



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Ingeniería Eléctrica

Trabajo Fin de Máster

**Modelos de negocio para agentes con baterías en la
provisión de servicios de capacidad, potencia y soporte a
la Red**

**Business models for battery-operated agents on provision
of capacity, power and support services to the Grid**

Autor: Daniel Leiva Gallardo

Tutor: Sebastián Martín Rivas

Titulación: Máster en Ingeniería Industrial

Málaga, 30 de junio de 2025

Resumen



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

El presente trabajo fin de máster aborda la integración estratégica de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) en el sistema eléctrico español.

El estudio surge en un contexto de creciente demanda energética, crisis climática y búsqueda de independencia energética. La transición a energías renovables como la solar y eólica es vital para reducir emisiones de CO₂, pero introduce desafíos significativos para la estabilidad de la red, como la intermitencia, el fenómeno de la "**Curva del Pato**", y la pérdida de inercia que tradicionalmente proporcionaban los generadores convencionales. Los BESS se posicionan como una solución idónea para mitigar estos problemas.

El interés en el almacenamiento ha crecido exponencialmente desde 2019, impulsado por la reducción de costos de las baterías de iones de litio. El Gobierno Español y la Unión Europea han mostrado un firme apoyo regulatorio y gubernamental, con objetivos ambiciosos de capacidad instalada (22,5 GWh para 2030 según el PNIEC) y programas de ayuda como PERTE ERHA. No obstante, la plena integración y remuneración en todos los mercados aún enfrenta desafíos regulatorios y administrativos.

Un BESS no es solo una batería; es un sistema complejo que integra múltiples baterías con sistemas de gestión (BMS), inversores/cargadores y sistemas de control para que operen como un solo ente. Estas instalaciones pueden ser "**Stand-Alone**" (conectadas directamente a la red) o "**Híbrida**" (asociadas a generación renovable como fotovoltaica).

Metodología: El estudio desarrolla un modelo matemático para maximizar los ingresos de los BESS, optimizando su participación en:

- **Mercados eléctricos:** Diario, Intradiario e Intradiario Continuo.
- **Servicios adicionales a la red:** Regulación secundaria (aFRR) y, de forma experimental, alquiler de capacidad.

Se utilizaron GAMS para la optimización y MATLAB para el tratamiento de datos. El modelo inicial omite la degradación de las baterías para centrarse en el comportamiento operativo y la interacción dinámica con los mercados.

Resultados Principales de los Casos de Estudio (seis casos combinando dos tipologías de planta y tres esquemas de negocio):

- **Caso 1:** Participación exclusiva en mercados diarios e intradiarios:
 - Las instalaciones híbridas demuestran ser significativamente más rentables que las *Stand-Alone*. Esto se debe a que pueden autoconsumir la energía fotovoltaica de coste nulo para compensar las pérdidas de la batería, reduciendo la necesidad de adquirir energía de la red.
 - Un mayor *C-Rate* (tasa de carga/descarga) se traduce en mayores beneficios, al permitir una operación más rápida y aprovechar un mayor volumen de oportunidades de arbitraje en el mercado.

- Las instalaciones *Stand-Along* pueden incurrir en pérdidas en los mercados intradiario y continuo si no tienen generación propia para corregir los compromisos.
- **Caso 2:** Participación en mercados y en servicios de regulación secundaria (aFRR):
 - La inclusión de la participación en los servicios de regulación secundaria incrementa drásticamente la rentabilidad, reduciendo el periodo de retorno de la inversión a valores muy competitivos (entre 1.96 y 3.70 años).
 - Este servicio proporciona valor incluso cuando la participación en los mercados energéticos no es óptima, demostrando la importancia de la diversificación de ingresos.
 - El grado de autoconsumo en plantas híbridas aumenta notablemente al incorporar la reserva secundaria.
- **Caso 3:** Participación en mercados, servicios de regulación y alquiler de capacidad:
 - El modelo de alquiler de capacidad de batería a terceros, aunque no regulado actualmente en España, se presenta como una posible fuente adicional de ingresos.
 - Este modelo puede mejorar la rentabilidad global, especialmente para las configuraciones de BESS *Stand-Along* con menores C-Rates, ya que les permite monetizar la capacidad de su batería de forma constante.
 - Sin embargo, la rigidez de la restricción de alquiler (capacidad fija durante un periodo) puede limitar la flexibilidad operativa del BESS para su participación en otros mercados y servicios auxiliares, lo que puede penalizar las configuraciones más flexibles (con C-Rate alto) y reducir ligeramente su beneficio total en comparación con el caso sin alquiler.

Conclusiones Generales: Los BESS son una tecnología clave para un sistema eléctrico más robusto, flexible y descarbonizado. Su viabilidad económica se consolida al participar en una cartera diversificada de servicios, donde los mercados de energía y los servicios de regulación secundaria son pilares fundamentales, y donde modelos innovadores como el alquiler de capacidad pueden ofrecer un valor adicional significativo. Los avances regulatorios y la continua reducción de costes de las baterías serán determinantes para su despliegue masivo.

