionando en paralelo.

10. Almacenamiento energético: tipos, evolución, comparativa y elección

Tras el recorrido seguido se impone, sin duda, abordar la cuestión de cuál sería el sistema más conveniente susceptible de dar respuesta a todos los problemas y trabas planteados. Llegar a una tal elección, requiere explorar los distintos tipos de almacenamiento energético existentes, puesto que un estudio de sus características será clave en la identificación del sistema idóneo.

10.1. Mecánicas

10.1.1. El bombeo hidroeléctrico

a) Descripción

La tecnología del bombeo hidroeléctrico consiste en el almacenamiento de energía potencial en un reservorio de agua superior para más tarde liberarla hacia un reservorio inferior – proceso de descarga –, haciéndola pasar por una turbina que convierte esta energía potencial en electricidad. Posteriormente, el contenido de este reservorio inferior se volverá a trasladar al superior – proceso de carga.

Este sistema de almacenamiento energético es el más extendido y maduro de los existentes y lleva utilizándose desde 1890 contando con, al menos, 150 GW de potencia instalada y operacional a finales de 2016.

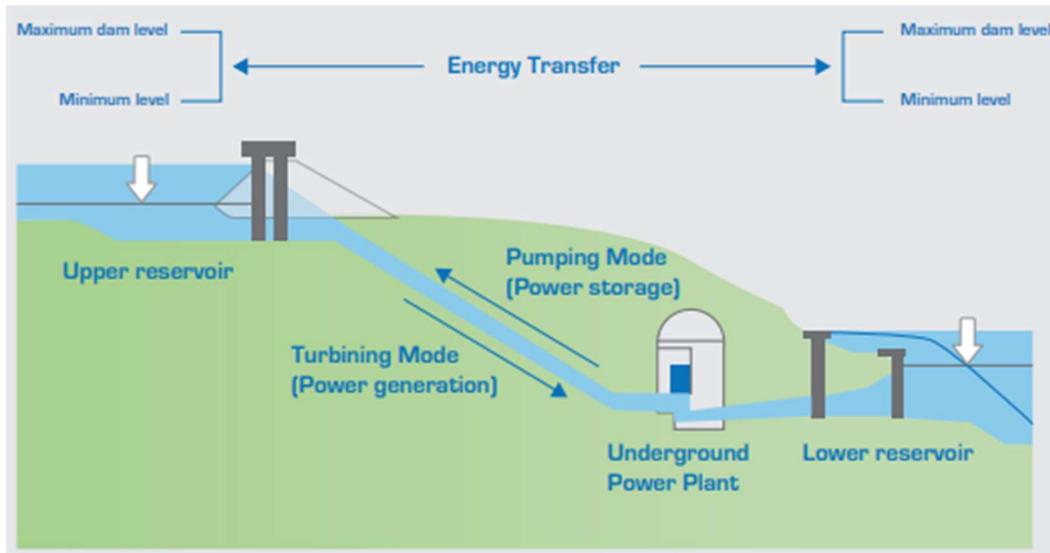


Ilustración 21. Bombeo hidroeléctrico. Fuente: EASE

A su uso acompañan determinadas ventajas y desventajas.

b) Ventajas

- Tecnología muy madura con gran experiencia operacional.
- Eficiencia ida-vuelta razonablemente elevada.
- Vida útil muy elevada.
- Gran volumen de almacenaje durante grandes periodos de tiempo (baja auto descarga).

c) Desventajas

- Muy baja densidad energética.
- Restricciones geográficas (tipo de terreno, mucho espacio).
- Alto coste inicial, con grandes tiempos de construcción.

10.1.2. El aire comprimido

a) Descripción

El aire comprimido es un sistema que consiste en comprimir aire a altas presiones – normalmente del orden de 100 bar – y en almacenarlo en cavernas naturales para

extraerlo más tarde y hacerlo pasar por una turbina que lo reconvierta a energía eléctrica.

Existen dos sistemas que tratan el aire de manera distinta a la hora de almacenarlo/extraerlo. De un lado, los sistemas adiabáticos donde el calor generado durante la compresión del aire es almacenado en un sistema de almacenamiento térmico y añadido posteriormente a la hora de extraerlo.

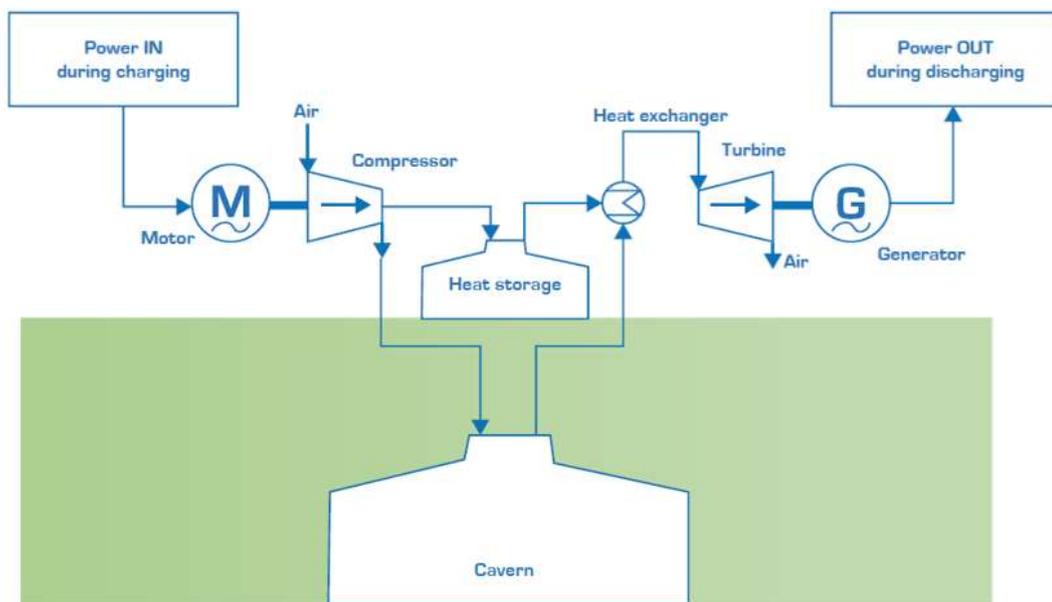


Ilustración 22. Esquema aire comprimido adiabático. Fuente: EASE

De otro lado, los sistemas diabáticos, donde no se almacena el calor producido durante la compresión sino que, al extraer el aire de la cámara de almacenaje, éste se hace pasar por una cámara de combustión que calentará el aire a la temperatura deseada.

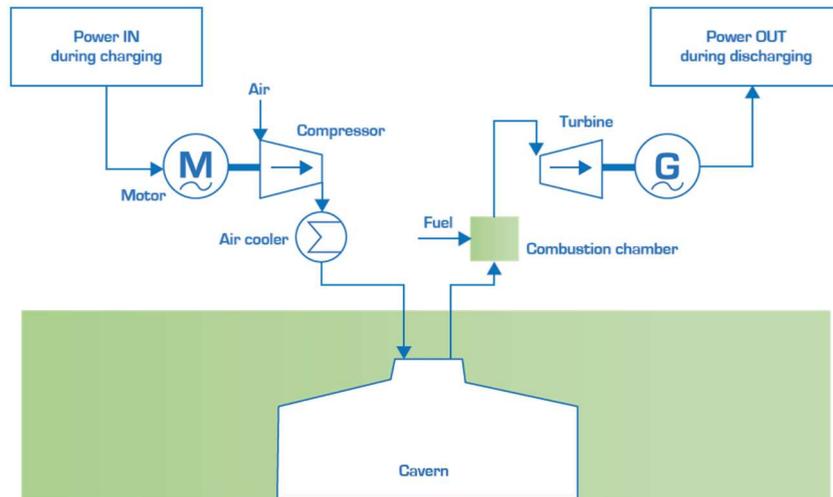


Ilustración 23. Esquema aire comprimido diabático. Fuente: EASE

b) Características

- **Ciclo de vida:** 30 años.
- **Rangos de potencia y energía máximos:** Orden de MW y GWh.
- **Tiempo de descarga:** Horas.
- **Tiempo de reacción:** Minutos.
- **Eficiencia:** menor del 55% (Sistemas diabáticos), 70% (Adiabáticos).
- **Coste potencia:** 400-1200€ (Diabáticos), 1200-2000€ (Adiabático).

c) Ventajas

Permite el aprovechamiento de estructuras naturales como sistema de almacenaje.

d) Desventajas

- Exige estructuras y materiales específicos para su rentabilidad (Sales, rocas duras y rocas porosas).
- Los sistemas diabáticos requieren de sistemas para calentar el aire en el momento de su utilización.

10.1.3. Los volantes de inercia

a) Descripción

Los volantes de inercia consisten en un elemento rotatorio capaz de almacenar energía cinética el cual, debido a su construcción, mantiene unos coeficientes de rozamiento muy bajos, lo que supone una reducción de las pérdidas al mínimo.

A pesar de que, ciertamente, no gozan de una gran capacidad para el almacenamiento de energía por cuanto sus tiempos de descarga son muy bajos, sin embargo, sí son muy útiles para tareas de regulación de frecuencia.

Es de destacar que, en ellos, debido a que la energía almacenada depende de la velocidad angular y del momento de inercia del volante, los materiales y las dimensiones de éste influyen de forma importante en la misma.

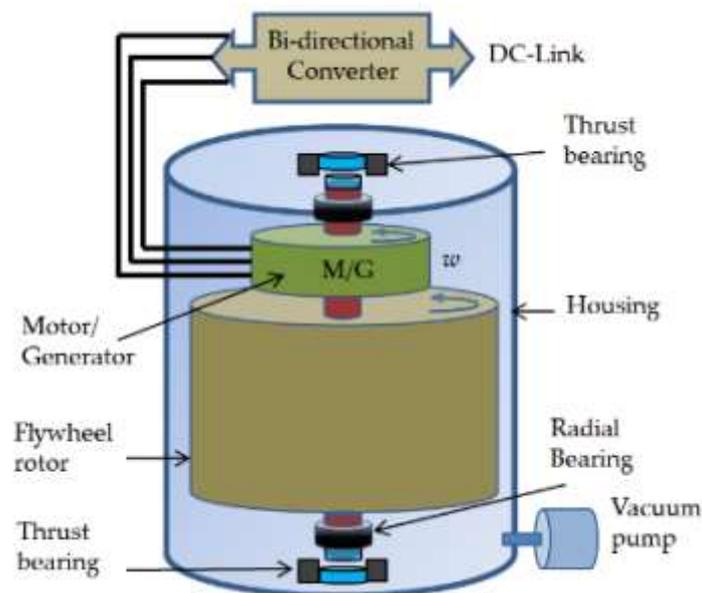


Ilustración 24. Volante de inercia. Fuente: A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications. Mustafa E. Amiryar, Keith R. Pullen. School of Mathematics, Computer Science and Engineering, University of London, London EC1V 0HB, UK 2017

b) Características

- **Ciclo de vida:** > 20 años.
- **Tiempo de descarga:** segundos.
- **Tiempo de reacción:** pocos segundos.
- **Eficiencia:** Superiores al 90% (Con rodamientos magnéticos y cámaras de vacío).
- **Densidad Energética:** 360-500 Wh/Kg (dependiendo del material).

c) Ventajas

- Tiempos de carga y descarga rápidos.
- Tiempo de vida alto, sin degradación.
- Fácil de determinar el estado de carga (según velocidad de giro).

d) Desventajas

- A más energía queramos almacenar, más tensiones se generarán en el volante y equipamiento asociado, incurriendo en mayores costos de fabricación.
- Baja densidad energética.

10.2. Electroquímicas

10.2.1. El Pb-Ácido

a) Descripción

El Pb-Ácido es uno de los sistemas de almacenamiento electroquímico más antiguos y consta de numerosos tipos de configuraciones y formatos para distintos niveles de uso. Se trata de una batería electroquímica compuesta por unos electrodos formados en composición de dióxido de plomo PbO_2 (Cátodo) y plomo esponjoso Pb (Ánodo) sumergidos en un electrolito de ácido sulfúrico H_2SO_4 .

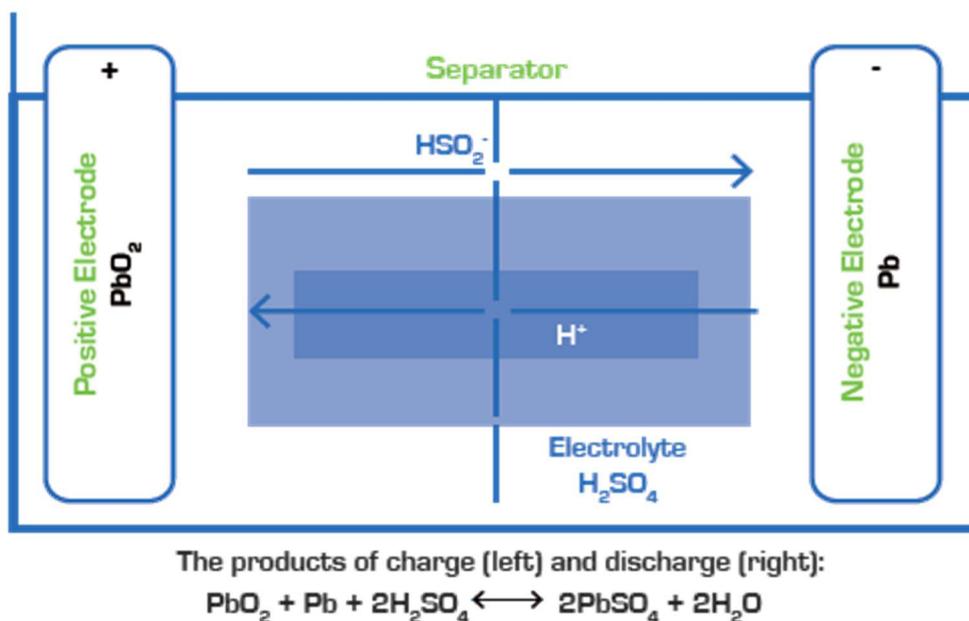


Ilustración 25. Esquema batería Pb-Ácido. Fuente: EASE

Su uso es extendido y el desarrollo de mejoras sigue avanzando, entre ellas, la posibilidad de configuraciones en sistemas completos “llave en mano” para almacenamientos a gran escala y vertidos en red. De hecho, existen algunos proyectos europeos que les dan uso, tales como el *M5BAT* en Aachen, en Alemania, para energy time shifting, o el *Energy Buffer Unit* en Alt Daber, en Brandernburgo, para regulación de frecuencia.

b) Características

- **Ciclo de vida:** 500 a 3000 ciclos.

- **Rangos de potencia y energía máximos:** En el orden de MW y MWh.
- **Tiempo de descarga:** minutos a más de 20 horas.
- **Tiempo de reacción:** milisegundos.
- **Eficiencia:** 75 – 85%.
- **Densidad Energética:** 20-40 Wh/Kg.
- **Coste potencia:** 100-500€/kW.
- **Coste energía:** 100-200€/kWh.

c) Ventajas

- Bajo coste.
- Tecnología muy trabajada, con lo que se pueden encontrar soluciones para casi cualquier uso.
- Programas de reciclaje muy eficaces.

d) Desventajas

- Subproducto gaseoso (Hidrógeno, altamente inflamable), que debe ser ventilado correctamente.
- Posibilidad de derrames de ácido en las baterías con electrolito líquido.
- Peso elevado.

10.2.2. El Ion-Litio

a) Descripción

Cuando se habla del Ion-Litio se hace referencia a un sistema de almacenamiento electroquímico que utiliza sales de litio como electrolito, un cátodo compuesto por un óxido metálico y un ánodo de carbono o similares. Para el cátodo se usan diferentes metales que confieren una variación de características en función de cuál se esté usando, p. ej. LiCO_2 , LiNCA, LiFePO_4 , etc.

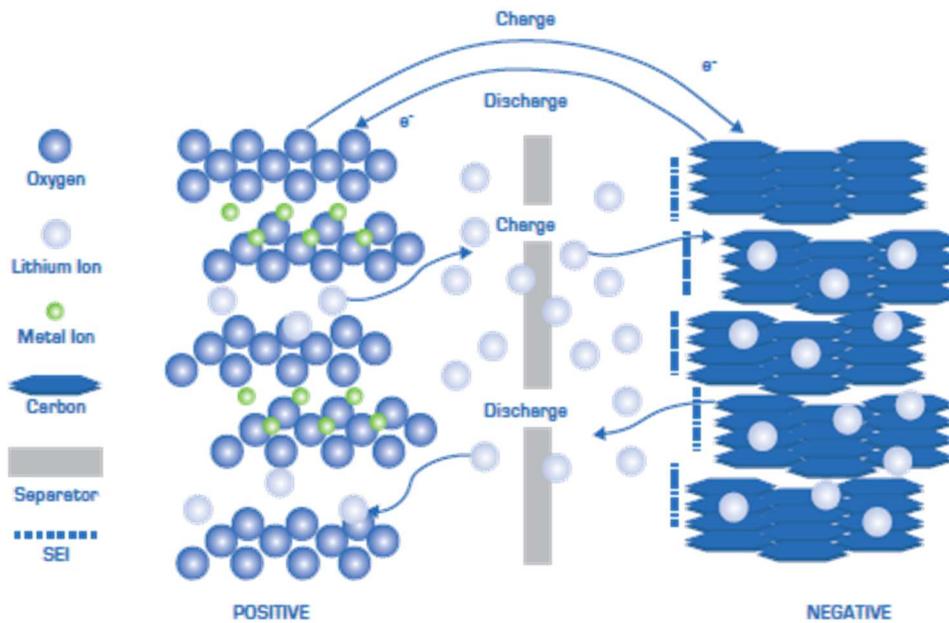


Ilustración 26. Esquema batería Ion-Litio. Fuente: EASE

Este tipo de baterías se lleva comercializando desde los años 90 para diversos tipos de electrónica de consumo. Aunque por aquel entonces los fabricantes ya estaban trabajando en reducir los costes y, así, disminuir los retos de su implementación a gran escala.

Ha sido a partir del año 2010 cuando las baterías de Ion-Litio en configuración estacionaria comienzan a proliferar gracias a la extensiva investigación para adaptarlas a los vehículos eléctricos. Alrededor del 2015 más de 500 MW de baterías de Ion-Litio estacionarias estaban en funcionamiento alrededor del mundo.

Gracias a su gran escalabilidad y flexibilidad en cuanto a los términos de potencia y energía son muy útiles para gran variedad de aplicaciones. Así, destacan:

- Time shifting.
- Autoconsumo.
- Peak-shaving.
- Servicios auxiliares.

Soporte para control de voltaje y frecuencia.

En esta categoría se puede hablar de los siguientes tipos.

- b) Tipos

- Litio-Óxido cobalto (LCO): Están formadas por un cátodo de óxido de cobalto distribuido en capas y un ánodo de grafito.

Pese a poseer una densidad energética elevada, tienen la desventaja de una corta vida, baja estabilidad térmica y potencia. Además, las dificultades para la utilización del cobalto por sus peligros ambientales han llevado a buscar soluciones alternativas a su utilización.

Debido a todos estos problemas, y a la existencia de alternativas más válidas, no son relevantes hoy en día.

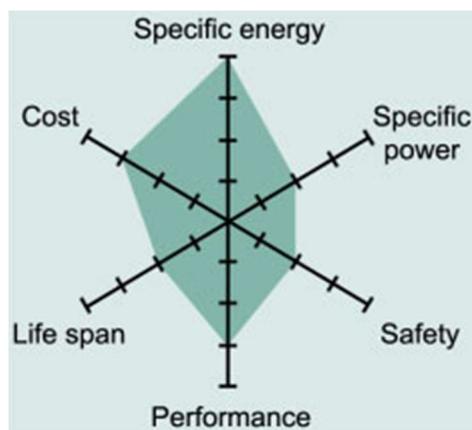


Ilustración 27. Características LCO. Fuente: Battery University

- Litio-Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC): Son una elección común para aplicaciones estacionarias y el sector de la electro movilidad. Una evolución del concepto LCO, surgió de la necesidad de reducir costes, combinando cobalto con otros materiales más baratos mientras se mantenía la estabilidad estructural.

Este cátodo de NMC, proporciona una buena combinación de energía, potencia y ciclo de vida y, además, tiene una mejor estabilidad térmica que las celdas de LCO debido a su menor contenido en cobalto.

Hoy en día, este es uno de los cátodos dominantes en el mercado.

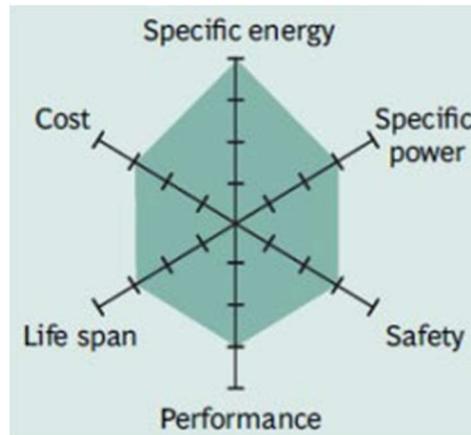


Ilustración 28. Características NMC. Fuente: Battery University

- Litio-Níquel-Cobalto-Óxido de Aluminio (NCA): Es otra evolución de las celdas LCO, donde se utiliza níquel en vez de cobalto y pequeñas cantidades de óxido de aluminio para mejorar sus propiedades electroquímicas y térmicas. Son utilizadas sobre todo en el sector de la electromovilidad.