Palabras clave: Modelos de Negocio, Almacenamiento, BESS, Mercados Eléctricos, Servicios Auxiliares a la Red, Centrales Híbridas, *Stand-Along*, Rentabilidad, Viabilidad Económica, Curva del Pato, Inercia Virtual, Optimización, Alquiler de Capacidad, C-Rate, PNIEC.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Abstract



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

This Master's thesis deals with the strategic integration of battery-based energy storage systems (BESS) in the Spanish electricity system.

The study emerges in a context of growing energy demand, climate crisis, and the pursuit of energy independence. The transition to renewable energies such as solar and wind is vital for reducing CO₂ emissions, but it introduces significant challenges for grid stability, including intermittency, the "Duck Curve" phenomenon, and the loss of inertia traditionally provided by conventional generators. BESS are positioned as an ideal solution to mitigate these problems.

Interest in energy storage has grown exponentially since 2019, driven by the reduction in costs of lithium-ion batteries. The Spanish Government and the European Union have shown strong regulatory and governmental support, with ambitious installed capacity targets (22.5 GWh by 2030 according to the PNIEC) and aid programs like PERTE ERHA. However, full integration and remuneration in all markets still face regulatory and administrative challenges.

A BESS is not just a battery; it is a complex system that integrates multiple batteries with Battery Management Systems (BMS), inverters/chargers, and control systems to operate as one. These installations can be "**Stand-Alone**" (connected directly to the grid) or "**Hybrid**" (associated with renewable generation like photovoltaic).

Methodology: The study develops a mathematical model to maximize BESS revenues, optimizing their participation in:

- **Electricity markets:** Day-Ahead, Intraday, and Continuous Intraday.
- **Ancillary services to the grid:** Secondary regulation (aFRR) and, experimentally, capacity leasing.

GAMS was used for optimization and MATLAB for data processing. The initial model omits battery degradation to focus on operational behavior and dynamic interaction with markets.

Main Results from Case Studies (six cases combining two plant typologies and three business schemes):

- Case 1: Exclusive participation in Day-Ahead and Intraday markets:
 - Hybrid installations prove to be significantly more profitable than Stand-Alone ones. This is because they can self-consume photovoltaic energy at zero cost to offset battery losses, reducing the need to purchase energy from the grid.
 - A higher C-Rate (charge/discharge rate) translates into greater benefits, allowing for faster operation and taking advantage of a larger volume of arbitrage opportunities in the market.

- Stand-Alone installations may incur losses in the intraday and continuous markets if they do not have their own generation to correct commitments.
- Case 2: Participation in markets and secondary regulation (aFRR) services:
 - The inclusion of participation in secondary regulation services drastically increases profitability, reducing the payback period to very competitive values (between 1.96 and 3.70 years).
 - This service provides value even when participation in energy markets is not optimal, demonstrating the importance of income diversification.
 - The degree of self-consumption in hybrid plants significantly increases when incorporating secondary reserve.
- Case 3: Participation in markets, regulation services, and capacity leasing:
 - The battery capacity leasing model to third parties, although not currently regulated in Spain, is presented as a possible additional source of income.
 - This model can improve overall profitability, especially for Stand-Alone BESS configurations with lower C-Rates, as it allows them to monetize their battery capacity constantly.
 - However, the rigidity of the leasing restriction (fixed capacity for a period) can limit the BESS's operational flexibility for participation in other markets and ancillary services, which may penalize more flexible configurations (with high C-Rate) and slightly reduce their total benefit compared to the case without leasing.

General Conclusions: BESS are a key technology for a more robust, flexible, and decarbonized electricity system. Their economic viability is consolidated by participating in a diversified portfolio of services, where energy markets and secondary regulation services are fundamental pillars, and where innovative models such as capacity leasing can offer significant additional value. Regulatory advances and the continuous reduction of battery costs will be decisive for their massive deployment.

Keywords: Business Models, Storage, BESS, Electricity Markets, Ancillary Services to the Grid, Hybrid Plants, Stand-Alone, Profitability, Economic Viability, Duck Curve, Virtual Inertia, Optimization, Capacity Leasing, C-Rate, PNIEC.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Índice general

Resumen	3
Abstract	7
Declaración de originalidad	11
1. Introducción, contexto, motivación y revisión de la literatura	23
1.1. Introducción	24
1.2. Contexto	25
1.2.1. La crisis climática y los gobiernos	25
1.2.2. La estabilidad de la red eléctrica	26
1.2.3. La independencia energética de la red eléctrica	29
1.3. Motivación	30
1.3.1. El renovado interés por el almacenamiento	30
1.3.2. Incentivos para el desarrollo del almacenamiento	32
1.3.3. El almacenamiento en el sistema eléctrico del futuro	34
1.4. Revisión de la literatura	35
1.4.1. Marco legal en España	35
1.4.1.1. Real Decreto 1183/2020: Acceso y conexión a la red	36
1.4.1.2. Ley 7/2021: Cambio climático y transición energética	36
1.4.1.3. Resolución de la CNMC sobre patrones de funcionamiento del almacenamiento	36
1.4.1.4. Estrategia de Almacenamiento Energético	36
1.4.1.5. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)	37
1.4.1.6. Reglamento (UE) 2018/1999: Gobernanza de la Unión de la Energía	37
1.4.2. Análisis de la Curva del Pato	38
1.4.2.1. Concepto y modelado de la Curva del Pato	38
1.4.2.2. Impacto en la estabilidad del sistema eléctrico	38
1.4.2.3. Estrategias de mitigación mediante almacenamiento	38
1.4.3. Análisis de la inercia del sistema	39
1.4.3.1. Impacto de la reducción de inercia en sistemas eléctricos	40
1.4.3.2. Virtual Inertia: Un nuevo enfoque para la estabilidad de la red	40