Comparten similitudes con las baterías NMC en cuando a potencia, densidad energética y vida útil, pero presentan problemas de seguridad y un elevado coste.

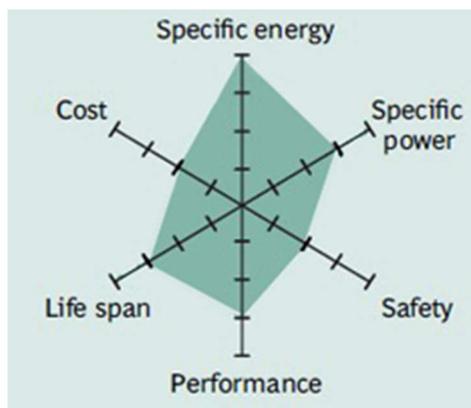


Ilustración 29. Características NCA. Fuente: Battery University

- Titanato de Litio (LTO): Si bien el grafito es el material más común para ánodos, la utilización de la estructura de espinela del titanio mejora notablemente la estabilidad térmica de las celdas en los estados de carga-descarga dándoles por lo tanto

una capacidad de trabajo elevada – en carga o descarga. Debido a estas características, son candidatas importantes a aplicaciones estacionarias, a pesar de su baja densidad energética y su coste elevado.

■

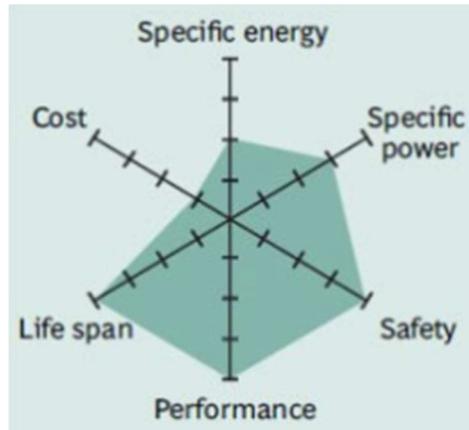


Ilustración 30. Características LTO. Fuente: Battery University

■ Litio-Óxidos de Manganeso (LMO): Mejora el flujo de iones en el electrodo, de manera que reduce la resistencia interna y, por tanto, la corriente. Además, posee una estabilidad térmica elevada y, por consiguiente, una mayor seguridad.

Como desventajas de este tipo de celdas hay que destacar su baja vida útil y su disminuida capacidad – 30% inferior al Litio-Cobalto. En ocasiones se ha combinado esta tecnología con la NMC para mejorar su rendimiento, como ha sido el caso de, por ejemplo, los vehículos eléctricos *Nissan Leaf*, *Chevy Volt* y el *BMW i3*.

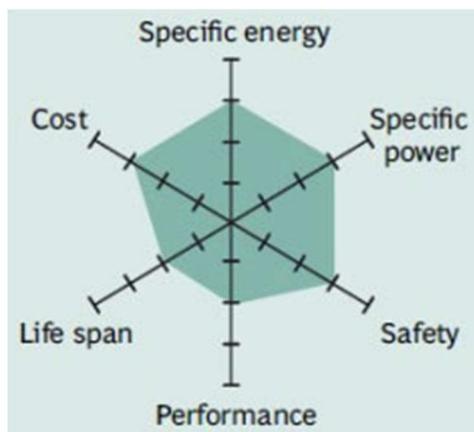


Ilustración 31. Características LMO. Fuente: Battery University

- Litio-Fosfato de hierro (LFP): El fosfato de hierro como material para cátodos, ofrece un buen rendimiento electroquímico con una baja resistencia. Esto hace que la batería pueda soportar corrientes altas, tenga un ciclo de vida largo, una buena estabilidad térmica y una seguridad y tolerancias elevadas ante ciclos de trabajo exigentes.

La desventaja principal es que su voltaje nominal es más bajo de lo normal – 3.2 V por celda – lo que reduce la energía específica por debajo de las tecnologías basadas en el cobalto. Además, tienen mayores valores de auto descarga.

A pesar de estos negativos, es una candidata interesante para ciertas utilidades en sistemas estacionarios. En este sentido es interesante atender a sus particularidades.

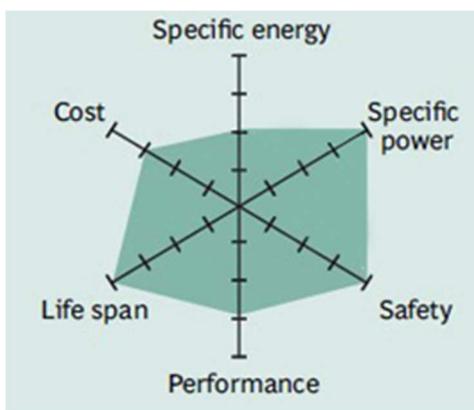


Ilustración 32. Características LFP. Fuente: Battery University

a) Características

- **Ciclo de vida:** 2000 a 10000 ciclos (15-20 años) en función de la tecnología, varía mucho en función de las condiciones de uso, sobre todo de temperatura y profundidad de descarga

- **Rangos de potencia y energía máximos:** Orden de MW

- **Tiempo de descarga:** 10 minutos – 4 Horas

- **Tiempo de reacción:** Milisegundos

- **Eficiencia:** 90-98%, aunque también hay que tener en cuenta las cargas auxiliares

- **Densidad Energética:** 100-250 Wh/Kg

- **Coste potencia:** 150-1000 €/kW

- **Coste energía:** 700-1300 €/kWh

b) Ventajas

- Sin efecto memoria.

- Facilidad de control.

- Gran eficiencia.

- Gran densidad energética.

- Proliferación de uso (más de 500 MW instalados en 2015 en conexión a red).

- Soluciones comerciales para almacenamiento masivo y sistemas completos “llave en mano”.

- Distintos tipos de batería, lo que les da gran versatilidad.

c) Desventajas

- Precio.

- Requieren de un control de temperatura exhaustivo, variando sus características en función de la temperatura y pudiendo llegar a producir deflagraciones/explosiones a altas temperaturas.

- Su vida útil (los ciclos de carga) se ve influenciada por la DOD a la que se la someta regularmente.

10.2.3. NaS

a) Descripción

Las baterías de sulfuro de sodio – ales fundidas – se basan en un sistema de reacciones electroquímicas que ocurren entre un cátodo típicamente compuesto por azufre fundido y un ánodo de sodio fundido separados por cerámica –beta-aluminio – que también hace las veces de electrolito. Este electrolito permite el paso de iones de sodio cargados positivamente. Para su correcto funcionamiento, la batería debe estar a 300-350 °C para mantener fundido el material de los electrodos, lo que hace necesario la inclusión de sistemas que mantengan esta temperatura.

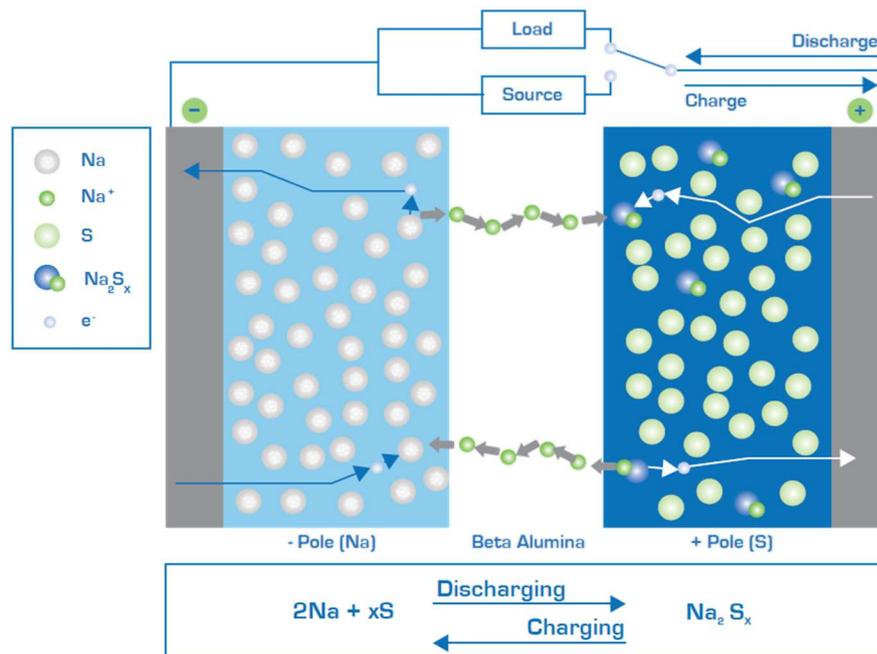


Ilustración 33. Esquema batería NaS. Fuente: EASE

Estas baterías se han estado fabricando y usando desde los años 1990, conformadas típicamente por módulos de 50 kW y 300 a 360 kWh combinados formando una única batería, dando valores de potencia y energía de 1 MW y 6 o 7 MWh respectivamente.

Existen numerosos lugares donde se utiliza esta tecnología, mayormente en Japón y EEUU, aunque hay algunos proyectos en Europa, concretamente en Isla Reunión (Océano Índico - Francia), Alemania y Reino Unido.

b) Características

- **Ciclo de vida:** 2000-5000 ciclos (<15 años).
- **Rangos de potencia y energía máximos:** 0.5 a 50 MW y hasta 350 MWh.
- **Tiempo de descarga:** 6-7 Horas.
- **Tiempo de reacción:** Milisegundos (si están a la temperatura adecuada).
- **Eficiencia:** 75-85%.
- **Densidad Energética:** 100-120 Wh/Kg.
- **Coste potencia:** 3000-4000 €/kW.
- **Coste energía:** 400-600 €/kWh

c) Ventajas:

Permiten el almacenamiento masivo de energía a bajo precio

d) Desventajas

- Temperatura de uso elevada (300-350) y necesidad de mantenerla.
- Requieren de sistemas de control de incendios y temperatura mejorados.
- Corrosión producida por los polisulfuros de sodio.

10.2.4. NiCd

a) Descripción

Baterías electroquímicas donde el cátodo contiene NiO_2H_2 y el ánodo Cd separados por una membrana que permite el paso de electrones e iones entre ellos e inmersa en un electrolito hecho de hidróxido de potasio acuoso (KOH).

Debido a su robustez y bajos requisitos de mantenimiento se utilizan sobre todo en ambientes inhóspitos – baja/alta temperatura, humedad, etc. No obstante, las necesidades de mejorar el rendimiento hacen que sean descartas en favor de las baterías de Ni-MH o Ion-Litio.

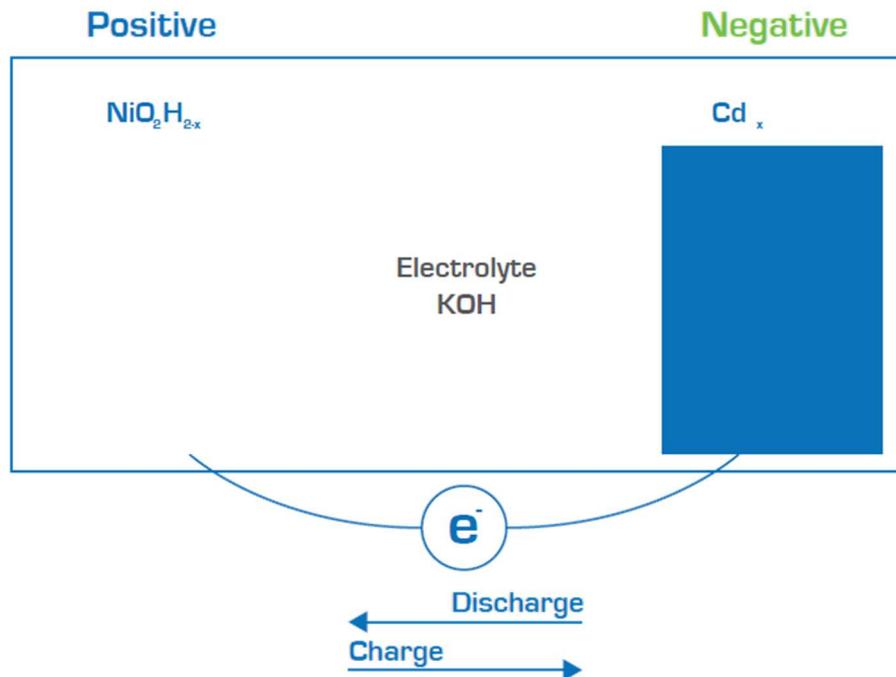


Ilustración 34. Esquema batería NiCd. Fuente: EASE

b) Características

- **Ciclo de vida:** 10 a 20 años
- **Rangos de potencia y energía máximos:** Rango de kW y menos de 10 MWh
- **Tiempo de descarga:** minutos-horas
- **Tiempo de reacción:** Algunos milisegundos
- **Eficiencia:** 60-70%
- **Densidad Energética:** 30-70 Wh/Kg
- **Coste potencia:** 500-1500 €/kW
- **Coste energía:** 400-700 €/kWh

c) Ventajas

- Muy robustas ante situaciones adversas
- Alta variedad de diseños

d) Desventajas

- Poco eficientes comparadas con otros sistemas de almacenamiento

10.2.5. Baterías de flujo

a) Descripción

Las baterías de flujo utilizan dos electrolitos líquidos, uno con carga positiva y otro con carga negativa que hacen de portadores de energía. Los electrolitos se separan con una membrana selectiva que, dependiendo de las condiciones de trabajo – carga o descarga –, permite el paso de ciertos iones y completa las reacciones químicas. Esto permite la completa separación de las características de potencia y energía.

La potencia viene determinada por la superficie activa de la membrana – el tamaño del stack de celdas electroquímicas – y por el control de las bombas hidráulicas.

La capacidad energética viene dada por la capacidad de los tanques de electrolitos, con lo que para aumentarla basta con utilizar tanques más grandes o añadir nuevos.

Existen además numerosas combinaciones de compuestos químicos que pueden ser utilizados como electrolitos:

- Redox: vanadio/vanadio, hierro/cromo
- Redox híbrida: zinc/bromo, zinc/cloro

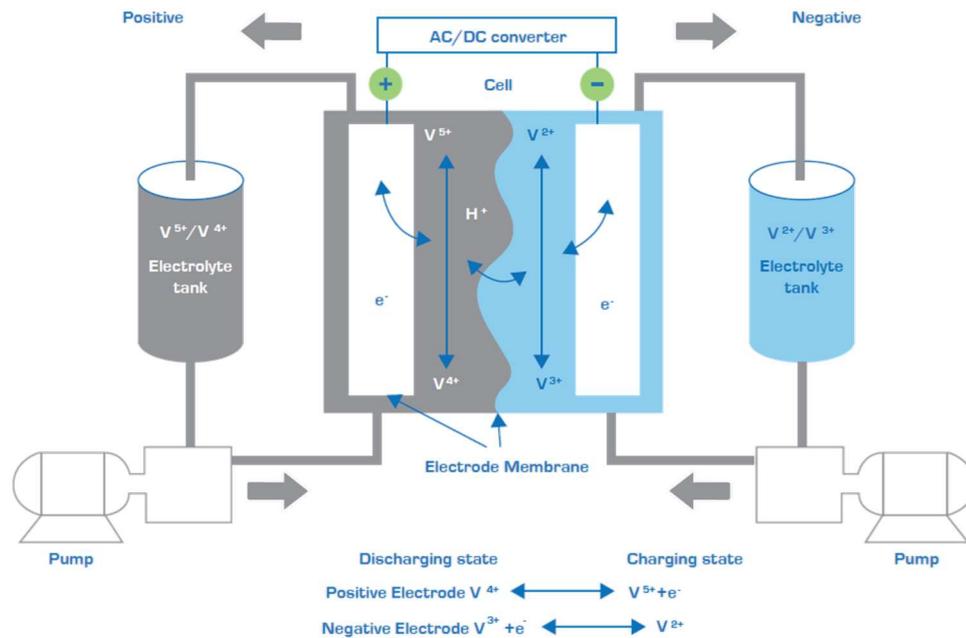


Ilustración 35. Esquema batería de flujo. Fuente: EASE

Este tipo de baterías se llevan desarrollando desde los años 70 en EEUU, concretamente por la NASA. Durante los años 90, algunas compañías asiáticas instalaron y probaron varios prototipos, construyéndose algunas plantas con capacidad de 200 kW y 800kWh.

Hoy en día, la mayoría del desarrollo de este tipo de tecnología se lleva a cabo en Asia (Japón y China), Australia y los EEUU. En Europa también se están desarrollando, pero por ahora sólo están disponibles en potencias y capacidades energéticas que rondan los 10 kW y los 200 kWh.

b) Características

- **Ciclo de vida:** >12000 ciclos (10-20 años).
- **Rangos de potencia y energía máximos:** de kW a algunos MW y energía del orden de algunos MWh.
- **Tiempo de descarga:** horas.
- **Tiempo de reacción:** milisegundos.
- **Eficiencia:** 70-75%.
- **Densidad Energética:** 10-25 Wh/litro.

- **Coste potencia:** 500-1300 €/kW.
- **Coste energía:** 100-400 €/kWh.

c) Ventajas

- Gran flexibilidad a la hora de suministrar potencia y energía a medida.
- Gran durabilidad.

d) Desventajas

- Densidad energética relativamente baja, requiriendo grandes tanques de almacenaje.
- Peligro de vertidos.
- Requiere de gestión de bombeo y flujos lo que incrementa los costes y la complejidad de mantenimiento/uso.

10.3. Electromagnéticas

10.3.1. EDLC (Electro-chemical Double Layer Capacitor)

a) Descripción

Condensadores electroquímicos de doble capa, también conocidos como ultra condensadores. Se basan en el efecto electrostático que ocurre entre dos electrodos de carbono con grandes áreas específicas por volumen – carbono activado – inmersos en un electrolito y separados entre ellos mediante un separador.

Al contrario que las baterías, sólo se utilizan efectos electrostáticos para el almacenamiento de la energía eléctrica.

Este tipo de acumuladores viene usándose desde mediados de los años 80 en electrónica de consumo. A partir de los años 90 se comenzaron a utilizar en la electrónica industrial, pasando a ser utilizados recientemente en los sistemas de arranque para coches.

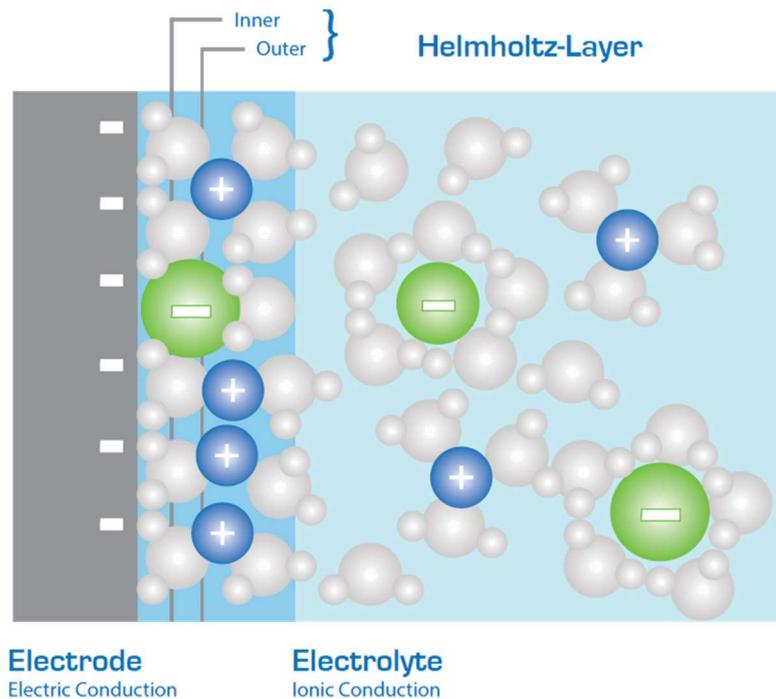


Ilustración 36. Esquema ultra condensador. Fuente: EASE

b) Características

- **Ciclo de vida:** Muy largos, se estiman en 10^6 ciclos.
- **Rangos de potencia y energía máximos:** Potencia en el orden de algunos MW y energía algunos kWh.
- **Tiempo de descarga:** segundos o algunos minutos.
- **Tiempo de reacción:** 5 milisegundos.
- **Eficiencia:** 90%.
- **Densidad Energética:** 4-7 Wh/Kg.
- **Coste potencia:** 100-500 €/kWh.
- **Coste energía:** Prohibitivo.

c) Ventajas

- Carga y descargas rápidas.
- Larga vida útil.
- Alta potencia.

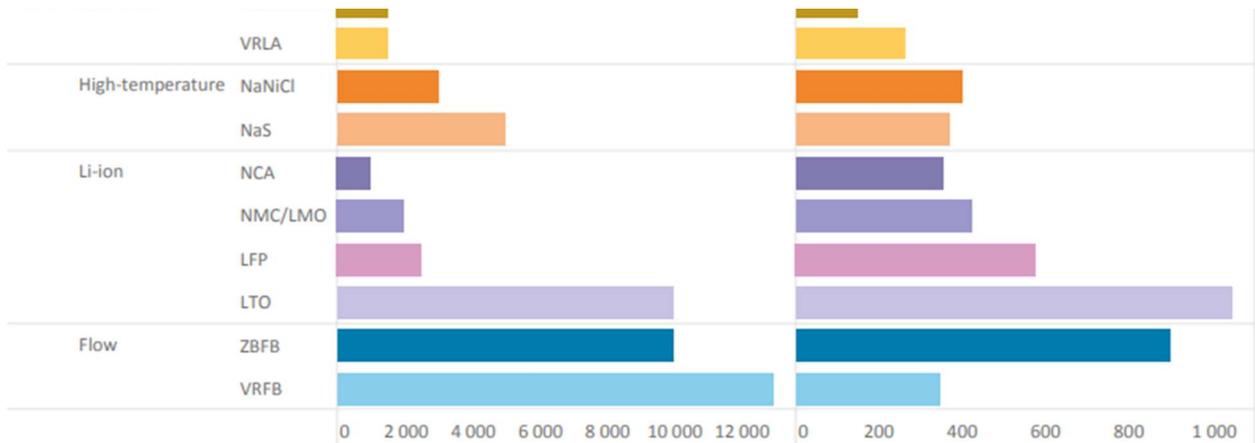
d) Desventajas

- Densidad energética muy baja.
- Mayor auto descarga en comparación con otros tipos de batería.

10.4. Futuro y comparativa

Con todo lo visto, es relevante detenerse brevemente en la comparativa del ciclo de vida de las distintas tecnologías, así como del costo de instalación por MWh de capacidad.

Ilustración 37. Ciclo de vida y coste de instalación. Fuente: IRENA



Una estimación de la evolución de los costes con vistas al año 2030 – también separados por tipos de tecnología – se representaría así:

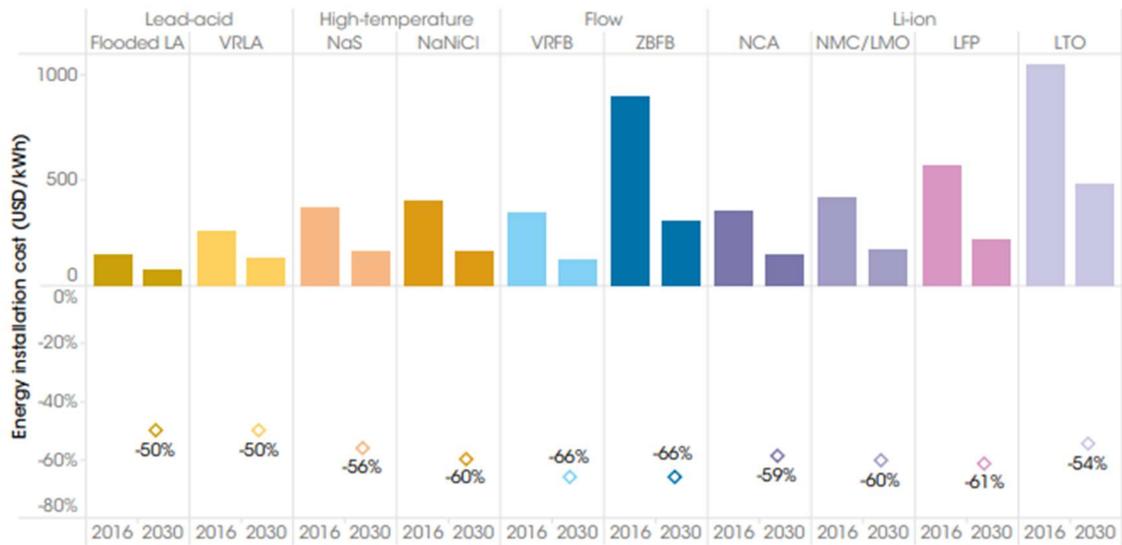


Ilustración 38. Estimación del costo de instalación en 2030. Fuente: IRENA

A medida que las tecnologías se van refinando, no sólo los costes se ven reducidos, sino que el resto de las características de los sistemas de almacenamiento también mejoraran. De esta manera, el ciclo de vida también se espera que mejore sustancialmente. Véase:

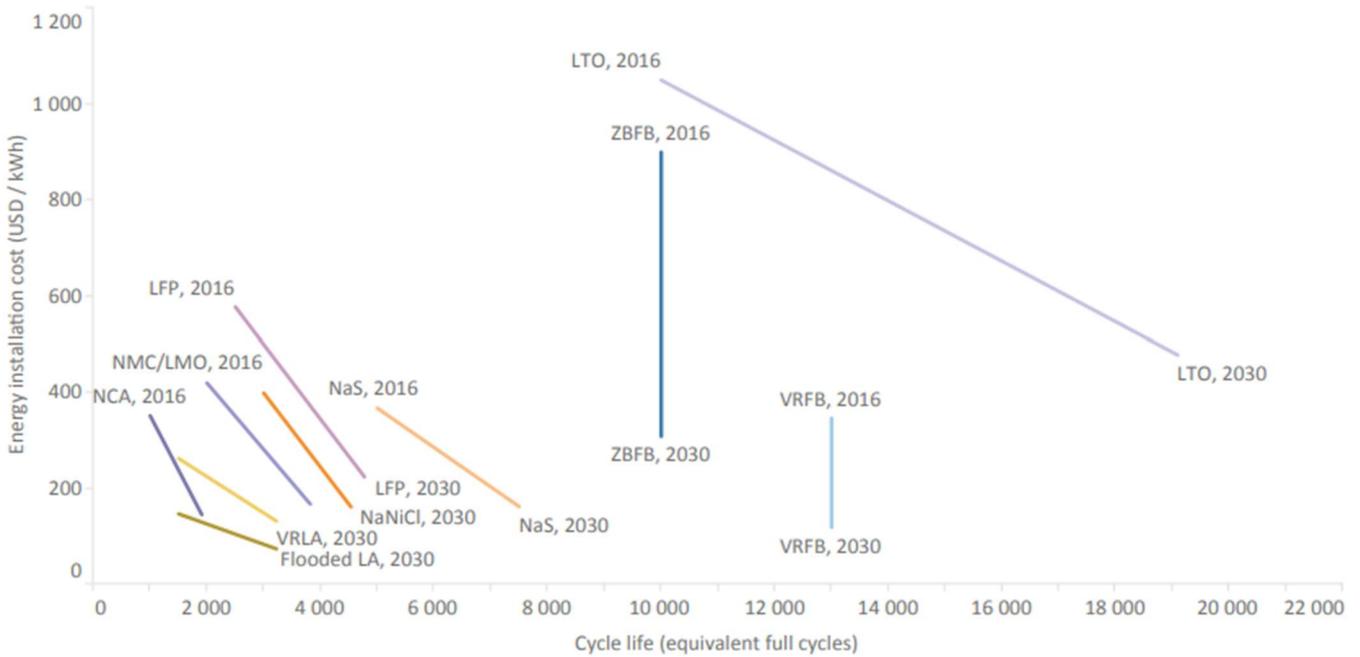


Ilustración 39. Estimación del ciclo de vida 2030. Fuente: IRENA

10.5. Tecnologías más adecuadas

Si bien el número de tecnologías disponibles es elevado, sólo un escaso número de ellas es viable para sistemas a gran escala. Esto es sin duda así debido a sus características. A saber, a pesar de que estas tecnologías tienen multiplicidad de características en cuanto que se trata de instalaciones estacionarias – e.g., el peso o la densidad energética –, no todas ellas son tenidas en cuenta. Aquí son relevantes principalmente, el precio, la velocidad de respuesta, la eficiencia y el tiempo de vida útil. Es por esto, por lo que hoy en día, las más utilizadas para este tipo de proyectos son las de plomo-ácido, baterías de flujo y finalmente las de ion-litio.

En la siguiente tabla se muestra una recopilación de los datos de interés para las tecnologías mencionadas.

Tipo	Vida útil (años)	T. Reacción	Eficiencia (%)	DoD (%)	Coste KW (€)	Coste KWh (€)
Pb-Ácido	5 a 15	ms	75-85%	50 a 60%	100-500	100-200
Ión-Litio	5 a 20	ms	90%	80 a 100%	150-1000	700-1300
Flujo	10 a 20	ms	70-75%	100%	500-1300	100-1000

Tabla 5. Comparativa de tecnologías almacenamiento. Fuente: Elaboración propia

Tal y como queda representado en la tabla, todas las baterías ofrecen unos tiempos de reacción muy rápidos – del orden de ms –, vitales para compensar variaciones rápidas en la carga de la red, pero sólo las de Ion-litio ofrecen verdadera versatilidad cuando comparamos los valores de profundidad de descarga y la eficiencia ida-vuelta y, aunque sus precios son elevados, este tipo de tecnologías están en constante evolución debido al uso masivo que se está haciendo de ellas. En esto, es muy relevante que, se prevé una bajada en los precios de en torno al 60% para los distintos tipos de tecnología para el año 2030 – ver Ilustración 38.

Las baterías de flujo podrían ser un buen competidor, pero su naturaleza hace que sea necesario equipamiento adicional para su funcionamiento y gestión – componentes para el sistema de bombeo y monitorización de éste para evitar vertidos tóxicos como bromo y/o metales pesados, problema que se agrava a mayor sea el volumen – lo que

encarece el mantenimiento, sobre todo teniendo en cuenta las necesidades energéticas de un sistema de este tipo – grandes tanques de almacenamiento.

Por otro lado, las baterías de Pb-Ácido, si bien es una tecnología probada y barata a primera vista en comparación con las otras dos, no obstante, no alcanza los valores de eficiencia y profundidad de descarga que nos dan las anteriores tecnologías. Por ejemplo, atendiendo a este último dato, si aplicamos la definición de profundidad de descarga, vemos que la batería sólo puede suministraros realmente la mitad de la energía que almacena, con lo que habría que sobredimensionar al doble de capacidad para cubrir las necesidades – DoD del 50%.

Finalmente, un último aspecto se revela de magna importancia en la búsqueda del tipo de batería idónea. Esto es, el grado de madurez de cada tecnología (Technology Readiness Level TRL) es fundamental. Las tecnologías poco maduras implican que no han alcanzado su máximo potencial, mientras que las tecnologías más avanzadas y probadas, si bien están al máximo de su capacidad, también implican que es posible que no haya sustanciales mejoras en su rendimiento.

El nivel de madurez de las tecnologías expuestas se presenta como sigue:

Grado de madurez tecnológico		
Tipo	Estado actual	TRL
Plomo	Tecnología comercial madura	9
Ion-Litio	Electrónica portátil. Nivel comercial	9
	Gran escala. Nivel Demostración	7-8
	Materiales avanzados. Laboratorio y prototipos	2-3
Flujo	Vanadio. Demostración	7
	Zn-Br. Demostración	5-6
	Otras.	3-4

Tabla 6. Grado de madurez tecnológico de diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: GIA.

Almacenamiento: Estado de las tecnologías

La siguiente ilustración muestra la correspondencia de niveles TRL:

	Entorno en el que se desarrolla el proyecto	Tipo de proyecto	Fase del proyecto
TRL 9			Despliegue
TRL 8	Entorno real	Innovación	Producto o servicio comercializable Certificaciones pruebas específicas
TRL 7			
TRL 6	Entorno de simulación	Desarrollo	Prototipo/Demostrador Desarrollo tecnológico
TRL 5			
TRL 4	Entorno de laboratorio	Investigación	Prueba de concepto Investigación industria
TRL 3			
TRL 2			
TRL 1			

Ilustración 40. Correspondencia de niveles TRL. Fuente: GIA. Almacenamiento: Estado de las tecnologías

10.6. Conclusiones sobre la elección del sistema de almacenamiento

Teniendo en cuenta lo expuesto en el apartado anterior, hoy por hoy, las características de las baterías de Ion Litio las hacen idóneas para una instalación como la que se estudia en este proyecto por cuanto aúnan una combinación de eficiencia, capacidad de almacenamiento, profundidad de descarga y vida útil que las convierte en la tecnología más equilibrada.

No obstante, las baterías de flujo podrían ser un gran competidor en un futuro próximo. En efecto, las baterías de flujo son susceptibles de posicionarse como una buena opción siempre y cuando esta tecnología se desarrolle lo suficiente mejorando algunos aspectos clave, tales como el riesgo de vertidos tóxicos y los costes de mantenimiento – sistemas de bombeo y control de electrolito líquido –, ya que, para este tipo de instalaciones, la densidad energética – uno de los mayores inconvenientes de este tipo de baterías – es secundaria.

11. Dimensionamiento

11.1. Objetivo y procedimiento

En este apartado se va a llevar a cabo el dimensionamiento de un BESS para la isla de Tenerife. En esto, se tiene la mira puesta en el objetivo planteado en el borrador del PNIEC que establecía:

“Como resultado de las medidas contempladas en este Plan encaminadas a la reducción del uso de combustibles fósiles y la promoción de las fuentes de energía renovables en los tres usos de la energía – transporte, calefacción y refrigeración y electricidad – las renovables **alcanzan en 2030 el 42% del uso final de la energía**”.

Para realizar este cálculo, se va a estudiar la evolución de las necesidades energéticas diarias de la isla hasta la fecha. De esta manera se podrá estimar el consumo en el año señalado – 2030 – asumiendo que no haya cambios fundamentales en el mismo que produzcan grandes variaciones.

Atendiendo a los datos suministrados por Red Eléctrica de España, los meses de mayor consumo desde el año 2016 hasta el 2019 son agosto, septiembre y octubre, siendo agosto el más predominante. Es por ello que aquí se atienden a los consumos diarios durante este mes para comprobar la evolución del mismo.

Para realizar el cálculo, se ha recurrido a la curva de consumo para la isla de Tenerife proporcionada por REE, tomado la media de la potencia demandada en cada hora y realizado un acumulado para estimar el consumo en MWh. La variación del consumo se ha realizado calculando el cambio en energía consumida de un año respecto del anterior. El rango de fechas va desde el año 2016 al 2020, tomando como referencia el mes de agosto.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del cálculo descrito en el párrafo anterior.

	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo diario aproximado (MWh)	10801'61	11356'88	10818'1	10856'68	8963'46
Variación del consumo		+5'14%	-4'75%	+0'35%	-17'44%

Tabla 7. Aproximación del consumo diario de agosto en Tenerife. Fuente: Elaboración propia con datos de

REE

En estos datos se puede observar una disminución del consumo en los últimos años, debido principalmente a las mejoras en la eficiencia. Teniendo en cuenta que se espera que estas mejoras continúen, se supondrá que el consumo final no sufrirá grandes cambios de aquí a la fecha límite del 2030, con lo que tomaremos como referencia el valor del año pasado – 2019 –, cifrado en 10856'68 MWh. Aplicándole el 42% que se menciona en el PNIEC tenemos que, de este total, 4559 MWh deben ser de origen renovable.

11.2. Energía vertida a la red

Para realizar el cálculo de la energía de origen renovable vertida a la red con las condiciones actuales, se ha recurrido nuevamente a los datos proporcionados por REE. Se han tenido en cuenta las dos primeras semanas de agosto para el cálculo, obteniendo los totales diarios de generación para las energías eólica y fotovoltaica y, posteriormente, los valores mínimo, máximo y promedio.

El hecho de incluir solo las tecnologías eólica y fotovoltaica obedece al hecho de que son las más significativas en el mix energético de la isla por varios órdenes de magnitud, como puede verse en el apartado 6.1 de este documento.

El objetivo, es poder ver de manera aproximada, cuál es la contribución renovable en el mix eléctrico de la isla de Tenerife en los casos más favorables y desfavorables en la actualidad. La siguiente tabla da muestra de los resultados de dicho cálculo, así como de tal contribución, tanto en referencia al consumo energético total como dentro del propio mix renovable.

	Mínimo	Media	Máximo
Eólica (MWh)	1222'83	2349'32	3986'67
Fotovoltaica (MWh)	848'5	920'67	985'67
Total	2071'33	3269'99	4972'33
Contribución renovable	19'06%	30'09%	45'76%
Eólica	59'04%	71'84%	80'18%
Solar	40'96%	28'16%	19'82%
Consumo referencia (MWh)	10865'68		

Tabla 8. Datos de la generación renovable en relación con el consumo de referencia. Fuente: Elaboración propia con datos de REE

A la vista de los datos, y atendiendo al consumo medio calculado de 3269'99 MWh/diarios, podemos comprobar que faltaría mejorar la penetrabilidad de las renovables en, aproximadamente, un 12% para poder llegar al cupo del 42% establecido en el PNIEC.

Esto implica la necesidad de instalar más potencia de origen renovable que contribuya a lograr una media por encima de dichas necesidades, de manera que se pueda cumplir con el objetivo de manera más regular – hoy por hoy se logra en las puntas de generación renovable llegando al 45'76% de penetración.

No obstante, este aumento de potencia instalada producirá también un aumento en los valores de generación máxima, lo que habrá de ser tenido en cuenta a la hora de estimar la capacidad necesaria del sistema de almacenamiento.

11.3. Estimación de la producción renovable

Teniendo en cuenta lo expuesto, se han realizado una serie de cálculos aproximativos en los que se estima la producción energética del nuevo parque de generación renovable. Concretamente se plantean dos casos:

- Un mix renovable como el actual en la situación de valores medios.
 - En el primer supuesto se mantiene la generación fotovoltaica en su valor actual, y se incrementa la eólica – más eficiente en cuanto a potencia por m².
 - Objetivo diario: 4559 MWh.

- Contribución eólica necesaria: 3638'31 MWh.
- Contribución fotovoltaica necesaria: 920'69 MWh.
- En el segundo supuesto ambas se incrementan hasta lograr el objetivo y mantener el mix actual – 72/28% Eólica/Fotovoltaica.
 - Objetivo diario: 4559 MWh.
 - Contribución Eólica necesaria (72%): 3282'48 MWh.
 - Contribución Fotovoltaica necesaria (28%): 1276'52.

Para realizar los cálculos se ha recurrido a una herramienta *online*¹¹ que permite realizar cálculos de potencia producida por fuentes renovables – eólica y fotovoltaica – en función de la localización seleccionada y de los históricos de radiación solar y registros eólicos.

A continuación, se incluyen unas capturas de pantalla de la aplicación y una explicación de los parámetros seleccionados.

¹¹ <https://www.renewables.ninja/>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

Parámetros de la aplicación	
Eólica	Solar
<div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px;"> <div style="background-color: #007bff; color: white; padding: 2px 5px; display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> Wind ⌆ </div> <div style="padding: 5px;"> <p>Dataset</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">MERRA-2 (global) ▾</div> <p>Select a year of data ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">2019 ▾</div> <p>Capacity (kW)</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">464600</div> <p>Hub height (m) ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">100</div> <p>Turbine model ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">Enercon E82 2300 ▾</div> <p><input type="checkbox"/> Include raw data</p> <p style="font-size: 0.8em; color: #666;">Tick this box to include additional columns with the underlying weather data used in the model, rather than just the model output itself. Raw weather data is included in the downloadable output file but not visualized in the web application.</p> <div style="background-color: #007bff; color: white; padding: 5px; text-align: center; width: fit-content; margin: 0 auto;">Run</div> </div> </div>	<div style="border: 1px solid #ccc; padding: 5px;"> <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-bottom: 5px;"> Lat <input style="width: 60px;" type="text" value="28,1027"/> Lon <input style="width: 60px;" type="text" value="-16,5596"/> </div> <div style="background-color: #007bff; color: white; padding: 2px 5px; display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> Solar PV ⌆ </div> <div style="padding: 5px;"> <p>Dataset ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">MERRA-2 (global) ▾</div> <p>Select a year of data ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">2019 ▾</div> <p>Capacity (kW)</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">242000</div> <p>System loss (fraction)</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">0,1</div> <p>Tracking</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">None ▾</div> <p>Tilt (°) ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">28</div> <p>Azimuth (°) ⓘ</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">180</div> </div> </div>

Tabla 9. Parámetros de la aplicación de cálculo. Fuente: <https://www.renewables.ninja/>

De estos valores, los más destacados son:

- Capacity: La potencia total instalada en cada uno de los casos:
 - Eólica: Se utilizan los aerogeneradores Enercon E82 2300 de 2'3 MW cada uno, similares a los utilizados por el ITER en algunos de sus campos de generación.
 - Fotovoltaica: Se recurre a un panel fotovoltaico genérico de 200 KW.
- Hub Height: La altura de la góndola del aerogenerador en metros.
- Lat y Lon: Latitud y longitud de la instalación fotovoltaica, concretamente las coordenadas hacen referencia a la zona de Granadilla en la isla de Tenerife.
- Tracking: Algunos soportes para paneles solares incluyen sistemas de seguimiento solar que van variando los ángulos a lo largo del día, maximizando de esta manera la producción. Se ha optado por no incluir este tipo de sistemas.
- Tilt: La inclinación de los paneles solares fotovoltaicos, se utiliza, en este caso, la latitud en grados, que es la inclinación óptima recomendada para instalaciones fotovoltaicas de uso general durante todo el año.