1.4.4.	Análisis de servicios a la red	41
1.4.4.1.	Control de los sistemas de almacenamiento para servicios múltiples	42
1.4.4.2.	Modelado y control de sistemas de almacenamiento para soporte a la red	42
1.4.4.3.	Aplicaciones en comunidades fotovoltaicas y gestión de picos de demanda	43
1.4.5.	Modelos de negocio para agentes con baterías	43
1.4.5.1.	Modelos de almacenamiento en la nube (<i>Cloud Energy Storage</i>)	43
1.4.5.2.	Integración del almacenamiento en el mercado minorista de electricidad	44
2.	Metodología	45
2.1.	Los BESS y la Red	46
2.1.1.	Introducción a los BESS	46
2.1.2.	Interacción entre los BESS y la Red	47
2.2.	Herramientas y software utilizados	50
2.2.1.	Software GAMS	50
2.2.1.1.	Estructura de GAMS	50
2.2.1.2.	El lenguaje GAMS	51
2.2.2.	Software Matlab	52
2.2.2.1.	Estructura y componentes de Matlab	53
2.2.2.2.	Funcionalidades de Matlab	53
2.3.	Definición de la nomenclatura	54
2.3.1.	Índices	54
2.3.2.	Parámetros	54
2.3.3.	Variables	55
2.3.3.1.	Variable libre (no restringida en signo)	55
2.3.3.2.	Variable positiva	55
2.3.3.3.	Variable binaria	56
2.4.	Desarrollo del modelo matemático	56
2.4.1.	Balance a la producción PV	57
2.4.2.	Balance al almacenamiento	58
2.4.3.	Restricciones de conexión a Red	62
2.4.4.	Restricciones de los mercados	63
2.4.4.1.	Restricciones del Mercado Diario	69
2.4.4.2.	Restricciones del Mercado Intradía	70
2.4.4.3.	Restricciones del Mercado Intradía Continuo	72
2.4.5.	Restricciones para la Reserva Secundaria	73
2.4.6.	Restricciones para el Alquiler de Batería	76

3. Casos de estudio	79
3.1. Parámetros generales del modelo	80
3.2. Factor de potencia PV	81
3.3. Precio de las Sesiones del Mercado Diario	84
3.4. Precio de las Sesiones del Mercado Intradiario	87
3.5. Precio de las Sesiones del Mercado Intradiario Continuo	91
3.6. Precios ofertados para la regulación secundaria	96
3.7. Perfiles de alquiler de la batería	101
3.7.1. Consumidor industrial	101
3.7.2. Consumidor del sector terciario (Hotel)	102
3.7.3. Productor de energías renovables	103
3.7.4. Usuario traider del sistema eléctrico	103
3.7.5. Comercializadora de electricidad	104
3.8. Datos de la instalación PV y BESS	105
3.8.1. Capacidad de conexión a red	105
3.8.2. Capacidad pico de producción PV	105
3.8.3. Datos de la batería	106
4. Discusión de los resultados	107
4.1. Resultados de operación del Caso de Estudio 1	108
4.1.1. Instalaciones Stand-Alone	108
4.1.2. Instalaciones híbridas	111
4.2. Resultados de operación del Caso de Estudio 2	116
4.2.1. Instalaciones Stand-Alone	116
4.2.2. Instalaciones híbridas	119
4.3. Resultados de operación del Caso de Estudio 3	123
4.3.1. Instalaciones Stand-Alone	123
4.3.2. Instalaciones híbridas	125
4.4. Resultados anuales y análisis económico	128
4.4.1. Resultados globales del caso de estudio 1 (Solo mercados)	128
4.4.2. Resultados globales del caso de estudio 2 (Mercados + Reserva)	132
4.4.3. Resultados globales del caso de estudio 3 (Mercados + Reserva + Alquiler)	135
5. Conclusiones	141
5.1. Resultados principales	142
5.2. Trabajos futuros	144