- Azimuth: La orientación de los paneles, para una longitud negativa, como es el caso 180° hacen referencia a una orientación meridional.

La aplicación nos devuelve un fichero de datos .csv en el cual se encuentra toda la información referente al año solicitado – en este caso 2019. Con la configuración que se ha introducido, esta información viene clasificada por hora y día, exportándose al *excel* se han obtenido los siguientes valores:

- Total diario de energía generada.
- El mínimo de energía generada en el año.
- El máximo de energía generada en el año.
- La media de la energía generada en el año.

11.3.1. Resultados caso 1

En este caso se va a incrementar el parque eólico para conseguir el objetivo de 4559 MWh totales. Esto hace necesario que se produzcan:

- Energía eólica: 3638'31 MWh.
- Energía fotovoltaica: 920'69 MWh (producción media actual).

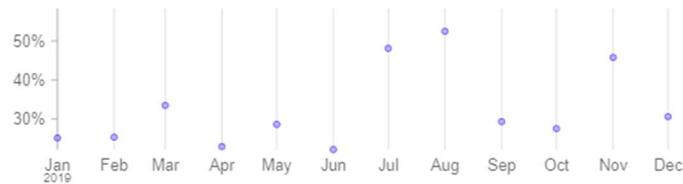
Results



Daily mean



Monthly capacity factor



Total mean capacity factor: 32.7%

Save hourly output as CSV

License: Creative Commons Attribution-NonCommercial
Citation: Staffell and Pfenninger (2016)

Ilustración 41 Resultado Caso 1, Grafica superior: Media de potencia diaria (KW), inferior: factor de capacidad mensual. Fuente: <https://www.renewables.ninja/>

Una vez procesados los datos, los valores son:

- Objetivo: 3638'31 MWh.
- Mínimo generación: 173'39 MWh.
- Media generación: 3640'63 MWh.
- Máximo generación: 10211'32 MWh.

A estos resultados habrá que añadirles, por supuesto, los valores de generación solar ya existentes.

	Mínimo	Media	Máximo
Eólica (MWh)	173'39	3640'63	10211'32
Solar (MWh)	848'50	920'67	985'67
Total (MWh)	1021'89	4561'30	11131'99
Objetivo (MWh)	4559		

Tabla 10. Resultado final del caso 1. Fuente: Elaboración propia

Este caso supone que el parque eólico instalado en la isla conste con una potencia de 464'6 MW y puede verse por los resultados presentados como se cumple con el requisito de generar 4559 MWh en los casos medios y máximos.

11.3.2. Resultados caso 2

En este caso, se va a incrementar tanto la generación eólica como la fotovoltaica. Es particularmente interesante el hecho de que aquí se permite diversificar un poco más la generación respecto al caso anterior evitando, de esta forma, que una pérdida de generación eólica por cualquier motivo pueda ser compensada por el incremento de la energía fotovoltaica.

Para este estudio se requiere que se genere – en sus valores medios –:

- Energía eólica: 3282'48 MWh
- Energía fotovoltaica: 1276'52 MWh



Tabla 11. Resultados Caso 2 Gráfica superior: Media de potencia diaria (KW), inferior: factor de capacidad mensual. Fuente: <https://www.renewables.ninja/>

En la siguiente tabla se resumen los datos de interés una vez procesados y su relación con el objetivo a alcanzar.

	Mínimo	Media	Máximo
Eólica (MWh)	155'97	3294'34	9249'60
Solar (MWh)	287'50	1285'64	1542'38
Total (MWh)	443'47	4579'98	10791'98
Objetivo (MWh)	4559		

Tabla 12. Resultado final del caso 2. Fuente: Elaboración propia

Para alcanzar estos valores se han estimado unas potencias instaladas de:

- Eólica: 420'9 MW
- Solar: 200 MW

La siguiente tabla muestra una comparativa entre ambos casos.

	Caso 1	Caso 2
Energía media	4561'30	4579'98
Energía máxima	11131'99	10791'98

Tabla 13. Comparativa de casos de estudio. Fuente: Elaboración propia

No obstante, estos resultados finales hacen referencia a los resultados máximos obtenidos que, aunque no reflejan la realidad diaria – ya que representan menos del 1% de los resultados –, si nos muestran los límites de generación que se pueden alcanzar. A la hora de dimensionar es más adecuado trabajar con valores más comunes, por lo que se recurrirá a los valores medios para la estimación, evitando de esta manera sobredimensionamientos.

11.4. Sistema de almacenamiento

A la hora de dimensionar el sistema de almacenamiento, hay que tener en cuenta varios aspectos:

- Los resultados obtenidos en el apartado anterior hacen referencia a estimaciones totales diarias. En esto, hay que tener presente que esta producción energética se produce a lo largo de las 24 horas del día en el caso de la eólica y en una franja más reducida en la solar – generalmente de 8 am. a 8 pm. en verano.
- Los resultados de producción necesarios realizados son una base para el dimensionamiento. Son factores relevantes:
 - La profundidad de descarga – afecta a la vida útil de las baterías.
 - La eficiencia ida y vuelta – relación entre la energía inyectada en las baterías y la que se extrae.

Estos valores se tendrán en cuenta a la hora del dimensionamiento de la batería, pero no de la generación, por cuanto no es objeto de este trabajo el diseñar una planta de generación renovable.

- Por motivos económicos y lo expuesto en el punto anterior, es inviable e innecesario un sistema de baterías capaz de almacenar la totalidad de la energía

producida durante 24 horas. Sería más eficiente un sistema capaz de almacenar fracciones más pequeñas de energía varias veces al día.

Por ello, se estudiará la estructura horaria de la generación, tanto eólica como solar, se buscarán los puntos más críticos – de mayor generación – y se estimarán las características del BESS en función de estos valores y de las características técnicas del tipo de baterías.

11.4.1. Energía eólica

Se ha señalado que la energía eólica se reparte a lo largo de todo el día de forma no uniforme, formando “rampas” en la generación. Debido a esto, y para realizar el presente cálculo, se asumirá que el valor obtenido en el apartado anterior se reparte uniformemente a lo largo de las 24 horas del día.

Se ha optado por esta opción para simplificar los cálculos, ya que obteniendo las medias de producción horaria durante varios meses se obtienen funciones casi rectas. De esta manera, la distribución de potencia eólica quedaría representada como en la siguiente imagen – para ilustrar este ejemplo se han utilizado los datos del caso 2.

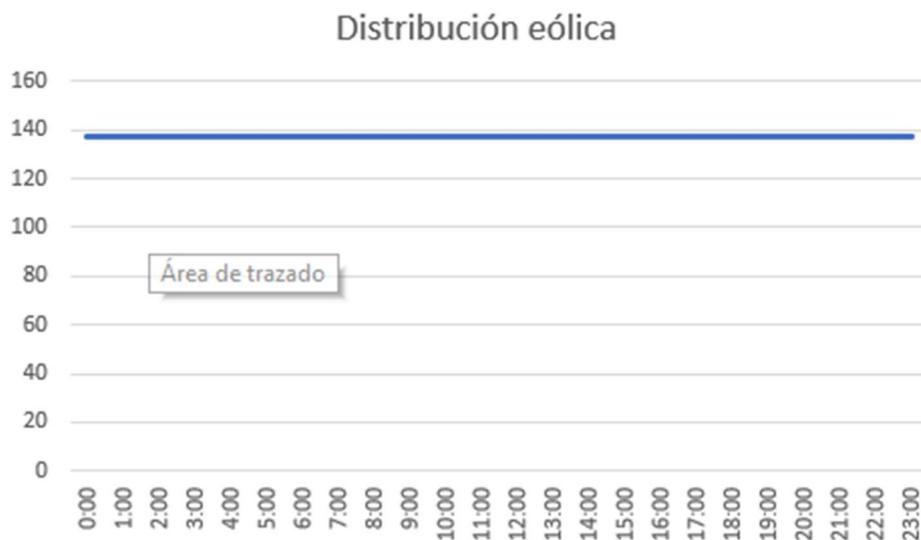


Ilustración 42. Distribución eólica, eje X: Hora, eje Y: MW. Fuente: Elaboración propia

11.4.2. Energía solar

La energía solar, si bien tampoco es gestionable y está sujeta a las inclemencias climatológicas, tiene un patrón algo más estable que la eólica y su actividad se ciñe a unas franjas horarias determinadas. Por ello, se asumirá que la producción de ésta se ajusta a un horario de 8 am. a 7 pm.

Para obtener una curva de generación solar que se asemeje a la realidad, partiendo de la media de energía solar diaria, se ha obtenido el reparto porcentual de la energía solar en diversos sets de datos y se ha aplicado a la producción obtenida en los casos anteriores a dichos porcentajes. Véase:

Hora	%
08:00	0'184
09:00	3'129
10:00	7'902
11:00	11'858
12:00	14'437
13:00	14'881
14:00	14'170
15:00	9'744
16:00	9'744
17:00	7'098
18:00	4'007
19:00	0'561

Tabla 14. Distribución de contribución fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Al aplicar tales porcentajes sobre la media obtenida se obtiene la siguiente curva de generación – para este ejemplo se han utilizado los datos del caso 2 –:

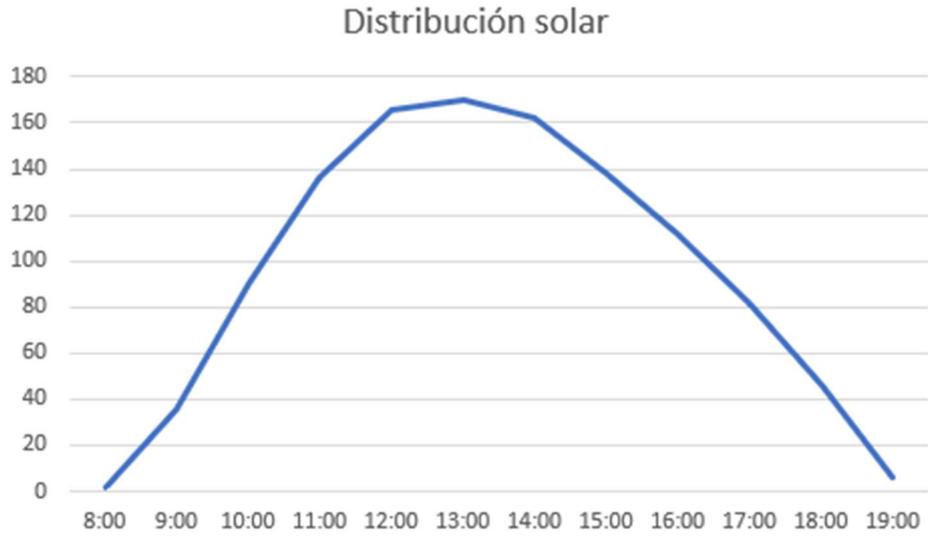
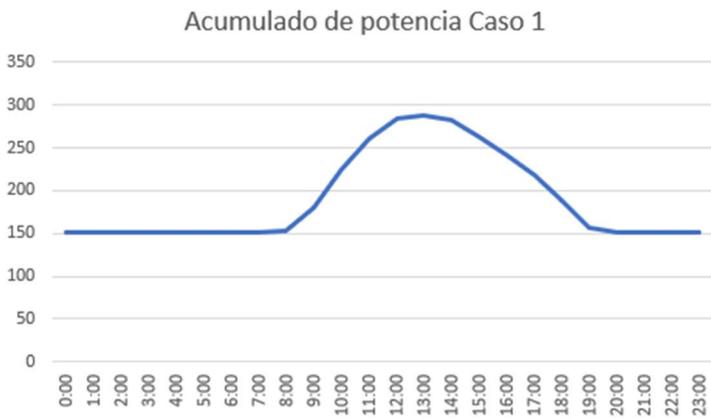


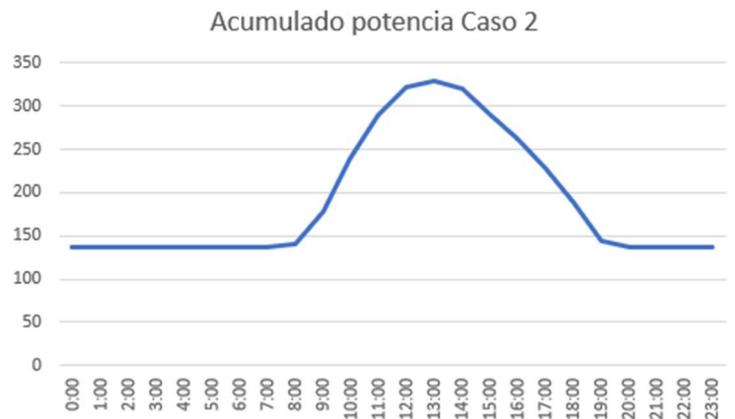
Ilustración 43. Distribución solar, eje X: Hora, eje Y: MW. Fuente: Elaboración propia

11.4.3. Potencia combinada y consumo objetivo

Tomando los datos de generación eólicos y solares en ambos casos y aplicando las modificaciones mencionadas en los apartados anteriores, se ha graficado el total de la generación obteniéndose los siguientes resultados:



Potencia máxima: 288'7 MW
Potencia mínima: 151'69 MW



Potencia máxima: 328'58 MW
Potencia mínima: 137'26 MW

Tabla 15. Acumulados de potencia solar y eólica para los casos calculados. Fuente: elaboración propia

Como último dato, antes de pasar a estimar las características del BESS, tomamos el consumo objetivo de 4559 MWh diarios establecidos a través del 42% del consumo diario en la isla de Tenerife y lo repartimos equitativamente a lo largo de las 24 horas. Con esto se obtendrá un valor objetivo por hora. Los resultados arrojados señalan que la potencia a entregar debe ser de, al menos, 189'96 MW.

Este consumo mínimo de 189'96 MWh se ha comparado con el consumo real de la isla para asegurar que nunca se sobrepase el mismo, lo cual podría llegar a ser posible en la zona valle – de 01:00 am. a 06:00 am. No obstante, atendiendo a los datos de REE, durante este último año y el anterior, los consumos en esta franja horaria se han mantenido por encima de los 250 MW.

Comparando ambas gráficas, vemos como en el caso 1 se obtienen unos picos de potencia más reducidos. Esto hará que las necesidades de almacenamiento sean menores, siendo conveniente centrar la atención en él para realizar el dimensionamiento del BESS.

En la siguiente imagen se muestran la estimación de la generación y el consumo objetivo.

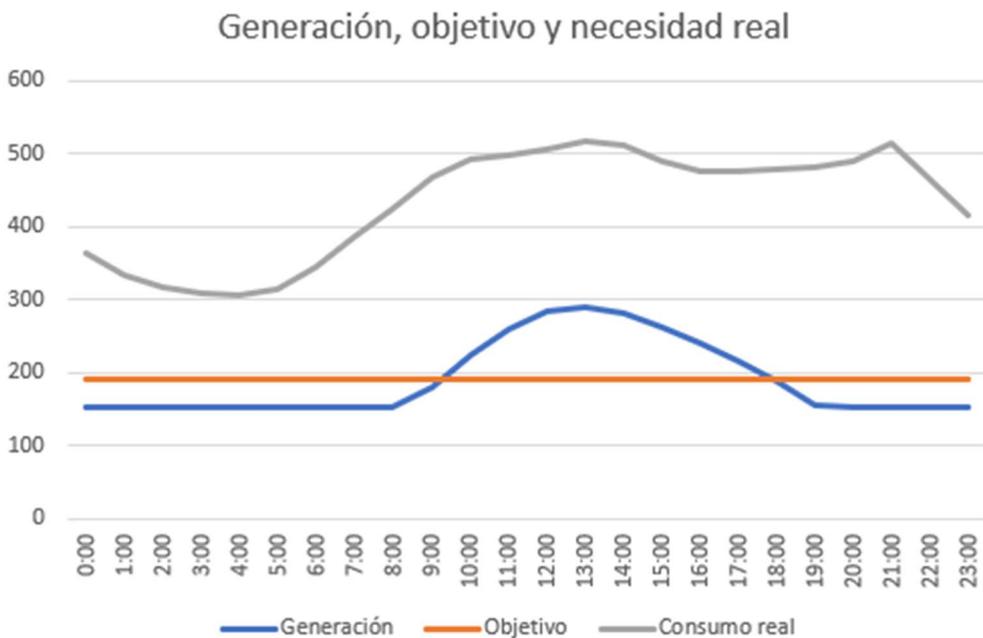


Ilustración 44. Generación y consumo del caso 1 frente al consumo real de la isla. Fuente: Elaboración propia

Potencia máxima renovable: 288'7 MW.
 Potencia mínima renovable: 151'69 MW.
 Consumo objetivo: 189'96 MW.

11.4.4. Estimación de la capacidad

A continuación, se presentan algunas de las utilidades de red que pueden suministrar los sistemas de almacenamiento energéticos y se esboza un posible dimensionamiento acorde con los datos presentados en el apartado anterior, así como los datos reales de consumo de la isla.

Dado que el objetivo es alcanzar el 42% de penetración de energías renovables, la generación y la energía que se mencionan tiene su origen en las fuentes eólicas y solares teóricas calculadas en el apartado anterior.

11.4.4.1. Distribución uniforme

Una opción directa a la hora de mejorar la calidad de la energía haciéndola pasar por un sistema BESS, sin tener en cuenta más consideraciones, es la de almacenar los picos que genera la producción fotovoltaica para ir vertiéndola en la red de forma controlada cuando no se alcance el objetivo horario. Atendiendo a la Ilustración 44, la energía a almacenar sería la comprendida entre las 9:30 y las 18:00 (curva azul sobre curva naranja) que se inyectaría en red durante el resto de las horas del día para hacer coincidir la curva de generación renovables (azul) con la curva de objetivo (naranja).

Calculando el área de la gráfica por encima de la línea de consumo objetivo, obtenemos el valor de 543 MWh. Ésta sería la capacidad mínima necesaria para distribuir la energía de origen renovable obtenida de forma uniforme a lo largo de todo un día. Ésta se debería modificar (al alza) en función de otros parámetros como pueden ser la profundidad de descarga – relacionada también con el ciclo de vida de las baterías – y la eficiencia de ida y vuelta.

Capacidad necesaria: 543 MWh

No obstante, se presenta una opción que daría un resultado más optimizado acorde al uso que se pretenda dar al BESS. A saber, un almacenamiento y vertidos selectivos.

En lugar de una batería de tamaño dependiente únicamente del exceso de energía renovable como la estimada en el punto anterior, una batería que realice un proceso de

carga/descarga más selectivo, atendiendo a parámetros técnicos y/o económicos, una o varias veces al día, podría conseguir resultados más interesantes. Para esto, se deben estudiar las distintas utilidades que puede suministrar un BESS y dimensionar en torno a ellas. Concretamente:

- Regulación de frecuencia
- Recorte de picos
- Desplazamiento temporal

Existe un cuarto punto que se menciona como uno de los problemas de las energías renovables. Este es la posibilidad de que la demanda sea inferior a la generación tradicional sumada a la renovable. Se considera que este tipo de problemas se daría (con las condiciones establecidas) en la zona valle. Pero, como se mencionará más adelante, esta necesidad quedaría cubierta con el desplazamiento temporal.

11.4.4.1. Estabilización de frecuencia

Una función muy interesante de las baterías es la posibilidad, gracias a su rápida respuesta, de ser utilizadas como sistemas de estabilización de frecuencia, ya sea mediante rápidas inyecciones de potencia a la red o la absorción de energía sobrante.¹²

Atendiendo a los distintos niveles de regulación de frecuencia, a saber, primario, secundario y terciario, se ha demostrado que las baterías de ion litio pueden llevar a cabo esta función¹³ con el uso de su capacidad de almacenamiento. Aunque son capaces de responder y corregir desviaciones de frecuencia a nivel primario de forma rápida y precisa, son de especial interés los niveles secundario y terciario ya que, de los tres, son los únicos que tienen carácter remunerado. De esta manera, el BESS, que permite

¹² Wu and Tang. "Frequency Support by BESS". Integrating BESS as fast-responding control reserves is central to support power system stability in power systems with increasing shares of variable generation and decreasing inertia. R. Hollinger; A. Motte Cortés and T. Erge. "Fast Frequency Response with BESS: A Comparative Analysis of Germany, Great Britain and Sweden". 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), June 27-29, 2018, Lodz, Poland. En: http://netfficient-project.eu/wp-content/uploads/2019/02/FRAU_Fast-Frequency-Response-with-BESS....pdf. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

¹³ PFR can be successfully provided by the Li-ion BESS (...) It was determined that daily average auxiliary power consumption of the BESS is 327 kWh. (...) M. Swierczynski; D. I. Stroe; A. I. Stan; R. Teodorescu; R. Lærke and P. C. Kjær. "Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service". *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695277. En: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6695277>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

conocer su estado de carga en todo momento, permite la participación en los mercados intradiarios para cumplir esta función.

Los servicios de regulación secundaria y terciaria vienen regulados por dicho mercado intradiario. La media ponderada del año 2019 se muestra en la siguiente imagen:

	2018		2019		% 19/18	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PDBF)	88,5	54,3	81,4	46,1	-8,0	-15,1
Regulación secundaria	57,5	50,9	54,7	39,4	-4,8	-22,6
Regulación terciaria	65,0	34,6	57,3	31,9	-11,7	-8,0
Gestión de desvíos	67,7	44,6	56,2	32,6	-16,9	-27,1
Restricciones en tiempo real	113,9	21,9	105,8	16,1	-7,1	-26,4

Ilustración 45. Precios medios ponderados (€/MWh) de energías de los servicios de ajuste del sistema. Fuente: Síntesis Informe del Sistema Eléctrico Español 2019, REE

Como puede verse en la imagen, destinar parte de la energía almacenada (a subir) en la batería o incluso destinar parte del espacio libre (a bajar) en la misma para el control de frecuencia, puede generar un beneficio que contribuya a amortizar parte del coste del BESS e incluso resultar atractivos a inversores a la hora de financiar el sistema.

11.4.4.2. Gestión de picos de demanda / Desplazamiento temporal

Con anterioridad se expuso que estos métodos consisten en obtener energía de los momentos menos demandantes y trasladarla temporalmente. Esto implica, por una parte, una descarga de la maquinaria tradicional con la consiguiente reducción en costes, desgaste de maquinaria y disminución del precio de la energía en general (gestión de picos de demanda) y, por otra parte, permite al comercializador de la energía renovable obtener mayores beneficios con su venta, almacenando durante las horas de precios más bajos y venta en los momentos de mayor consumo y por consiguiente mayor precio (desplazamiento temporal).

1) **Recorte de picos:** En este caso queremos almacenar parte de la energía que se genera en la zona valle – o en otros momentos en los que el consumo no sea alto – y suministrarla en los periodos de más consumo para así reducir los picos de generación. Atendiendo a las curvas de consumo de la isla de Tenerife, estos picos se dan, generalmente, de 9:00 a 15:00 y por la noche de 20:00 a 22:30 horas.

Por ejemplo, si quisiéramos limitar los picos de generación superiores a 470 MW en estos periodos horarios, restándole esta cifra límite al consumo real durante estas horas, se obtiene una necesidad de inyectar en la red:

Hora	MW
9:00	0
10:00	23'48
11:00	29'49
12:00	37'97
13:00	47'33
14:00	42'97
15:00	20'62
16:00	6'83
17:00	5'49
18:00	8'49
19:00	12'66
20:00	19'47
21:00	43'97
22:00	0
TOTAL	298'82 MWh

Tabla 16. Picos de consumo superiores a 470 MW, referentes al día 9 de agosto de 2019. Fuente: Elaboración propia con datos de REE

Con esto garantizaríamos que un consumo por encima de 470 MW sería suministrado mayormente por energía renovable obtenida en otros tramos horarios del día.

Capacidad necesaria: 265'34 MWh

2) **Desplazamiento temporal:** En este modelo, el objetivo es obtener un beneficio directo a raíz de maximizar el capital que se obtiene de vender la energía. Para esto, se

almacena la energía que se produce en los tramos menos rentables y se vierte en las zonas de máximo beneficio.

A continuación, se muestra la variación de precios a lo largo de un día:

Precio del mercado diario



Ilustración 46. Media de precio de la energía en España durante el día 5 de agosto del 2020. Fuente: <https://www.omie.es/es/spot-hoy>

Teniendo acceso a la gráfica de costes diarios de la energía, o una estimación, podemos identificar las zonas de interés. Como ejemplo, de la gráfica anterior se pueden extraer los datos económicos del día, identificando las zonas de interés – en referencia al valor de la energía en ese momento – y obtener los siguientes valores:

Periodo horario	Rango de precio de la energía
01:00 a 05:00	31 a 32 €/MWh
12:00 a 14:00	39'01 a 39'16 €/MWh
16:00 a 17:00	34'08 a 33'79 €/MWh
19:00 a 22:00	41'69 a 43'04 €/MWh

Tabla 17. Precio MIN/MAX de la energía por hora. Fuente: <https://www.omie.es/es/spot-hoy>

Como se puede ver la diferencia de precio es notable y destinar una fracción e incluso la totalidad de un sistema BESS a prestar este tipo de servicios puede ser una forma de amortizar parte de su coste. Dependiendo de la generación renovable que

tengamos en el periodo de interés, se debe tomar una decisión respecto de la capacidad necesaria en el BESS. Tomando los datos de la Tabla 17 y la Ilustración 46 vemos que resultaría interesante almacenar la energía generada de 1:00 de la mañana a 3:00, donde se dan los precios más bajos, e incluso se podría plantear alargar el periodo de carga hasta las 5:00, que es donde comienza a subir de forma más constante el precio de la energía. También se puede observar que existe otro periodo valle de 16:00 a 17:00 que podría, asimismo, considerarse como periodo secundario de carga. Como periodos interesantes para inyectar la energía almacenada se pueden tomar los indicados en la tabla anterior, de 12:00 a 14:00 el primer tramo y de 19:00 a 22:00 en el segundo, que es donde se aprecian los valores más altos, pero esto será relevante más adelante cuando se calculen los beneficios.

- Periodo carga 1: de 1:00 a 5:00
- Periodo descarga 1: de 12:00 a 14:00
- Periodo carga 2: de 16:00 a 17:00
- Periodo descarga 2: de 19:00 a 22:00

Recurriendo a nuestra estimación de generación renovable media (con un objetivo de penetración del 42%) vemos que el valor medio estimado para las horas del periodo de carga 1 es de 151'69 MWh. En el segundo periodo de carga, nos encontramos con mayor cantidad de energía debido a la inclusión de la energía fotovoltaica. En el caso de que quisiéramos almacenar toda esa energía necesitaríamos una capacidad de almacenamiento de:

- Periodo 1:00 a 3:00: 303'38 MWh
- Periodo 1:00 a 5:00: 606'76 MWh
- Periodo 16:00 a 17:00: 241'4 MWh

Como valor determinante se tomará el del primer periodo de carga, de 1:00 a 3:00, este valor tendrá un coste bastante inferior el del segundo periodo indicado y, además, permitirá también el almacenamiento de la energía del tercer periodo – previa descarga de la batería. De esta manera se dispondría de 303'38 MWh para utilidades y venta antes de las 12 de la mañana – primer periodo de descarga – y de otro periodo de carga para recuperarlos y reinyectarlos más adelante en el mismo día. Además, con esta

capacidad cumpliríamos sobradamente con las necesidades de recorte de pico calculadas en la Tabla 16, pudiendo incluso destinar parte de la energía al mercado intradiario para control de frecuencia.

Obviamente se puede limitar este valor tomando la decisión de reducir la capacidad, almacenando sólo un porcentaje de toda la energía renovable y vertiendo el resto de forma normal en la red.

Capacidad necesaria: 303'38 MWh

11.4.4.3. Eficiencia del inversor

Todo sistema de almacenamiento consta de uno o varios inversores que se encargan de convertir la energía que entra o sale de las baterías y, como todo dispositivo, tiene una serie de valores de eficiencia que referencian las pérdidas que ocasiona el almacenamiento y la recuperación de la energía:

- Eficiencia de entrada: Hace referencia a la relación entre la cantidad de energía que se almacena respecto de la que entra en la batería – pérdidas durante la conversión/almacenamiento.
- Eficiencia de salida: Referencia la energía de salida frente a la almacenada – pérdidas durante la conversión/vertido.
- Eficiencia ida y vuelta: Referencia la energía de salida frente a la de entrada – pérdidas durante todo el proceso conversión, almacenamiento y vertido.

En este ejemplo que se está desarrollando se ha estimado la capacidad justa para almacenar los 303'38 MWh que se obtienen de origen renovable en las horas seleccionadas. Si aplicamos la eficiencia de entrada a la batería se obtiene un valor inferior de capacidad. Esto nos permitirá disminuir la capacidad necesaria y por tanto ahorrar costes.

Consultando diversos fabricantes tenemos eficiencias entre el 95 y el 98%, tomaremos un 96% como valor medio.

- Capacidad necesaria obtenida: 303'38 MWh.

- Eficiencia de entrada: 0.96.
- Capacidad necesaria tras reducción: 291'24 → 292 MWh.

El resto de los valores de eficiencia mencionados son necesarios a la hora de trabajar con la energía almacenada o bien de calcular directamente cuánto podría suministrar nuestra batería en función de lo producido y serán tenidos en cuenta más adelante.

11.4.4.4. Profundidad de descarga

Si bien los fabricantes garantizan ciclos de vida de 20 a 25 años, la realidad es que los sistemas de ion litio suelen tener una duración de 10 a 15 años. Esta disparidad se debe generalmente a que los fabricantes reemplazan celdas a medida que se ven comprometidas.¹⁴

A esta longevidad hay que aplicarle el efecto de la profundidad de descarga a la que se somete a una batería a lo largo de dicha vida puesto que esto afecta a la misma de forma notable. Teniendo esto en cuenta, es recomendable sobredimensionar los sistemas de almacenamiento para hacer frente a este efecto, tal y como se muestra, entre otros, en la gráfica siguiente:

¹⁴ National Rural Electric Cooperative Association, National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation, CoBank, and NRTC. Battery Energy Storage Overview Pág. 9. En: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/documents/reports/battery-energy-storage-overview-report-update-april-2019.pdf>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

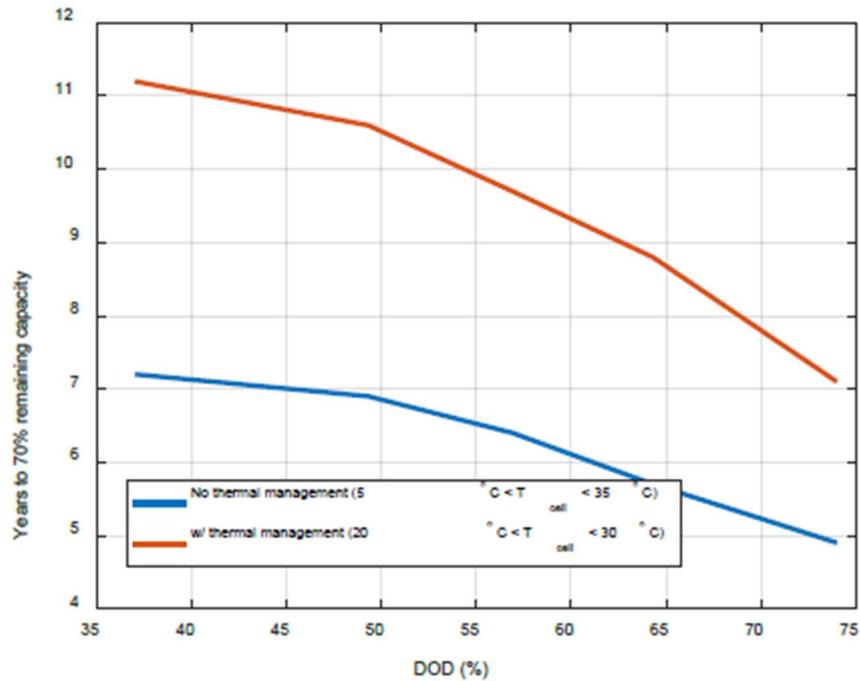


Ilustración 47. Efecto del DOD y control activo de temperatura en la vida útil de un BESS. Fuente: Life Prediction Model for Grid-Connected Li-Ion Battery Energy Storage System

Por este motivo, un aumento de la capacidad del sistema de almacenamiento sea cual sea su propósito, sería beneficioso para su vida útil. Obviamente, esto repercute también en la generación de energía. De nada sirve tener la capacidad si no disponemos de la generación para aprovecharla.

Atendiendo a los trabajos citados, lo ideal sería trabajar con un DOD del 45-50% para maximizar los tiempos de vida útil. Sin embargo, esto implica un aumento tanto de la capacidad de la batería como de la generación necesaria de en torno al 50%.

Sin entrar en el total del sobredimensionamiento, teniendo en cuenta también la generación, ya sólo el aumento de capacidad de la batería, con unos costes de inversión elevados, supone un aumento del capital requerido muy importante cuando trabajamos con cifras de MWh y no se ve justificada su inversión para aumentar la vida útil de la misma 2 años – según lo indicado en la Ilustración 47 y la Tabla 18.

Aplicando los valores obtenidos se tiene:

DOD	Capacidad (MWh)	€/KWh	Precio (€)	Vida útil (años)
100%	292	313'79	91.626.680	7
50%	584	313'79	183.253.360	10'5

Tabla 18. Efecto de ampliar la capacidad por el DOD. Fuente: Elaboración propia

Como puede verse en los valores obtenidos en la Tabla anterior, alcanzar una profundidad de descarga del 50% implica doblar la capacidad, lo que dobla efectivamente el coste directo de la batería, a cambio de obtener 2 años y medio de vida extra.

11.4.5. Estimación de la potencia

Otro factor en la configuración de cualquier tipo de BESS es la potencia nominal de la misma. Este valor hace referencia a la cantidad de potencia que puede entregar o recibir de forma óptima el sistema, aunque no está restringida a él. Es decir, dependiendo de la operación que se esté realizando se puede trabajar con valores inferiores o superiores, estos últimos generalmente en picos de corta duración – en el caso de la descarga – si los valores son muy altos, aunque en algunos casos, los fabricantes aseguran velocidades mayores de suministro sin daños en la batería.

Esta variabilidad en la magnitud de la potencia carga/descarga suele venir expresada por lo que se conoce como la tasa de carga/descarga o parámetro C. Diversos fabricantes de BESS¹⁵ garantizan tasas superiores a 1, lo que significa que se puede descargar más rápidamente de lo que indica su potencia nominal de forma segura.

En las siguientes imágenes se muestran fragmentos de las especificaciones técnicas de dos fabricantes de BESS en las que se aprecian los valores del parámetro C de descarga superiores a 1 en algunos casos.

¹⁵ MAN Energy Solutions. En: https://www.man-es.com/docs/default-source/energy-storage/bess/bess-energy-storage.pdf?sfvrsn=b3978d68_4. (Visitado por última vez el 31-08-2020)
 GE Power Energy Storage Units. En: <https://www.ge.com/renewableenergy/hybrid/battery-energy-storage>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

Overview	Energy RSU-4000	Mid-Power	High-Power
Nameplate Energy Capacity (KWh.dc, usable)	4184	3700	2500
Individual Battery Racks	20	54	40
Maximum Power - Factory Installed (KW.dc)	1200	960	720
Maximum DC Current - Factory Installed (A)	1600	1280	960
Key Features			
Battery Management System	GE Blade Protection Unit (BPU)		Battery Supplier
Compatible Inverters	GE RIU-2750MV		GE RIU-2750MV
Inverter Connections	1	1 or 2	1 to 3
Solar DC Coupling	Yes (DC:AC Ratio <2.8)	-	-
Integrated PV Combiner	Optional	-	-
String Level Lockable Disconnect	Module & Rack Level	-	-
Augmentation Options for Lifecycle Management	Yes	-	-
DC Bus Control	DC-IQ Intelligent Bus		Inverter Controlled
Battery LifeCycle Management	Digital Twin Life Optimization - Optional		Digital Twin Life Optimization - Optional
Unit Validation	Factory Built and Tested		Project Commissioning
Design life (years)	25		20
Battery Information			
Battery Chemistry	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM
Battery Module Design	Energy	Mid-Power	High Power
Continuous C-Rate	<C/3	<1C	<2C
Pulse C-Rate	<C/3	<1.5C	<3C

Ilustración 48. Valores del parámetro C. Fuente: GE Power Energy Storage Units

System data	
Power	1 MW – 100 MW+
Energy	1 MWh – 100 MWh+
Installation	Container or building
Container dimensions	40” high cube (12.2 x 2.4 x 2.9 m)
Cooling	Air-cooled batteries, liquid-cooled drives
Electrical data	
Battery	Individual selection depending on application
Technology	Lithium-ion, NMC type
Modularity	Scalable in 100 kWh increments
Efficiency	> 97 % (converter)
DC voltage	714 – 1000 V
AC voltage	MV AC voltage chosen on project basis
Frequency	50 Hz/60 Hz
Configurations	
High power	<= 2C (6 MW/3 MWh per container)
High energy	<= 1C (3 MW/3.5 MWh per container)

Ilustración 49. Valores del parámetro C. Fuente: MAN Energy Solutions

No obstante, a la hora de su carga, el parámetro C toma un valor más crítico ya que, atendiendo a la literatura,¹⁶ las tasas de carga no sólo difieren de las de descarga sino que alcanzan valores más bajos, restringiendo la operación. En la siguiente imagen se muestran algunos valores del parámetro C referido a la carga.

Parameter	Unit	LIB Cell Data-Sheet Values			
Cell Identification	-	SDI94Ah	NCR18650B	US26650FTC1	SCiB Titanate
Manufacturer	-	Samsung	Panasonic	Murata	Toshiba
Cell Chemistry	-	NMC:C	NCA:C	LFP:C	MO _x :LTO
Cell Format	-	Prismatic	Cylindrical	Cylindrical	Prismatic
Cell Capacity	Ah	94.0	3.2	3.0	20
Vol. Energy Density	Wh/L	355	676	278	177
Cont. Power Cap. (DCH/CH)	C-rate	3 C/1 C	2 C/0.5 C	6 C/1 C	8 C/>3 C
Cycle Life (80% SOH)	FEC	>5.000	320	>6.000	10.000
Voltage Range	V	2.70–4.15	2.50–4.20	2.0–3.6	1.5–2.7
Nominal Voltage	V	3.7	3.6	3.2	2.3

Ilustración 50. Especificaciones técnicas de baterías de ion litio. Fuente: Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids

Teniendo estos datos en cuenta la potencia puede variar enormemente, siendo el indicador de lo rápido que podemos cargar y descargar la batería de forma segura. Esto, atendiendo a lo explicado con anterioridad, debería hacerse teniendo en cuenta el efecto del parámetro C en la carga – el caso más desfavorable en la gran mayoría de BESS.

Siguiendo con el ejemplo que se está desarrollando y sin recurrir a métodos de cálculo avanzados, en el caso de almacenamiento para vertido instantáneo en el apartado 10.4.4. *Estimación de la capacidad*, en el sub-epígrafe se calculó la necesidad de poder absorber 151'69 MW en el primer periodo de carga. Atendiendo a un parámetro C de 1 en la carga, la potencia nominal del BESS debería ser de 151'69 MW para poder hacer frente a este requerimiento.

Potencia necesaria: 152 MW

¹⁶ H.C. Hesse; M. Schimpe; D. Kucevicm and A. Jossen. “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. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2107>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

11.4.6. Conclusiones sobre el dimensionamiento

Del camino recorrido puede extraerse que la estimación de la capacidad necesaria en un sistema de almacenamiento no es trivial y responde a multitud de parámetros. Además, el hecho de que un BESS tenga versatilidad para proporcionar distinto tipo de utilidades, hace que la elaboración de algoritmos de optimización haya sido objeto de numerosas publicaciones, estudios y trabajos¹⁷.

No obstante, se pueden realizar aproximaciones teniendo en cuenta simplemente las necesidades energéticas del sistema en función de la utilidad que se le quiera dar al BESS.

En los casos presentados en este apartado, una batería con las siguientes características:

- **Potencia:** 152 MW
- **Capacidad:** 292 MWh

Nos permitiría:

- La absorción de la energía disponible durante ciertos periodos y su posterior volcado en la red, mejorando y garantizando la inyección de una cantidad determinada y medible de energía de origen renovable en la red.
- La diversificación del BESS a distintas utilidades como control de frecuencia, recorte de picos y desplazamiento temporal. Lo cual servirá no sólo como medio para asistir en la consecución de las metas marcadas por el PNIEC sino que, también, como asistencia al buen funcionamiento de la red utilizando además energías renovables.

¹⁷ Entre otros:

J. Dulout; B. Jammes; C. Alonso; A. Anvari-Moghaddam; A. Luna and J. M. Guerrero, "Optimal sizing of a lithium battery energy storage system for grid-connected photovoltaic systems", 2017 *IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Nuremberg, 2017, pp. 582-587, En: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8001106>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

J. Kumar; C. Parthasarathy; M. Västi; H. Laaksonen; M. Shafie-Khah and K. Kauhaniemi, "Sizing and Allocation of Battery Energy Storage Systems in Åland Islands for Large-Scale Integration of Renewables and Electric Ferry Charging Stations". *Energies* 2020, January 2020. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/2/317/htm>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

A. Mazza; H. Mirtaheri; G. Chicco; A. Russo and M. Fantino. "Location and Sizing of Battery Energy Storage Units in Low Voltage Distribution Networks". *Energies* 2020, 13, 52. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/1/52>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

- Atraer inversión gracias a la posibilidad de maximizar el beneficio y el ahorro con la comercialización de la energía almacenada –o la cesión de espacio para almacenar energía.

12. Consideraciones económicas

El coste de los sistemas de almacenamiento es objeto de debate. Los textos al respecto hacen referencia a amplios márgenes mínimos y máximos, y los comercializadores de este tipo de productos son bastante herméticos a la hora de hacer públicos los costes reales de una instalación de este tipo. Es por esto que estimar precios exactos por capacidad y potencia no es algo trivial.