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Índice de tablas

3.1.	Parámetro de discretización temporal.	80
3.2.	Valores característicos del parámetro $PV A_t$	81
3.3.	Valores característicos del Mercado Diario.	84
3.4.	Valores característicos del Mercado Intradiario (IDA).	87
3.5.	Valores característicos del Mercado Intradiario Continuo.	91
3.6.	Valores característicos de las ofertas de Reserva Secundaria (aFRR).	97
3.7.	Casos de estudio a analizar.	105
3.8.	Capacidad de producción PV en función de los ratios.	105
3.9.	Datos del BESS.	106
4.1.	Resultados para el Caso 1, Stand-Along con 0.5C.	109
4.2.	Resultados para el Caso 1, Stand-Along con 1C.	109
4.3.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (125 MWp) con 0.5C.	112
4.4.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (125 MWp) con 1C.	112
4.5.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (250 MWp) con 0.5C.	112
4.6.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (250 MWp) con 1C.	113
4.7.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (500 MWp) con 0.5C.	113
4.8.	Resultados para el Caso 1, Híbridas (500 MWp) con 1C.	113
4.9.	Resultados para el Caso 2, Stand-Along con 0.5C.	116
4.10.	Resultados para el Caso 2, Stand-Along con 1C.	116
4.11.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (125 MWp) con 0.5 C.	120
4.12.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (125 MWp) con 1 C.	120
4.13.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (250 MWp) con 0.5 C.	120
4.14.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (250 MWp) con 1 C.	120
4.15.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (500 MWp) con 0.5 C.	121
4.16.	Resultados para el Caso 2, Híbridas (500 MWp) con 1 C.	121
4.17.	Resultados para el Caso 3, Stand-Along con 0.5 C.	123
4.18.	Resultados para el Caso 3, Stand-Along con 1 C.	123
4.19.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (125 MWp) con 0.5 C.	125
4.20.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (125 MWp) con 1 C.	126
4.21.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (250 MWp) con 0.5 C.	126
4.22.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (250 MWp) con 1 C.	126
4.23.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (500 MWp) con 0.5 C.	126
4.24.	Resultados para el Caso 3, Híbridas (500 MWp) con 1 C.	127

4.25. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1	129
4.26. Resultados de económicos para el caso de estudio 1	131
4.27. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2	132
4.28. Resultados de económicos para el caso de estudio 2	134
4.29. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3	136
4.30. Resultados de económicos para el caso de estudio 3	138



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Índice de figuras

1.1.	Índice de Temperatura Global Tierra-Océano.	25
1.2.	Emisiones Globales de GEI relacionadas con la Energía.	25
1.3.	Demanda del sistema peninsular.	27
1.4.	Generación del sistema peninsular.	28
1.5.	Generación del sistema peninsular.	28
1.6.	Capacidad de almacenamiento de 2010 al 2023.	31
1.7.	Datos de capacidad de acceso de instalaciones (Baterías).	32
2.1.	Diferencia entre Batería y BESS.	47
2.2.	Sistemas Híbridos y Stand-Along.	48
2.3.	Tipos de interacciones de los BESS.	49
2.4.	Diagrama de bloques del sistema híbrido.	58
2.5.	Modelado de la carga y descarga de la batería.	59
2.6.	Descripción gráfica del C-Rate.	61
2.7.	Cronograma de negociación en OMIE.	65
2.8.	Diagrama de flujo del bucle de mercados.	67
2.9.	Capacidad comprometida para la Reserva Secundaria.	74
3.1.	Factor de producción PV anual.	82
3.2.	Factor de producción PV mensual.	83
3.3.	Factor de producción PV para un día promedio.	83
3.4.	Precios de casación del Mercado Diario para el 2024.	84
3.5.	Precios de casación mensual del Mercado Diario para el 2024.	85
3.6.	Precios de casación en el Mercado Diario para un día promedio.	86
3.7.	Comparación generación PV vs Precios del Mercado.	86
3.8.	Precios del Mercado Intradiario IDA 1 en el 2024.	88
3.9.	Precios del Mercado Intradiario IDA 2 en el 2024.	88
3.10.	Precios del Mercado Intradiario IDA 3 en el 2024.	89
3.11.	Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 1) en el 2024.	89
3.12.	Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 2) en el 2024.	90
3.13.	Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 3) en el 2024.	90
3.14.	Precios de casación en el Mercado Intradiario para un día promedio.	91
3.15.	Precios Mínimos del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	92
3.16.	Precios Promedios del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	92