No obstante, sí hay consenso en que este tipo de sistemas implican una inversión de capital importante que no debe tomarse a la ligera y que debe estudiarse con detenimiento en función de las condiciones ambientales, uso, tamaño y consumo¹⁸.

No obstante, debido a la pertinencia de profundizar en esta cuestión, en este apartado se realizará una estimación del coste que tendría el sistema concebido en el apartado anterior haciendo uso de distintas publicaciones e información obtenida de diversas fuentes.

Además, en conjunto con el apartado de dimensionamiento y algunas de las consideraciones económicas, se ha desarrollado una aplicación de cálculo que estimará las características de un sistema de baterías para su interconexión a la red, teniendo en cuenta, aspectos de consumo, generación y económicos. La explicación del funcionamiento de esta aplicación, así como el código fuentes, están disponibles en el Anexo I de este documento.

¹⁸ Al respecto se ha dicho que: “The most important obstacle for widespread utilization of the Li-ion BESSs for integration of renewables is the high cost of ESSs and the difficulty to accurately estimate the lifetime of ESSs under complex cycling conditions (...)”. M. Swierczynski; D. I. Stroe; A. I. Stan and R. Teodorescu. *Primary frequency regulation with Li-ion battery energy storage system: A case study for Denmark*. 2013. 487-492. 10.1109/ECCE-Asia.2013.6579141. En: https://www.researchgate.net/publication/261522579_Primary_frequency_regulation_with_Li-ion_battery_energy_storage_system_A_case_study_for_Denmark. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

12.1. Estimación precios por KW y KWh

Atendiendo a lo expuesto en diversas publicaciones¹⁹, los costes de un BESS suelen hacer referencia a \$ o € por KWh o KW – generalmente lo primero –, pero lo correcto sería recurrir a una figura que representase el coste por KWh y a otra que hiciera lo mismo por KW. Algunos estudios incluso calculan costes separados y, una vez calculado el monto total, lo simplifican a una sola figura haciendo uso de la relación energía/potencia de la batería. En este apartado se recurre a la información recabada en estos informes y sea tiende a ambos factores – €/KWh y €/KW – para llevar a cabo una estimación más adecuada.

Parameter	Lithium-Ion	
	2018	2025
Capital Cost–Energy Capacity (\$/kWh)	271	(189)
Power Conversion System (\$/kW)	288	(211)
Balance of Plant (\$/kW)	100	(95)
Construction and Commissioning Cost (\$/kWh)	101	(96)
Total Project Cost (\$/kW)	1876	(1446)
Total Project Cost (\$/kWh)	469	(362)
O&M Fixed (\$/kW-yr)	10	(8)

Ilustración 51. Estimación de costes en baterías de ion litio. Fuente: *An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics*

En la Ilustración 51 se muestra la estimación que se realiza en una de las publicaciones mencionadas. Teniendo estos datos en cuenta, tendríamos unos costes parametrizados de:

¹⁹ Ver, por ejemplo: K. Mongird; V. Viswanathan; P. Balducci; J. Alam; V. Fotedar; V. Koritarov and B. Hadjerioua. “An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics”. *Energies*. 28 June 2020. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3307/>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)
Battery energy Storage Overview En: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/documents/reports/battery-energy-storage-overview-report-update-april-2019.pdf>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

- Energía: $271 \text{ \$/KWh} + 101 \text{ \$/KWh} = 372 \text{ \$/KWh} \rightarrow 313'79 \text{ €/KWh}$
- Potencia: $288 \text{ \$/KW} + 100 \text{ \$/KW} = 388 \text{ \$/KW} \rightarrow 327'28 \text{ €/KW}$
- Costes O&M (Operación y Mantenimiento) $\rightarrow 8'4 \text{ €/KW-año}$

Aplicando estos datos a nuestro dimensionamiento, tendremos unos valores de:

Coste energía (€/KWh)	313'79	Coste potencia (€/KW)	327'28
Energía instalada (KWh)	292.000	Potencia instalada (KW)	152.000
	91.626.680 €		49.746.560 €
TOTAL		141.373.240 €	
COSTES O&M		1.276.800 €/Año	

Ilustración 52. Estimación del costo de adquisición e instalación de la batería de ion litio dimensionada para este proyecto. Fuente: Elaboración propia

La figura final es tentativa y dependerá mucho del tipo de ofertas y acuerdos a los que se pueda llegar con el proveedor de la instalación, pero la magnitud del coste se puede estimar como correcta, sobre todo cuando se la compara con otras instalaciones existentes como puede ser el HPR – Hornsdale Power Reserve –, que consta de 100 MW – que serán ampliados a 150 MW antes de final de año –²⁰ de potencia instalados y 193'5 MWh capacidad y que ha tenido un costo total de 161.000.000 A\\$ (dólares australianos) que equivalen a unos 97.500.000 €.

Si además lo comparamos con el coste de una central térmica de ciclo combinado, con unos costes aproximados entre 500.000 y 600.000 €/MW²¹, se observa que no son costes que estén fuera de lugar para unas instalaciones de este tipo.

12.2. Beneficios económicos del BESS

En este apartado se presenta un resumen de los distintos beneficios económicos que tiene un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías que se han ido desarrollando a lo largo de este proyecto.

²⁰ <https://hornsdalespowerreserve.com.au/>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

²¹ https://www.energiza.org/index.php?option=com_k2&view=item&id=1063:presupuesto-de-construccion-de-una-central-termica-de-ciclo-combinado. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

12.2.1. Servicios auxiliares de regulación

Como ya se ha explicado, con un BESS es posible garantizar suministro de origen renovable fiable para servicios auxiliares como la regulación primaria o secundaria.

En el apartado económico, es de interés la regulación/reserva secundaria ya que permite participar en los mercados diarios e intradiarios produciendo beneficios al utilizar energía de origen renovable. A modo de ejemplo, destinar un 30% de la potencia/energía máxima de cada carga en la batería supondría un beneficio medio de:

- Energía para regulación: 30% de 292 MWh \rightarrow 87'6 MWh.
- Precio ponderado de la reserva a subir: 54'7 €/MWh.
- Beneficio diario proveniente de energías renovables: 4791'72 €/Carga.
- Beneficio diario (2 ciclos): 9583'44 €.
- Total durante la vida teórica estimada del BESS (8 años): 27.983.644 €.

Esto es gracias a que, si bien no siempre es posible contar con la energía renovable ya que a fin de cuentas continúa siendo una fuente “no gestionable”, el BESS si permite conocer la energía almacenada que contiene y, por lo tanto, se brinda la posibilidad de garantizar este servicio de un día para otro. Además, la procedencia de la energía no es impedimento para la carga de las baterías, por lo que la energía proveniente de cualquier fuente sería igual de válida.

12.2.2. Desplazamiento temporal

El desplazamiento temporal es una cuestión clave. En el capítulo anterior ya se presentó la posibilidad de almacenar energía en los momentos en los que inyectarla a la red sería menos beneficioso – económicamente hablando – para hacerlo en los momentos de máxima demanda y, así, maximizar el beneficio obtenido por la misma.

Una vez más, el BESS permite llevar a cabo esta función con energías renovables cumpliendo con las condiciones de estabilidad y continuidad del suministro que confiere el conocer de primera mano qué cantidad de energía está disponible para el vertido.

Se presenta a continuación, una comparativa de los resultados económicos de inyectar la energía renovable directamente a la red sin utilizar un BESS y de hacer lo mismo recurriendo a su utilización. En este último supuesto, se aplica la organización de carga y descarga explicada en el apartado de dimensionamiento para desplazamiento temporal.

Para llevar a cabo la estimación de esta funcionalidad, se ha sustraído de la capacidad total de la batería el 30% destinado a control de frecuencia mencionado en el apartado anterior y se le ha aplicado un 96% de eficiencia a la salida de la batería:

- Capacidad 70% de 292 MWh = 204'4 MWh.
- Energía final para inyectar por periodo, 96% de 204'4 MWh = 196'2 MWh.
- Asumiendo 2 periodos de carga y descarga.

HORA CARGA	Precio Bajo (€)	MWh	HORA DESCARGA	Precio (€)	MWh
1:00 a 2:00	31	98'1	12:00 a 13:00	39'01	98'1
2:00 a 3:00	30'3	98'1	13:00 a 14:00	39'76	98'1
	TOTAL	196'2		TOTAL	196'2
15:00 a 16:00	36'85	98'1	19:00 a 20:00	43'04	98'1
16:00 a 17:00	34'07	98'1	20:00 a 21:00	43'40	98'1
	TOTAL	196'2		TOTAL	196'2
	BENEFICIO	12.970'78 €		BENEFICIO	16.207'1 €

Tabla 19. Comparativa inyección directa en red y desplazamiento temporal. Fuente: Elaboración propia

- Beneficio de inyectar la energía directamente: 12.970'78 €/Día.
- Beneficio utilizando el desplazamiento temporal: 16.207'1 €/Día.
- Total durante la vida teórica estimada del BESS (8 años): 37.874.677'6 € frente a 47.324.734 €.

12.2.3. Ahorro en costes de generación

Las energías renovables ofrecen como ventaja su independencia de combustibles tradicionales, sin embargo, normalmente no es posible asegurar el suministro renovable debido a su impredecibilidad. No obstante, el recurso a un sistema de almacenamiento

permite asegurar que su carga está disponible para la inyección en red. Esto implica un ahorro económico significativo.

Es interesante detenerse en una estimación del ahorro que supondría la inyección en red de dos cargas completas del sistema BESS que ha sido estimado en apartados anteriores. Para ello se han recopilado los siguientes datos:

- Total de energía vertida a red por carga: $292 \text{ MWh} * 0,96 = 280,32 \text{ MWh}$.
- Total diario (2 cargas): $560,64 \text{ MWh}$.

Consumo de combustible anual exclusivamente para generación eléctrica en la isla de Tenerife²²:

- Fuel oil: 375.448 Tm.
- Gasoil: 342.295 Tm.

Costo medio del combustible por Tm, incluyendo los costes del producto y la logística:²³

- Fuel oil: $400,55 \text{ €/Tm}$.
- Gasoil: 555 €/Tm .
- Coste total del combustible: $340.539.421,4 \text{ €}$.

Tomando la producción total de energía eléctrica²⁴ – de origen tradicional excluyendo renovables – del año objeto (2018) en Tenerife y relacionándola con el total de toneladas de combustible invertidas en generación eléctrica se obtiene un precio medio por MWh que podemos utilizar para el cálculo:

- Energía de origen no renovable en Tenerife: $3.331.886 \text{ MWh}$.
- Precio medio de dicha energía atendiendo sólo a combustible: $102,15 \text{ €/MWh}$.

Teniendo en cuenta los valores calculados, el ahorro económico – exclusivamente por combustibles– de inyectar $392,4 \text{ MWh}$ diarios en la red de distribución sería de:

- Ahorro diario según energía inyectada por el BESS: $57.269,37 \text{ €/Día}$.
- Ahorro anual: $20.903.322,24 \text{ €/Anuales}$.

²² Anuario Energético de Canarias 2018. Pág. 34 Tabla 2.6.2.

²³ Anuario Energético de Canarias 2018. Pág. 82 Tabla 2.14.3.

²⁴ Anuario Energético de Canarias 2018. Pág. 110 Tabla 3.2.4.

- Total durante la vida teórica estimada del BESS (8 años): 167.226.577'9 €.

12.2.4. Reducción del coste de la energía

Las utilidades mencionadas – recorte de picos, desplazamiento temporal y controles auxiliares de frecuencia – tienen otra consecuencia positiva de carácter económico además de sus beneficios obvios (técnicos o económicos).

Este beneficio extra viene representado como una reducción del precio de la energía en el mercado consecuencia de diversos factores tales como:

- Menor consumo de combustible en la generación tradicional al poder depender con mayor fiabilidad de las energías renovables.
- Menor necesidad de depender de maquinaria específica para combatir los picos de consumo – más contaminante y menos eficiente.
- Menor coste de la energía en sí – gracias al desplazamiento temporal.

Como ejemplo de este fenómeno se debe citar, una vez más al HPR que, atendiendo al servicio prestado desde su instalación en 2017, ha resultado en un ahorro de 150 millones de dólares australianos a los consumidores²⁵ durante los dos primeros años de funcionamiento.

12.3. Rentabilidad

Una vez obtenidos los costes y beneficios del sistema, para comprobar su rentabilidad se va a calcular el Valor Actual Neto del proyecto o VAN. Ésta es una figura que nos permite saber si, con las condiciones que se presentan, el proyecto se verá amortizado, si producirá beneficios o si generará pérdidas.

Para realizar este cálculo se utilizará la siguiente fórmula:

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

²⁵ <https://hornsdalespowerreserve.com.au/>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

Donde:

$n \rightarrow$ Número de periodos (años) a considerar. Se considerarán hasta los 20 años que garantizan algunos fabricantes.

$V_t \rightarrow$ Flujo de caja anual (Beneficios – Gastos). Se estimarán los beneficios calculados en este apartado – con y sin el ahorro de combustible – y se tomarán los costes de O&M como gastos.

$K \rightarrow$ Tasa de descuento. Se asumirá un valor del 5%.

$I_0 \rightarrow$ Inversión inicial del proyecto. El coste total del proyecto calculado.

Atendiendo a la fórmula presentada y las condiciones establecidas, se presenta una recopilación de los valores empleados en la Tabla 20 y de los resultados obtenidos:

PARÁMETROS VAN			
GASTOS		BENEFICIOS	
Inversión inicial	141.373.240 €	Frecuencia (Año)	3.497.955 €
Costes O&M/año	1.276.800 €	Desplazamiento Temp. (año)	5.915.591 €
		Combustible (año)	20.903.322 €
Tasa de descuento		5 %	

Tabla 20. Parámetros para el cálculo del VAN. Fuente: Elaboración propia

RESULTADOS VAN			
VAN (con ahorro de combustible)		VAN (sin ahorro de combustible)	
6 años	6025208,364	6 años	-100073617,3
15 años	160052746,7	15 años	-56916587,56
20 años	220530209,5	20 años	-39971386,14

Tabla 21. Resultados VAN. Fuente: Elaboración propia

Como puede verse en la Tabla 21 de resultados, el valor del VAN es negativo en cualquiera de los periodos calculados para la opción de no incluir el posible ahorro en combustible obtenido. Esto indica que el proyecto no es rentable para ningún periodo de tiempo dentro de la vida útil anunciada por los fabricantes.

No obstante, si incluimos el hipotético ahorro económico de combustible, vemos como en el sexto año de funcionamiento – algo antes del final de vida útil experimental

de las celdas de ion litio – tenemos un valor de caja positivo, indicando que en este último año se produciría un beneficio económico.

12.4. Conclusiones sobre el aspecto económico

Atendiendo a los datos presentados está claro que, hoy por hoy, es difícil amortizar el capital invertido en un BESS con el rédito directo que producen sus distintas utilidades.

A pesar de todo, su utilidad, económicamente hablando, se ve mejorada notablemente en combinación con sistemas de generación de energía renovable y la posibilidad de ahorro en combustible que se puede llegar a generar utilizando la batería con apoyo de las energías renovables. Como se ha demostrado, el ahorro es significativo cuando trabajamos con valores medios y, aunque está sujeto a multitud de parámetros y variará constantemente en función de los mismos, se puede ver que la magnitud del ahorro es importante y debería tenerse en cuenta.

No obstante, el objetivo de este tipo de sistemas es, sobre todo, el proporcionar una serie de ventajas de tipo técnico – control de frecuencia y aumento de la penetrabilidad renovable –, de tipo social – reducción del costo de la energía final para el ciudadano – y de tipo ambiental – asistiendo en el cumplimiento de la normativa internacional en este ámbito. Asimismo, es destacable que su flexibilidad las hace buenas candidatas independientemente de su rentabilidad.

13. Impacto medioambiental

Es de magna importancia el considerar el impacto que puede tener un BESS para la integración de las energías renovables a nivel ambiental, tanto haciendo referencia a la emisión de gases de efecto invernadero, así como lo que ocurre con los desechos de este tipo de sistemas cuando llegan al final de su vida útil.

13.1. Reducción de emisiones

Una vez más, el poder garantizar la disponibilidad de una cierta cantidad de energía renovable tendría un efecto en la emisión de GEIs. La misma reducción en el consumo de combustible de la que se habla en la sección correspondiente del apartado anterior hace que se reduzcan a la par dichas emisiones.

Para obtener la reducción de GEIs que aportaría este sistema de baterías se recurre a los datos de Red Eléctrica de España para canarias, de donde se obtienen las toneladas de CO₂ equivalentes por MWh producidas en la isla:

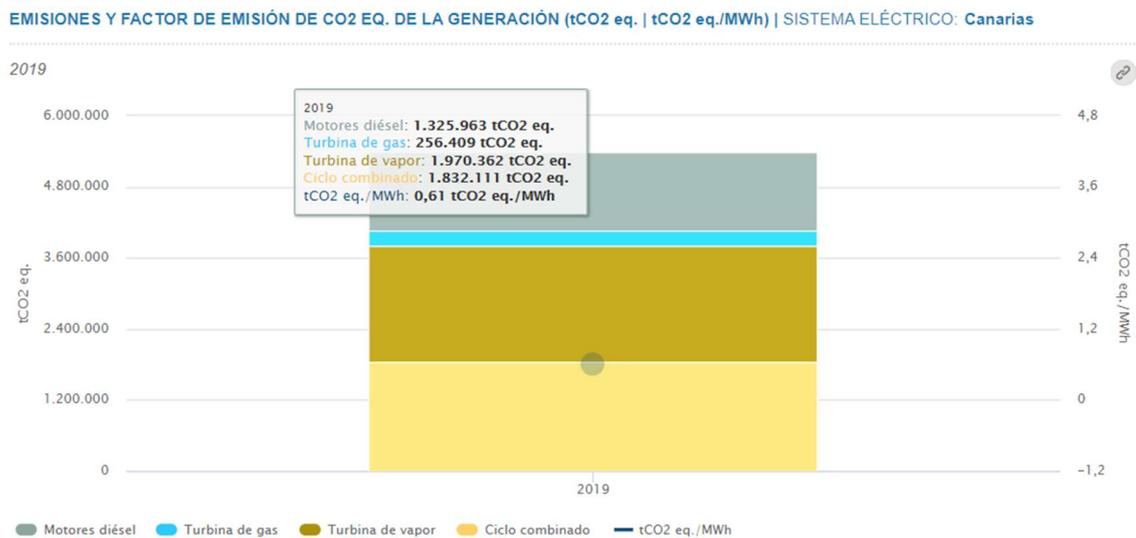


Ilustración 53. Emisiones y tCO₂eq/MWh en canarias. Fuente: REE

Conociendo la energía que se puede inyectar en red desde el BESS – calculada en apartados anteriores – sabemos que, contando con que se realizan 2 procesos de carga y descarga con energías provenientes de fuentes renovables, se dispone de 560’6 MWh/Día. Y atendiendo al valor equivalente de 0’61 tCO₂/MWh mostrado en la Ilustración 53, se tiene una reducción de:

- 560’6 MWh * 0’61 = 391’99 tCO₂ eq diarias.
- Reducción anual de emisiones: 124.826’49 tCO₂/anuales.

13.2. Reciclaje

Hoy en día, la mayoría de las baterías para aplicaciones estacionarias a gran escala pertenecen a las denominadas NMC las cuales contienen níquel, manganeso y cobalto, además del litio. Todos estos materiales, razonablemente comunes, están siendo sometidos a un creciente interés y, como no, a especulación, debido a su utilización en este tipo de baterías. Estas baterías se utilizan no sólo para el tipo de aplicaciones que se tratan en este trabajo sino que, también, se recurre a ellas en otros, tales como el sector de la automoción, estimándose que, en el futuro próximo, el 68% pertenecerán a este tipo²⁶. Esto será así, al menos, hasta que nuevas tecnologías irruman en el mercado – por ejemplo, el titanato de litio – y este se diversifique un poco.

Dado lo extendido de su utilización, el reciclaje cobra especial interés. El reciclaje no sólo evitará vertidos de materiales que, si bien no son tremendamente peligrosos en concentraciones normales – excepto el litio –, sí pueden causar problemas en concentraciones altas, tanto en personas como en el medio, sino que, también, es relevante para combatir el daño ambiental que ocasiona la extracción de estos recursos y, por supuesto, es de señalar el posible interés económico.

Esta cuestión ha generado un creciente interés académico por el tema que ha dado lugar a varios métodos de reciclaje.²⁷ Así, existe toda una línea de investigación en torno a un modelo de economía circular optimizada.²⁸ Lo mismo puede predicarse del ámbito empresarial, en el sentido de que las empresas se comprometen a recoger los módulos, una vez hayan terminado su ciclo, para reciclar y reutilizar parte de los materiales en nuevos sistemas de almacenamiento.²⁹ Asimismo, proliferan las noticias

²⁶ E. Mossali; N. Picone; L. Gentilini; O. Rodriguez; J. M. Perez and M. Colledani. “Lithium-ion batteries towards circular economy: A literature review of opportunities and issues of recycling treatments”. *Journal of Environmental Management* Volume 264, 15 June 2020, 110500. Pag 3 Tabla 2. En: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479720304345>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

²⁷ Recovery of Valuable Metals from Lithium-Ion Batteries NMC Cathode Waste Materials by Hydrometallurgical Methods. En: <https://www.mdpi.com/2075-4701/8/5/321/htm>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

²⁸ Mossali *et al.* “Lithium-ion batteries...”