3.17. Precios Máximos del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	93
3.18. Comportamiento promedio del Mercado Intradiario Continuo en 2024. . .	93
3.19. Precios Mínimos mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	94
3.20. Precios Promedio mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	94
3.21. Precios Máximo mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024.	95
3.22. Comportamiento promedio mensual del Mercado Intradiario Continuo en 2024.	95
3.23. Precios del Mercado Intradiario para un día promedio.	96
3.24. Ofertas de Baja de Reserva Secundaria para el 2024.	98
3.25. Ofertas de Baja de Reserva Secundaria para el 2024 sin picos.	98
3.26. Ofertas de Subida de Reserva Secundaria para el 2024.	99
3.27. Ofertas de Subida de Reserva Secundaria para el 2024 sin picos.	99
3.28. Ofertas de Bajada mensuales de Reserva Secundaria para el 2024.	100
3.29. Ofertas de Subida mensuales de Reserva Secundaria para el 2024.	100
3.30. Precios de Regulación Secundaria para un día promedio.	101
3.31. Oferta horaria de capacidad para el consumidor industrial (lunes a viernes).	102
3.32. Oferta horaria de capacidad para el consumidor terciario (hotel), todos los días.	102
3.33. Curva de ofertas de alquiler para un productor de energías renovables. .	103
3.34. Curva de ofertas de alquiler para un usuario traider del sistema eléctrico.	104
3.35. Curva de ofertas de alquiler para una comercializadora de electricidad. .	104
4.1. Caso 1, Stand-Along, operación del BESS con 0.5C para el día de mayor demanda.	110
4.2. Caso 1, Stand-Along, operación del BESS con 1C para el día de mayor demanda.	110
4.3. Caso 1, Stand-Along, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable.	111
4.4. Caso 1, Stand-Along, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable.	111
4.5. Caso 1, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5C para el día de menores precios.	114
4.6. Caso 1, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 1C para el día de menores precios.	115
4.7. Caso 1, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 1C para el día de menores precios.	115
4.8. Caso 2, Stand-Along, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable (Mercados).	117
4.9. Caso 2, Stand-Along, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable (Reserva Secundaria).	118
4.10. Caso 2, Stand-Along, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable (Mercados).	119
4.11. Caso 2, Stand-Along, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable (Reserva Secundaria).	119

4.12. Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios (Mercados).	122
4.13. Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios (Reserva Secundaria).	122
4.14. Caso 3, Stand-Along, operación del BESS con 0.5 C para el día de mayor demanda.	124
4.15. Caso 3, Stand-Along, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda (Mercados).	124
4.16. Caso 3, Stand-Along, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda (Reserva y Alquiler).	125
4.17. Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable (Mercados).	127
4.18. Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable (Reserva y Alquiler).	128
4.19. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1.	129
4.20. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1.	130
4.21. Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 1.	131
4.22. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2.	132
4.23. Resultados de Capacidad de reserva secundaria negociada para el caso de estudio 2.	133
4.24. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2.	134
4.25. Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 2.	135
4.26. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3.	136
4.27. Resultados de Capacidad de reserva secundaria negociada para el caso de estudio 3.	137
4.28. Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3.	137
4.29. Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 2.	138



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Capítulo 1

Introducción, contexto, motivación y revisión de la literatura



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

1.1. Introducción

Las sociedades desarrolladas aumentan su demanda energética año tras año, convirtiendo a los sistemas de energía eléctrica en un pilar fundamental para el desarrollo social y económico a nivel mundial. No obstante, los sistemas eléctricos se encuentran actualmente en una etapa de transición, centrada en la migración desde modelos tradicionales de generación hacia tecnologías renovables.

Esta transición hacia modelos de generación más limpios y respetuosos con el medio ambiente resulta esencial para reducir las emisiones de CO_2 , las cuales ponen en riesgo el equilibrio climático y los ecosistemas del planeta. Sin embargo, estas tecnologías de generación presentan una serie de desafíos y riesgos para los sistemas eléctricos. Entre ellos, destacan la gran variabilidad en la generación, derivada de la intermitencia de las fuentes energéticas renovables, los desafíos de estabilidad que surgen al desconectar estas fuentes (un fenómeno ejemplificado en la conocida curva del pato), y problemas menos evidentes, como la pérdida del respaldo de inercia proporcionado por los generadores tradicionales.

Los problemas anteriormente descritos están relacionados, principalmente, con la estabilidad del sistema eléctrico, y su resolución puede ser compleja. En este contexto, el almacenamiento de energía desempeña un papel clave. Tradicionalmente, los sistemas eléctricos han confiado en el bombeo hidroeléctrico para abordar los problemas de balance entre generación y demanda, así como para gestionar el control de frecuencia y potencia. Sin embargo, en la actualidad, existen sistemas de almacenamiento más sofisticados y de respuesta más rápida que, a pesar de su potencial, aún no se han implementado de manera generalizada en los sistemas eléctricos.

Los sistemas de almacenamiento a gran escala basados en baterías son prácticamente inexistentes en los sistemas eléctricos actuales. No obstante, se presentan como una solución idónea para muchos de los desafíos que enfrenta la red eléctrica. Este trabajo se centrará en desarrollar modelos de negocio que hagan viable la implementación de estos sistemas de almacenamiento, fomentando la inversión tanto pública como privada en esta tecnología.

El presente trabajo se estructura de manera lógica, comenzando con un análisis del contexto social y técnico actual. Posteriormente, se realizará una revisión de la literatura existente, para introducir la metodología empleada en este estudio y el caso de estudio seleccionado. Finalmente, se discutirán los resultados obtenidos, a partir de los cuales se extraerán conclusiones que permitan evaluar la viabilidad de los modelos de negocio propuestos.

1.2. Contexto

1.2.1. La crisis climática y los gobiernos

Eludir la gravedad de la crisis climática se ha convertido en una tarea prácticamente imposible para los gobiernos de los países desarrollados. A pesar de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, la temperatura media mundial no ha dejado de aumentar con una tendencia especialmente pronunciada desde los años 60 (Figura 1.1).