²⁹ Battery Energy Storage Overview. Pág. 10. En: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/documents/reports/battery-energy-storage-overview-report-update-april-2019.pdf>

acerca de la mejora en los sistemas de reciclaje, prometiendo reducciones en las emisiones producidas en los mismos³⁰.

En la siguiente imagen se muestran algunos procesos industriales de reciclaje para extraer los metales de distintos tipos de baterías de litio:

Company	Process	Patent
Accuret GmbH Germany	Pyrometallurgy Hydrometallurgy Capacity: 4000 ton/year	–
AEA Technology UK	Hydrometallurgy Electrolysis Recovery: LiOH, CoO	–
Akkuser Ltd Finland	Pre-treatment Capacity: 4000 ton/year Recovery: metals powder	US 8 979 006 B2
Batrec Industrie AG Switzerland	Hydrometallurgy Capacity: 200 ton/year	–
Duesenfeld Germany	Pre-treatment Hydrometallurgy	US 2019/0260101 A1
Glencore plc (Xstrata) Canada, Norway	Pyrometallurgy Hydrometallurgy Capacity: 7000 ton/year	–
Inmetco USA	Pyrometallurgy Capacity: 6000 ton/year Recovery: Co-alloy	–
Lithorec Germany	Hydrometallurgy Recovery: CoO, Li salts	–
OnTo Technology USA	Pre-treatment Recovery: metals powder	–
Recupyl VALIBAT PROCESS France	Hydrometallurgy Capacity: 110 ton/year Recovery: Co(OH) ₂ , Li ₂ CO ₃	US 2017/0196725 A1
Retriev Technology (Toxco) USA/Canada	Hydrometallurgy Capacity: 4500 ton/year Recovery: CoO, Li ₂ CO ₃	US 5888 463d and US 8 616 475
SNAM France	Pre-treatment Capacity: 300 ton/year	–
Sony SUMIMOTO PROCESS Japan	Pyrometallurgy Hydrometallurgy Capacity: 150 ton/year Recovery: CoO	–
Umicore VAL'EAS PROCESS Belgium	Pyrometallurgy Hydrometallurgy Capacity: 7000 ton/year Recovery: LiCoO ₂ , Ni(OH) ₂ Efficiency: 70%	WO 2011/035915 A1

Ilustración 54. Procesos industriales para el reciclado de baterías de litio. Fuente: Lithium-ion batteries towards circular economy: A literature review of opportunities and issues of recycling treatments

14. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha ido presentando una serie de informaciones destinadas a valorar la viabilidad de un sistema de almacenamiento energético

³⁰ A. Colthorpe. 'Black mass' battery recycling process makes 90% CO2 reduction possible, Fortum claims. Energy Storage News, 26-Mar-2019. En: <https://www.energy-storage.news/news/black-mass-battery-recycling-process-makes-90-co2-reduction-possible-fortum>. (Visitado por última vez el 31-08-2020)

susceptible de proporcionar una mejora de la penetrabilidad de las energías renovables en una red aislada. De tal análisis cabe extraer las siguientes conclusiones:

En primer lugar, y a la vista de la información presentada y analizada, se pone de manifiesto la gran versatilidad de este tipo de sistemas. Los mismos pueden ser utilizados para una gran parte de las utilidades que pueden requerirse en una red de distribución. Su gran escalabilidad gracias a sus diseños modulares y, sobre todo, su capacidad como elemento estabilizador de las energías renovables, generalmente clasificadas como “no gestionables”, los convierten en candidatos casi de manual para esta labor.

No obstante, aunque los sistemas de almacenamiento energético no eliminan por completo la falta de gestión de las energías verdes – ya que estas siguen siendo dependientes de la gran variabilidad ambiental –, estos pueden funcionar con energía de cualquier fuente, por lo que pueden seguir dando servicio – obviamente en consonancia con su capacidad – aun cuando no se cuente con energía renovable disponible.

En segundo lugar, con respecto al aspecto económico cabe resaltar que, si bien los sistemas de almacenamiento energético requieren una inversión económica importante, ésta no es muy diferente a la que hay que llevar a cabo para la instalación de otros métodos de generación de energía más tradicionales. Además, los sistemas pueden llegar a ser interesantes desde este punto de vista para potenciar la inversión de capital privado debido a la capacidad de intervenir en los mercados de energía de forma más consistente utilizando, una vez más, energía de origen renovable – técnicamente de generación gratuita en cuanto a combustible se refiere – maximizando a la par su rédito.

A pesar de esto, se ha demostrado que, si bien es complicado amortizarlos directamente por los servicios que prestan, sí tienen una serie de beneficios indirectos en la forma de alivio de problemas técnicos – vertidos renovales incontrolados en la red –, económicos – reducción de costes en combustible –, ambientales – reducciones en la contaminación por GEIs – y sociales – reducción de los costos de la energía final al ciudadano.

Los problemas actualmente presentes en referencia a los sistemas de almacenamiento energético, tales como su poca vida útil, su precio elevado o el impacto ambiental que tienen – la extracción de los recursos para su fabricación o su desecho –,

se ven cada vez más paliados por los avances tecnológicos e industriales en fabricación y reciclaje que está produciendo su irrupción en el día a día.

Junto a las conclusiones extraídas, se ha desarrollado una aplicación de cálculo básica que permitirá a un promotor interesado en este tipo de sistemas el realizar una estimación inicial de las características de un BESS en función de las propiedades económicas, de consumo y generación de la red sobre la que quiera actuar.

Teniendo en cuenta lo expuesto, se puede concluir con que los BESS, concretamente los basados en las tecnologías de ion litio, son un elemento que debe ser tenido en cuenta a la hora de considerar cualquier cuestión referente a la red de distribución, no sólo a nivel de energías renovables sino, también, de los distintos servicios que se requieren para su buen funcionamiento. Su avance tecnológico en los últimos años ha sido vertiginoso y se espera que continúe siéndolo.

15. Conclusions

Throughout this work, a series of information has been presented aimed at assessing the viability of an energy storage system capable of providing improved penetration of renewable energies into an isolated network. The following conclusions can be drawn from this analysis:

First of all, and in view of the information presented and analysed, the great versatility of this type of system becomes clear. They can be used for a large part of the utilities that may be required in a distribution network. Their great scalability thanks to their modular designs and, above all, their capacity as a stabilising element for renewable energies, generally classified as "unmanageable", make them almost the perfect candidates for this task.

However, although energy storage systems do not completely eliminate the lack of management of green energy - as it remains dependent on the great environmental variability - they can operate with energy from any source, so they can continue to provide service - obviously in line with their capacity - even when no renewable energy is available.

Secondly, with regard to the economic aspect, it should be noted that, although energy storage systems require a significant economic investment, this is not very different from that required for the installation of more traditional methods of energy generation. In addition, these systems can become interesting to boost private capital investment due to their ability to intervene in the energy markets more consistently using, once again, energy from renewable sources - technically free of charge in terms of fuel - while maximizing their return.

Despite this, it has been demonstrated that, although it is difficult to amortize them directly for the services they provide, they do have a series of indirect benefits in the form of relief of technical problems - uncontrolled renewable discharges into the grid -, economic - reduction of fuel costs -, environmental - reductions in GHG pollution - and social - reduction of final energy costs for the citizens.

The current problems with energy storage systems, such as their short useful life, their high price and the environmental impact they have - the extraction of resources for their manufacture or their disposal - are being increasingly mitigated by the technological and industrial advances in manufacturing and recycling that are bringing them about on a daily basis.

Along with the conclusions drawn, a basic calculation application has been developed that will allow a promoter interested in this type of system to make an initial estimate of the characteristics of a BESS according to the economic, consumption and generation properties of the network on which it wants to act.

In view of the above, it can be concluded that the BESS, specifically those based on lithium ion technologies, are an element that should be taken into account when considering any issue concerning the distribution network, not only at the level of renewable energies but also of the various services required for its proper functioning. Their technological advance in recent years has been dizzying and is expected to continue to be so.

16. Bibliografía

- *Acuerdo de París.* <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

- Ackermann T. *Wind Power in Power Systems*. Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden. John Wiley & Sons, Ltd. 2005.
- *Almacenamiento: Estado de las tecnologías Resumen Ejecutivo*. Grupo Interplataformas de Almacenamiento (GIA). ca. 2018.
- *Anuario Energético de Canarias*. 2018.
<http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/descarga.do?uripx=urn:uuid:e0affad3-8530-433b-a6cd-d86cbe258944>
- *Battery University*. <https://batteryuniversity.com/>
- *Batteries: Beyond the Spin. The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland*. Everoze Partners Limited. 2017.
- *Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)*. 20 enero 2020.
- Bowen T.; Chernyakhovskiy I. and PL Denholm. *Grid-Scale Battery Storage Frequently Asked Questions*. National Renewable Energy Laboratory. September 2019.
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>
- DEMIJAN PANIC. *DSO Microgrid in southern Sweden Control, operation, management and power quality within a zero-inertia microgrid.*, E-on. 2018.
- Dulout J.; Jammes B.; Alonso C.; Anvari-Moghaddam A.; Luna A. and Guerrero J. M., “Optimal sizing of a lithium battery energy storage system for grid-connected photovoltaic systems”, 2017 *IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Nuremburg, 2017, pp. 582-587, doi: 10.1109/ICDCM.2017.8001106. En: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8001106>
- *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. IRENA. 2017.
- European Association for Storage of Energy (EASE). <http://ease-storage.eu/>
- GEORGIOS K., TOMAS T. *Peak Shaving Control Method for Energy Storage*
- Gobierno de Canarias. <http://www.gobiernodecanarias.org/principal/>
- Gorona del viento. <http://www.goronadelviento.es/>
- Herramienta de simulación solar y eólica online. <https://www.renewables.ninja/>
- Hesse H.C.; Schimpe M.; Kucevic D. and A. Jossen. “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. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2107>

- Hollinger R.; Motte Cortés A. and T. Erge. “Fast Frequency Response with BESS: A Comparative Analysis of Germany, Great Britain and Sweden”. *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, June 27-29, 2018, Lodz, Poland. En: http://netfficient-project.eu/wp-content/uploads/2019/02/FRAU_Fast-Frequency-Response-with-BESS....pdf
- Hornsdale Power reserve. <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- *Hornsdale Power Reserve, Executive Summary, year 1 Technical and Market impact Case Study*. Aurecon. 2018.
- Initial Operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System. Australian Energy Market Operator (AEMO). 2018. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf
- International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://www.irena.org/>
- Kim C.N.; Yu W.K.; Jang S.S. and H.J. Lee. “Analysis of Power Restoration Process Using Battery Energy Storage System”. *International Journal of Applied Engineering Research* ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 16 (2017) pp. 6218-6223. En: https://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n16_107.pdf
- Kumar J.; Parthasarathy C.; Västi M.; Laaksonen H.; Shafie-Khah M. and K. Kauhaniemi. “Sizing and Allocation of Battery Energy Storage Systems in Åland Islands for Large-Scale Integration of Renewables and Electric Ferry Charging Stations”. *Energies* 2020, January 2020 doi: 10.3390/en13020317. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/2/317/htm>
- Mazza A.; Mirtaheeri H.; Chicco G.; Russo A. and M. Fantino. “Location and Sizing of Battery Energy Storage Units in Low Voltage Distribution Networks”. *Energies* 2020, 13, 52. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/1/52>
- Mongird K.; Viswanathan V.; Balducci P.; Alam J.; Fotedar V.; Koritarov V. and Hadjerioua B. “An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics”. *Energies*. 28 June 2020. Doi: 10.3390/en13133307. En: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3307/>
- Mossali E.; Picone N.; Gentilini L.; Rodriguez O.; Perez J. M. and M. Colledani. “Lithium-ion batteries towards circular economy: A literature review of opportunities and issues of recycling treatments”. *Journal of Environmental Management* Volume

264, 15 June 2020, 110500. Doi: 10.1016/j.jenvman.2020.110500. En: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479720304345>

- National Rural Electric Cooperative Association, National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation, CoBank, and NRTC. *Battery Energy Storage Overview*. Abril 2019. En: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/documents/reports/battery-energy-storage-overview-report-update-april-2019.pdf>.

- OMIE. Operador de mercado eléctrico designado. <https://www.omie.es/es/spot-hoy>

- Peak Load Shaving Strategies. En: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314272>

- Pfenninger S. and Staffell I. “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data”. *Energy* 114, pp. 1251-1265. 2016 doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060

- *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021- 2030*. En: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

- Red Eléctrica de España (REE). <https://www.ree.es/es/>

- Staffell I.; Pfenninger S. “Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output”. *Energy* 114, pp. 1224-1239. 2016. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068

- Swierczynski M.; Stroe D. I.; Stan A. I. and Teodorescu R. *Primary frequency regulation with Li-ion battery energy storage system: A case study for Denmark*. 2013. 487-492. 10.1109/ECCE-Asia.2013.6579141. En:

- https://www.researchgate.net/publication/261522579_Primary_frequency_regulation_with_Li-ion_battery_energy_storage_system_A_case_study_for_Denmark

- Swierczynski M.; Stroe D. I.; Stan A. I.; Teodorescu R.; Lærke R. and Kjær P. C. “Field tests experience from 1.6MW/400kWh Li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service”. *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695277

- Uddin M.; Romlie M. F.; Abdullah M. F.; Abd Halim S.; Abu Bakar Ab Halim and Kwang T. C.. “A Review on Peak Load Shaving Strategies”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* November 2017.

- Wu Y.K. and Tang K.T. “Frequency Support by BESS – Review and Analysis”. *Energy Procedia* 156:187-191. January 2019 DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.126. En https://www.researchgate.net/publication/330492538_Frequency_Support_by_BESS_-_Review_and_Analysis



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

**"Sistemas de almacenamiento de Energías
Renovables para la mejora de la integración
en sistemas conectados a red"**

ANEXO I – Aplicación de cálculo

Autor Javier Trujillo del Arco

Tutor Juan Fernando Figueras Torres

Septiembre 2020

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVO	1
3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	1
4. FUNCIONAMIENTO	1
4.1. Datos de entrada.....	2
4.2. Configuración y resultados	4
4.2.1. Recorte de picos	4
4.2.2. Datos de carga	5
4.2.3. Resultados	6
5. CÓDIGO FUENTE	8

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Carga del fichero de datos .xlsx	2
Ilustración 2 Gráfica, tabla de datos y paneles de configuración	3
Ilustración 3 Panel para la configuración del recorte de picos	4
Ilustración 4 Panel para la configuración del procedimiento de carga y descarga.....	5
Ilustración 5 Tabla de resultados	6
Ilustración 6 Tabla de resultados con recorte de picos.....	7
Ilustración 7 Tabla de información para el recorte de picos.....	7
Ilustración 8 Mensaje de alerta por superación de la capacidad.....	8
Ilustración 9 Tabla de resultados con varias configuraciones	8

17. INTRODUCCIÓN

La estimación de la capacidad y la potencia necesarias para un sistema de almacenamiento energético es algo complejo y depende enormemente de las características de la red. En este trabajo se incluye el desarrollo de una aplicación de cálculo que permite estimar las características de capacidad energética y potencia de un sistema de baterías en función de diversos parámetros suministrados por la propia aplicación y/o modificados por el usuario.

En este anexo se detalla el funcionamiento de dicha aplicación presentando, para ello, capturas de pantalla y su código fuente.

18. OBJETIVO

El objeto de la aplicación es proporcionar un método semi automatizado que permita:

- Obtener unos valores estimados de capacidad y potencia para un BESS.
- Obtener información relevante para que el usuario pueda tomar, en base a los datos presentados, una decisión inicial respecto al dimensionamiento.

19. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para el desarrollo de la aplicación se ha utilizado la herramienta Matlab en su versión 2015a. En concreto, se ha recurrido a la herramienta GUIDE que permite la creación de un interfaz de usuario, lo cual facilita el uso de la aplicación.

20. FUNCIONAMIENTO

En este apartado se detalla el funcionamiento de la aplicación. Para ello se recurre al uso de capturas de pantalla.

20.1. Datos de entrada

Para suministrarle la información a la aplicación se utiliza un fichero de Excel con una estructura determinada:

- 3 hojas, con los nombres *Consumo*, *Renovable* y *Precio*.
- Cada hoja dispondrá de una única columna de datos, concretamente 24 filas, que hacen referencia a las 24 horas del día, comenzando a las 00:00 y terminando a las 23:00. Los datos de cada hoja hacen referencia a:
 - Hoja Consumo: El consumo energético del área a estudiar por horas.
 - Hoja Renovable: La generación renovable disponible por horas.
 - Hoja Precio: El precio en €/MWh por horas de la energía vertida a la red.

Para conectar la aplicación con el fichero Excel basta con introducir el nombre del mismo en el campo destinado a ello en el formulario – tal y como puede verse en la imagen a continuación – y pulsar el botón “Cargar datos”.

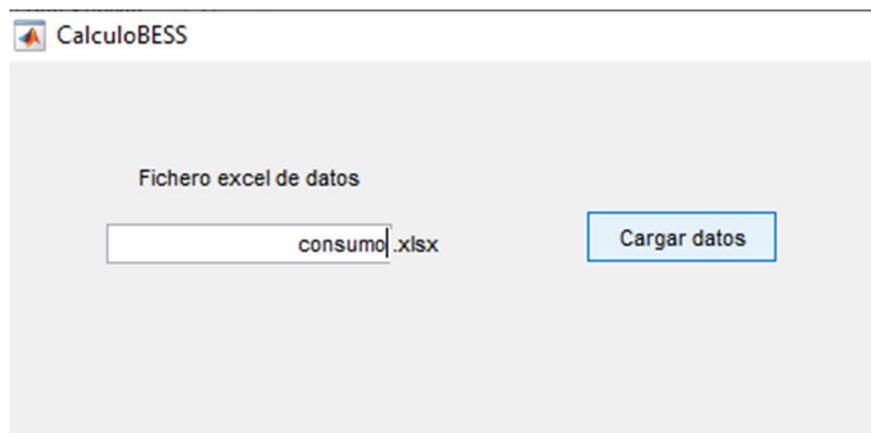


Ilustración 55 Carga del fichero de datos .xlsx

Esto accederá al fichero y cargará los datos de la hoja de cálculo en la aplicación, mostrando la información relevante en una gráfica junto con una tabla de datos.

En la gráfica se mostrarán:

- Curva de generación renovable:
 - Color azul.
 - Eje Y izquierdo.
 - Unidades: MW.
- Curva de costes de la energía:
 - Color naranja.
 - eje Y derecho.
 - Unidades: €/MWh.

La tabla constará de la siguiente información en cada línea, encabezada por la hora del día a la que corresponde:

- Potencia renovable disponible en esa hora.
- Coste de la energía durante esa hora.
- Consumo de la red durante esa hora. Para acceder a esta información hay que usar la barra de desplazamiento lateral inferior de la tabla.

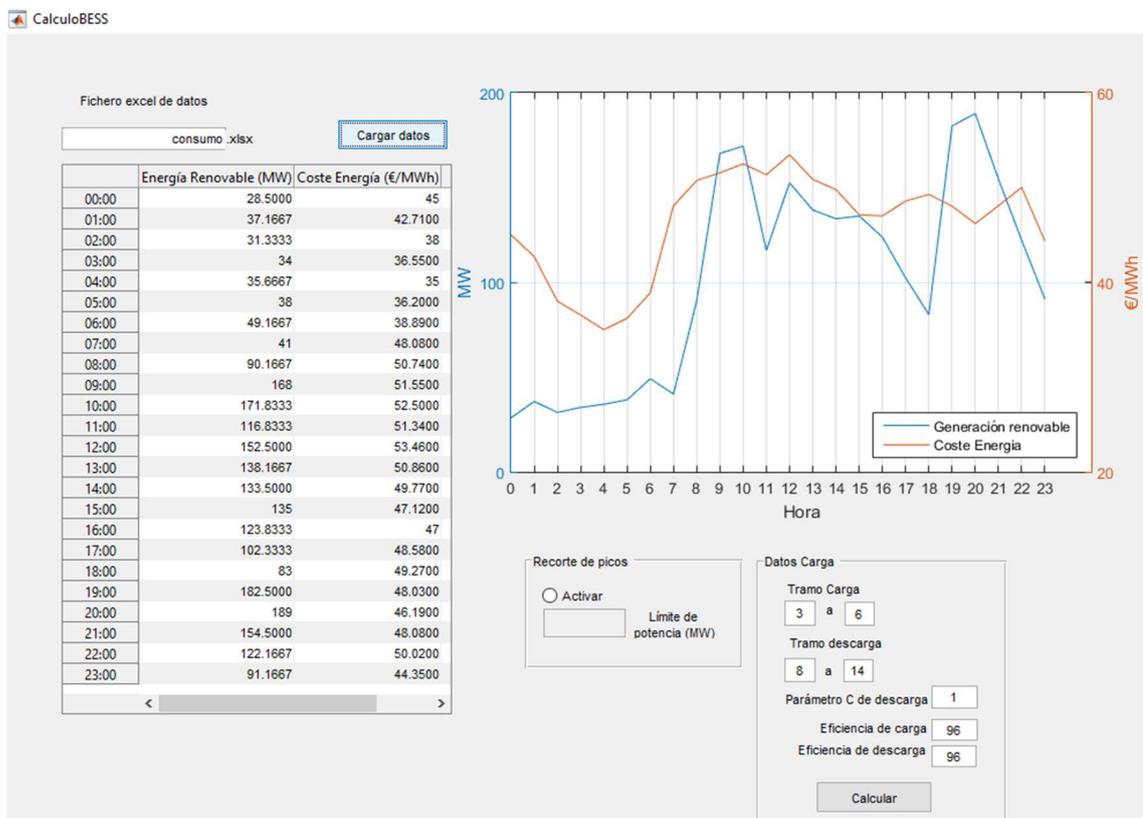


Ilustración 56 Gráfica, tabla de datos y paneles de configuración

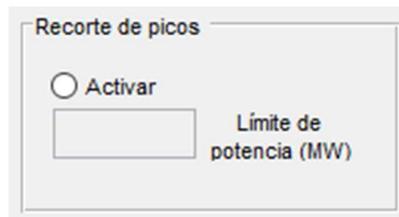
Este proceso también activa los formularios de configuración para introducir los datos relevantes para el cálculo del dimensionamiento situados en la parte baja del interfaz – se detallarán en el siguiente apartado.

20.2. Configuración y resultados

Para configurar la aplicación y obtener un resultado se recurre a los nuevos formularios situados en la parte inferior central del interfaz.

20.2.1. Recorte de picos

Este panel nos permite tener en cuenta las necesidades energéticas para realizar un recorte de picos de potencia en función a un valor límite de esta última especificado por el usuario. A continuación, se muestra el panel y sus componentes:



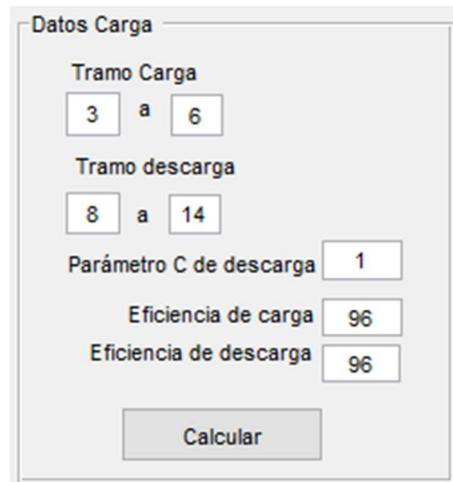
El panel de configuración, titulado "Recorte de picos", contiene un botón de radio etiquetado "Activar". Debajo de este botón se encuentra un cuadro de texto vacío, etiquetado como "Límite de potencia (MW)".

Ilustración 57 Panel para la configuración del recorte de picos

Marcando la casilla activar se desbloqueará el cuadro de texto que permite introducir la potencia mínima para que la aplicación tenga en cuenta cualquier valor superior como un pico a recortar en el momento en el que se solicite el cálculo de energía y potencia.

20.2.2. Datos de carga

Este panel permite la introducción de los datos que la aplicación utilizará para la estimación de capacidad y potencia de las baterías. A continuación, se muestra el panel y sus componentes:



El panel de configuración, titulado "Datos Carga", contiene los siguientes campos de entrada:

- Tramo Carga:** Campos para "3" y "6" separados por "a".
- Tramo descarga:** Campos para "8" y "14" separados por "a".
- Parámetro C de descarga:** Campo con el valor "1".
- Eficiencia de carga:** Campo con el valor "96".
- Eficiencia de descarga:** Campo con el valor "96".

En la parte inferior del panel hay un botón etiquetado como "Calcular".

Ilustración 58 Panel para la configuración del procedimiento de carga y descarga

Inicialmente, la información recogida en este panel es una estimación que realiza la aplicación en función del precio de la energía por horas.

- **Tramo de carga:** Se estima en función del precio mínimo de la energía, permitiendo una variación del mismo – al alza – de un 13% de la diferencia entre los precios máximo y mínimo diarios.
- **Tramo de descarga:** Se estima en función del precio máximo de la energía, permitiendo una variación del mismo – a la baja – de un 18% de la diferencia entre los precios máximo y mínimo diarios.
- **Parámetro C de la descarga:** Por defecto 1. No se incluye el factor C de carga ya que éste se asume como 1 al haber sido estimado como más limitante en el capítulo correspondiente de la memoria.
- **Eficiencia de Carga y Descarga:** Por defecto 96%. Se emplean a la hora de determinar la capacidad necesaria tanto para almacenar como para tener en cuenta el recorte de picos – este último en caso de que se seleccione.

Para emplear este panel, sólo es necesario comprobar que los datos introducidos son los relevantes y pulsar el botón Calcular.

20.2.3. Resultados

Al pulsar el botón Calcular, la aplicación devolverá unos resultados determinados en función de las opciones seleccionadas:

- En el caso de no haber seleccionado la opción de recorte de picos, cargará en una tabla la siguiente información:

Estimacion Recomendada						
	Capacidad (MWh)	Potencia (MW)	Ci	Cf	Di	Df
1	104	38	3	6	8	14
2	0	0	0	0	0	0

Ilustración 59 Tabla de resultados

Donde:

- Capacidad: Es la capacidad necesaria para poder cumplir con el ciclo de carga señalado – basado en la energía disponible para almacenar durante esas horas.
 - Potencia: La potencia necesaria para poder cumplir con los ciclos de carga y descarga especificados con el parámetro C especificado.
 - Ci: Hora de inicio de la carga.
 - Cf: Hora de finalización de la carga.
 - Di: Hora de inicio de la descarga.
 - Df: Hora de finalización de la descarga.
- En el caso de haber seleccionado la opción de recorte de picos:

Estimacion Recomendada						
	Capacidad (MWh)	Potencia (MW)	Ci	Cf	Di	Df
1	104	38	3	6	8	14
2	53	18	0	0	0	0

Ilustración 60 Tabla de resultados con recorte de picos

La tabla mostrará una segunda línea en la que se presentan las necesidades de la batería para contrarrestar los picos de potencia – teniendo en cuenta un solo periodo de carga. Además, también se mostrará una segunda tabla – lado superior derecho del interfaz – en la que se contiene la información referida a los picos de potencia detectados.

Picos Detectados			
	H. ini	H. Fin	MWh
1	12	15	38.2784
2	21	22	13.9743

Ilustración 61 Tabla de información para el recorte de picos

Donde:

- H. ini: Hora de inicio del pico de consumo – en formato 24 horas.
- H. fin: Hora final del pico de consumo – en formato 24 horas.
- MWh: Energía total durante el pico señalado.

En el caso en el que la energía total necesaria para resolver el recorte de picos sea superior a la almacenada en la batería – teniendo en cuenta una sola carga – la aplicación mostrará el siguiente mensaje – adicionalmente a la información ya mencionada en los resultados.

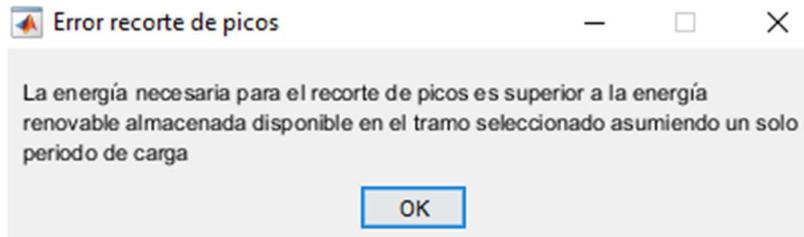


Ilustración 62 Mensaje de alerta por superación de la capacidad

Señalar que la tabla de resultados irá concatenando los datos con cada pulsación del botón “Calcular” de manera que se pueda contar con un histórico de las distintas configuraciones que se realizan durante la ejecución del programa.

Estimacion Recomendada						
	Capacidad (MWh)	Potencia (MW)	Ci	Cf	Di	Df
1	104	38	3	6	8	14
2	574	68	0	0	0	0
3	217	55	1	7	16	20
4	0	0	0	0	0	0
5	63	63	2	4	19	20
6	0	0	0	0	0	0

Ilustración 63 Tabla de resultados con varias configuraciones

21. CÓDIGO FUENTE

En este apartado se presenta directamente el código fuente extraído de la herramienta Matlab 2015a.

```
function varargout = CalculoBESS(varargin)
% CALCULOBEES MATLAB code for CalculoBESS.fig
%     CALCULOBEES, by itself, creates a new CALCULOBEES or raises the
existing
%     singleton*.
%
%     H = CALCULOBEES returns the handle to a new CALCULOBEES or the handle
to
%     the existing singleton*.
%
%     CALCULOBEES('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
```

```

%      function named CALLBACK in CALCULOBESS.M with the given input
arguments.
%
%      CALCULOBESS('Property','Value',...) creates a new CALCULOBESS or raises
the
%      existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%      applied to the GUI before CalculoBESS_OpeningFcn gets called. An
%      unrecognized property name or invalid value makes property application
%      stop. All inputs are passed to CalculoBESS_OpeningFcn via varargin.
%
%      *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%      instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help CalculoBESS

% Last Modified by GUIDE v2.5 02-Sep-2020 11:39:55

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @CalculoBESS_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @CalculoBESS_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before CalculoBESS is made visible.
function CalculoBESS_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to CalculoBESS (see VARARGIN)

% Choose default command line output for CalculoBESS
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes CalculoBESS wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.

```

```

function varargout = CalculoBESS_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

function txtFicheroGeneracion_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to txtFicheroGeneracion (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtFicheroGeneracion as
text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
txtFicheroGeneracion as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtFicheroGeneracion_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to txtFicheroGeneracion (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in btnTest.
function btnTest_Callback(hObject, eventdata, handles)
set(handles.tblResultado, 'Data', {})
%Leemos el cuadro de texto para obtener el nombre del fichero y concatenamos
la extension .xlsx
archivo=get(handles.txtFicheroGeneracion,'String');
%accedemos a los excel y volcamos la informacion en las variables
%DatosGen = datos del excel de generación renovable
%DatosCon = datos del excel de consumo energético
%DatosPre = datos de costes de la energía eléctrica
DatosCon = xlsread(archivo,'Consumo');
DatosGen = xlsread(archivo,'Renovable');
DatosPre = xlsread(archivo,'Precio');
%Dibujamos las curvas
x=0:23;

```

```

[AX,H1,H2] = plotyy(x,DatosGen,x,DatosPre);
xlabel('Hora');
ylabel(AX(1),'MW')
ylabel(AX(2),'€/MWh')
legend('Generación renovable','Coste Energia','location','southeast');
set(gca,'xtick',0:23);
grid on;
set(handles.grafDatos,'Visible','On');
%Estimamos mejor momento para cargar las baterias
Minimo=min(DatosPre);
Maximo=max(DatosPre);
%Con el maximo y el mínimo calculamos un 10% de la variabilidad, es lo que
%vamos a permitir que suba el precio mínimo para estimar las mejores horas
%de carga
VarPrecioMax=(Maximo-Minimo)*0.13;
arrAux=DatosPre;
arrAux(arrAux>Minimo+VarPrecioMax)=0;
arrAux=find(arrAux);
%Ponemos los valores de las horas el tramo obtenidas en los textbox de
%inicio y final de la carga
set(handles.txtHoraIn1,'String',min(arrAux)-1);
set(handles.txtHoraFin1,'String',max(arrAux));
%Buscamos el mejor momento para DESCARGAR las baterias
VarPrecioMax=(Maximo-Minimo)*0.18;
arrAux=DatosPre;
arrAux(arrAux<Maximo-VarPrecioMax)=0;
arrAux=find(arrAux);
set(handles.txtDescIn1,'String',min(arrAux)-1);
set(handles.txtDescFin1,'String',max(arrAux));
%Cargamos los datos en la tabla y la hacemos visibles para tener una mejor
%vision
datos=[DatosGen DatosPre DatosCon];
set(handles.tblDatos,'data',datos);
set(handles.tblDatos,'Visible','On');
%hacemos visible la segunda parte del formulario
set(handles.paneltest,'Visible','On');
set(handles.panelPeakShave,'Visible','On');
%set(hObject,'BackgroundColor',[1 0 0]);

function txtFicheroConsumo_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtFicheroConsumo (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtFicheroConsumo as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
txtFicheroConsumo as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtFicheroConsumo_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtFicheroConsumo (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.

```

```

%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function txtHoraInil_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtHoraInil (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtHoraInil as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtHoraInil as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtHoraInil_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtHoraInil (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function txtHoraFinl_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtHoraFinl (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtHoraFinl as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtHoraFinl as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtHoraFinl_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtHoraFinl (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in btnCalcula.

```

```

function btnCalcular_Callback(hObject, eventdata, handles)
%Cargamos los valores de la tabla de datos en un array y los datos
%introducidos por el usuario
datos=get(handles.tblDatos,'Data');
horaIni=str2double(get(handles.txtHoraIni1,'String'));
horaFin=str2double(get(handles.txtHoraFin1,'String'));
horaDescIni=str2double(get(handles.txtDescIni1,'String'));
horaDescFin=str2double(get(handles.txtDescFin1,'String'));
C=str2double(get(handles.txtC,'String'));
Eff=str2double(get(handles.txtEffCharge,'String'))/100;
EffD=str2double(get(handles.txtEffDisc,'String'))/100;
%Recorremos la tabla en el tramo horario seleccionado y calculamos el
%sumatorio de energía renovable (será la capacidad necesaria) y el valor
%máximo (será la potencia)
Capacidad=0;
Maximo=0;
for i=horaIni+1:horaFin
    Capacidad=Capacidad+datos(i,1);
    if datos(i,1) > Maximo
        Maximo = datos(i,1);
    end
end
%Se aplica la eficiencia de carga a la capacidad calculada
Capacidad=ceil(Capacidad*Eff);
%Comprobamos si se ha seleccionado la opción para peak shaving y calculamos
%si hay que modificar la capacidad
PeakShave=get(handles.rdbPeakShave,'value');
TotalShaved=0;
MaxShaved=0;
if PeakShave==1
    %Obtenemos el tope de potencia seleccionado
    PotMaxShave=str2double(get(handles.txtPeakShave,'String'));
    %se lo restamos al consumo real
    ShavedPower=datos(:,3)-PotMaxShave;
    %Ponemos a 0 todos los negativos
    ShavedPower(ShavedPower<0)=0;
    %Ahora recopilamos la información sobre los picos y la vamos a mostrar
    %en una tabla separadas por picos con la siguiente información
    %Hora de inicio del pico, Hora Final del pico, cantidad de energía para
    %necesaria par solucionar el pico
    SumaPico=0;
    pico=0;
    primero=1;
    ShavedPowerTabla=[0 0 0];
    for i=1:24
        if ShavedPower(i)==0 && pico==1
            primero=1;
            horapicofin=i-1;
            pico=0;
            if ShavedPowerTabla(1,3)==0
                ShavedPowerTabla=[horapicoini horapicofin SumaPico];
            else
                ShavedPowerTabla=[ShavedPowerTabla; horapicoini horapicofin
SumaPico];
            end
            set(handles.tblPicos,'Data',ShavedPowerTabla);
            SumaPico=0;
        elseif ShavedPower(i)~=0

```

```

        pico=1;
        if primero==1
            horapicoini=i-1;
            primero=0;
        end
        SumaPico=SumaPico+ShavedPower(i);
    end
end
%set(handles.tblPicos,'Data',ShavedPower);
set(handles.tblPicos,'Visible','On');
set(handles.lblPicosDetectados,'Visible','On');
%Sumamos los valores restantes para obtener la capacidad necesaria
TotalShaved=sum(ShavedPower);
MaxShaved=max(ShavedPower);
%Hay que comprobar que tengamos suficiente energía para cubrirlo y si no
%es así se avisa
if TotalShaved > Capacidad*EffD
    msgbox('La energía necesaria para el recorte de picos es superior a la
energía renovable almacenada disponible en el tramo seleccionado asumiendo un
solo periodo de carga','Error recorte de picos');
end
end

%Calculamos cuando queremos descargar por hora, se asume una descarga
%proporcional, para averiguar cuanta potencia nominal es necesaria en la
%batería, este valor se comparará con el máximo obtenido anteriormente y se
%tomará el mayor.

DescLength=horaDescFin-horaDescIni;
%Se aplica el factor C
DescHora=(Capacidad/DescLength)/C;
%si las necesidades horarias de descarga son superiores a la potencia
%obtenida anteriormente se toma el nuevo valor
if DescHora > Maximo
    Maximo=DescHora;
end
%Se redondea la potencia al alza
Maximo=ceil(Maximo);

testing=get(handles.tblResultado,'Data');
resultado=[Capacidad Maximo horaIni horaFin horaDescIni horaDescFin;
ceil(TotalShaved) ceil(MaxShaved) 0 0 0 0];
if isempty(testing)
    set(handles.tblResultado,'data',resultado);
else
    resultado=[testing;resultado];
    set(handles.tblResultado,'data',resultado);
end

set(handles.tblResultado,'Visible','On');
set(handles.text12,'Visible','On');

function txtDescIni1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtDescIni1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

```

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtDescInil as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtDescInil as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtDescInil_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtDescInil (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function txtDescFinl_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtDescFinl (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtDescFinl as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtDescFinl as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtDescFinl_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtDescFinl (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function txtC_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtC (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtC as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtC as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtC_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

```

```

% hObject    handle to txtC (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function txtEffCharge_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtEffCharge (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtEffCharge as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtEffCharge as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtEffCharge_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtEffCharge (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in pushbutton4.
function pushbutton4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes on button press in pushbutton5.
function pushbutton5_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes on button press in rdbPeakShave.
function rdbPeakShave_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to rdbPeakShave (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of rdbPeakShave
A=get(handles.rdbPeakShave,'value');

```

```

if A==1
    set(handles.txtPeakShave,'Enable','on');
else
    set(handles.txtPeakShave,'String','');
    set(handles.txtPeakShave,'Enable','off');
end

function txtPeakShave_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtPeakShave (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtPeakShave as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtPeakShave as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtPeakShave_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtPeakShave (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in cmbExtension.
function cmbExtension_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cmbExtension (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns cmbExtension
contents as cell array
%        contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
cmbExtension

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function cmbExtension_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cmbExtension (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```

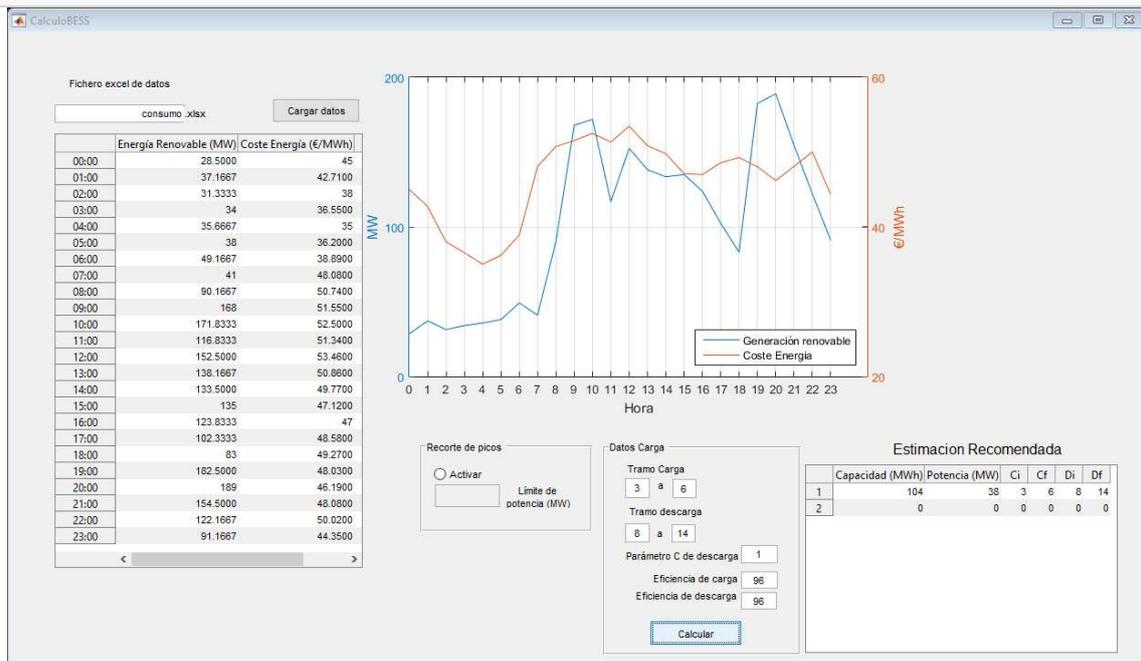
function txtEffDisc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtEffDisc (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of txtEffDisc as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of txtEffDisc as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function txtEffDisc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to txtEffDisc (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```



Published with MATLAB® R2015a