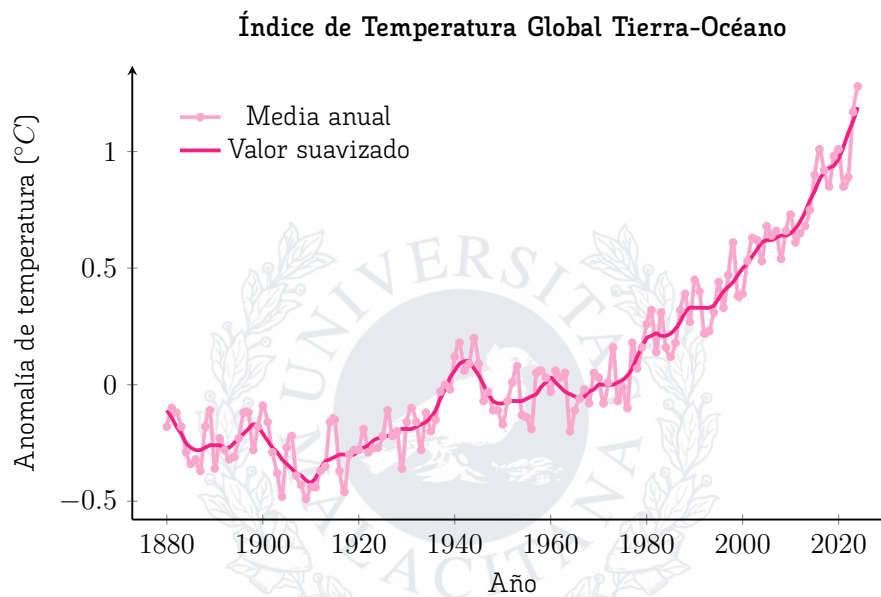


Figura 1.1: Índice de Temperatura Global Tierra-Océano, Fuente [1]

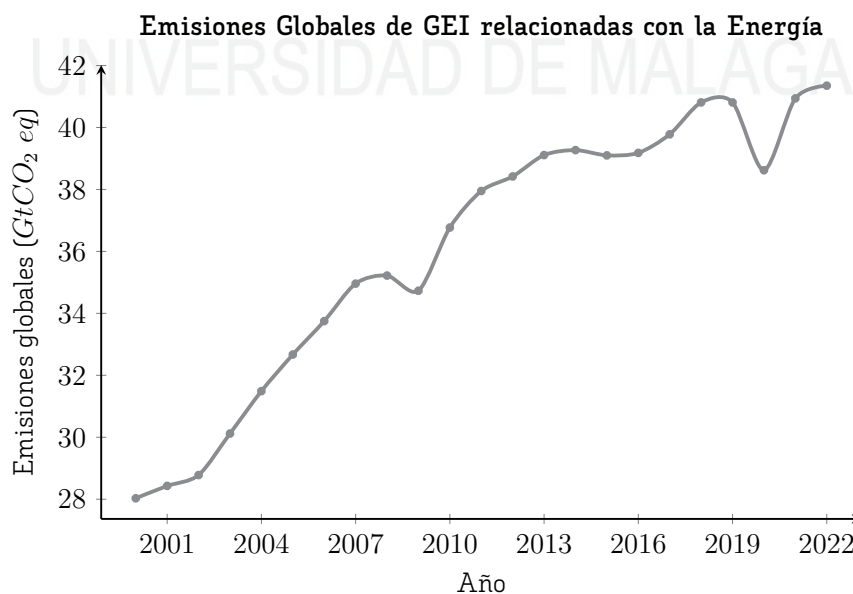


Figura 1.2: Emisiones Globales de GEI relacionadas con la Energía, Fuente [2]

Unido a lo anterior, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la generación de energía eléctrica (Figura 1.2) han seguido una tendencia creciente año tras año, aunque con una ligera desaceleración en los últimos tiempos. Ante esta situación, la Unión Europea adoptó el Reglamento (UE) 2018/1999 [3], que obliga a los Estados miembros a desarrollar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, como el español [4].

De acuerdo con lo estipulado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el Gobierno Español ha mostrado su compromiso con la integración de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico, dada su relevancia para reducir las emisiones y facilitar la integración de fuentes renovables. Entre los puntos destacados de este plan, se incluyen:

- 1. Objetivo de almacenamiento:** En la versión inicial publicada en 2020, se planteó un objetivo de 20 GWh de capacidad instalada. En la actualización de 2023, este valor se elevó a 22,5 GWh para el 2030.
- 2. Flexibilidad y gestión de la demanda:** El PNIEC subraya la importancia del almacenamiento para flexibilizar el sistema eléctrico y gestionar la demanda mediante soluciones como almacenamiento a gran escala, mercados locales y almacenamiento distribuido, con el objetivo de mejorar la calidad y la seguridad del suministro.
- 3. Estrategia de almacenamiento energético:** Se proponen desarrollos como el almacenamiento hidroeléctrico, la creación de mercados de capacidad y la reforma del mercado eléctrico para integrar estas tecnologías.
- 4. Impulso a modelos de negocio innovadores:** El Gobierno destaca la importancia de fomentar nuevos modelos de negocio para facilitar el despliegue de estas tecnologías, acompañado de apoyo financiero para proyectos estratégicos.
- 5. Hibridación y normativas:** Se prevé desarrollar regulaciones que simplifiquen el despliegue de tecnologías de almacenamiento, con énfasis en la hibridación de centrales renovables con almacenamiento.

Por tanto, queda patente la disposición del Gobierno Español para promover la implementación de tecnologías de almacenamiento en baterías en el sistema eléctrico. Además, el PNIEC incluye como prioridad "Impulsar modelos de negocio innovadores", lo que se alinea directamente con el objetivo central de este trabajo. Este enfoque es compartido por otros países de la Unión Europea y fuera de ella, lo que subraya la relevancia de realizar estudios como el presente análisis.

1.2.2. La estabilidad de la red eléctrica

Resulta evidente que integrar fuentes de generación renovable en nuestros sistemas eléctricos es una tarea fundamental para afrontar los desafíos del cambio climático. Sin

embargo, la incorporación de estas fuentes no es una tarea sencilla, ya que, dependiendo del peso que tengan en el mix energético, podrían comprometer la estabilidad y la continuidad del sistema eléctrico.

Las problemáticas de estabilidad de la red asociadas a estas tecnologías de generación están principalmente relacionadas con la intermitencia de sus fuentes de energía. Los mayores exponentes de la generación renovable, la eólica y la solar, presentan producciones variables en el tiempo debido a fenómenos atmosféricos. Recordemos que el principio básico de nuestros sistemas eléctricos es generar la misma cantidad de energía que se está demandando.

En los sistemas eléctricos tradicionales, este equilibrio era más sencillo de mantener: cuando se producían variaciones en la demanda, las centrales basadas en fuentes de energía fósil podían ajustar su potencia dentro de su capacidad de rampa, es decir, se contaba con un control total sobre la generación. Sin embargo, en sistemas eléctricos con alta penetración de renovables, tanto la generación como la demanda se tornan más variables por causas externas, lo que complica el balance entre ambas.

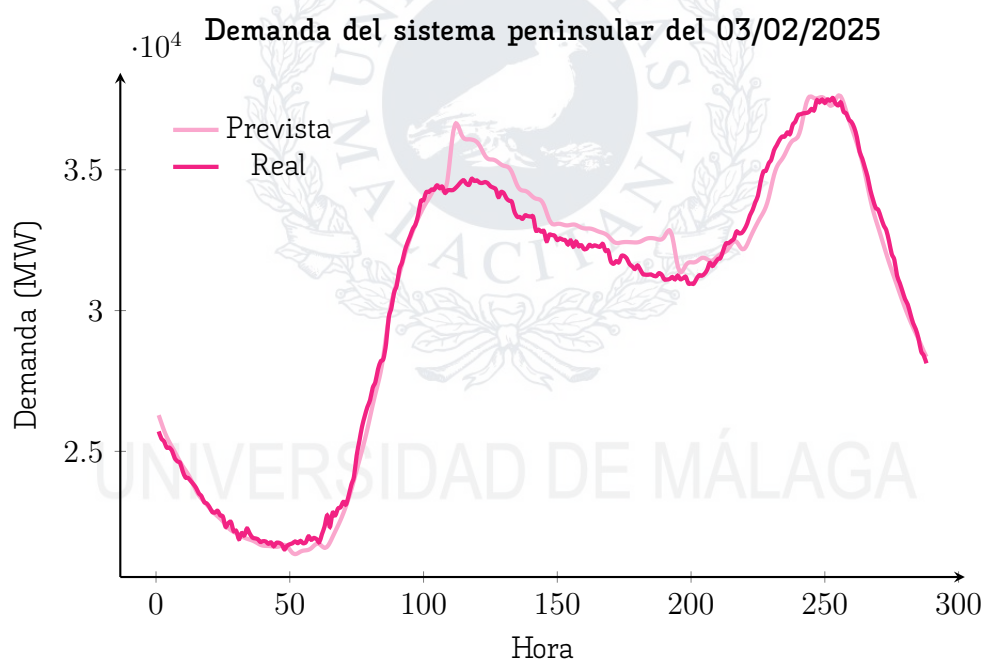


Figura 1.3: Demanda del sistema peninsular, Fuente [5]

Para afrontar este desafío, se han propuesto diversas estrategias, como la gestión dinámica de la demanda o la interconexión de sistemas eléctricos. No obstante, y como menciona el propio PNIEC [4], el uso de sistemas de almacenamiento conectados a la red se presenta como una de las soluciones más favorables, ya que permite flexibilizar tanto la generación como la demanda del sistema eléctrico en su conjunto.

Sin embargo, el balanceo entre la demanda y la generación no es el único reto al que se enfrentan los sistemas eléctricos. La desconexión de la generación solar introduce un

fenómeno particular conocido como la **Curva del Pato**.

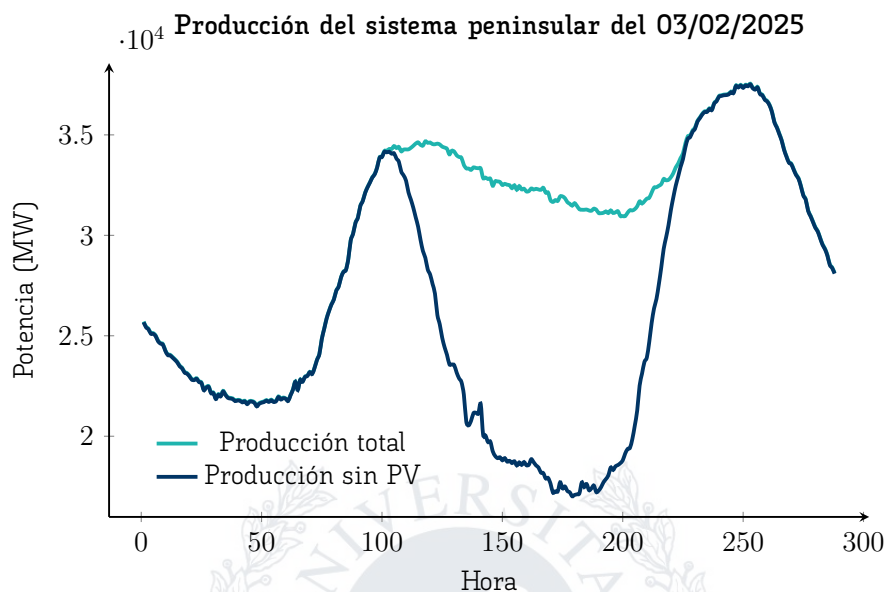


Figura 14: Generación del sistema peninsular, Fuente [5]

Por lo general, las centrales solares presentan costos de producción bajos y no emiten CO_2 durante la generación de electricidad, lo que las hace muy favorables para ser parte del mix energético. Sin embargo, a medida que su participación en el mix aumenta año tras año, se produce la desconexión de otras tecnologías de generación, como los ciclos combinados, durante las horas de máxima producción solar.

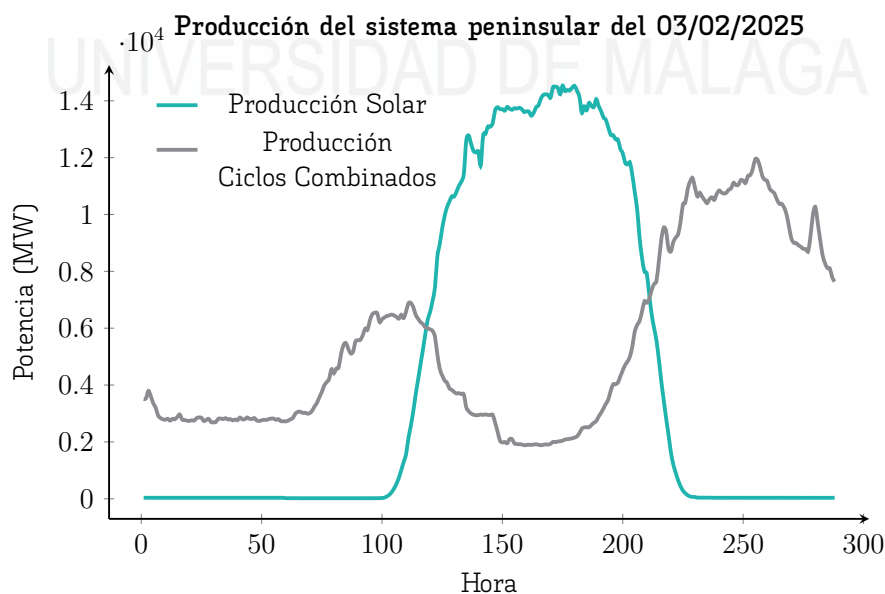


Figura 15: Generación del sistema peninsular, Fuente [5]

Esta desconexión genera una forma característica en la curva de carga neta diaria, con una rampa de subida al inicio de la producción solar, un punto máximo al mediodía y una rampa de bajada abrupta al atardecer. Son precisamente estas rampas, conocidas como rampas de conexión y desconexión, las que introducen problemas de estabilidad en el sistema eléctrico.

Durante la rampa de conexión, el operador del sistema debe ser capaz de reducir la potencia o desconectar centrales rápidamente para evitar que la generación exceda la demanda. Sin embargo, la situación más crítica se presenta durante la rampa de desconexión, que suele coincidir con uno de los picos de demanda diaria. La generación solar cae abruptamente mientras la demanda crece rápidamente, y el operador del sistema debe responder utilizando la generación disponible. Dado que previamente se han desconectado algunas centrales para dar cabida a la solar, el sistema podría no disponer de la capacidad de respuesta suficiente para satisfacer la demanda, lo que podría resultar en la pérdida de sincronismo y un colapso del sistema.

Otro aspecto importante en la estabilidad del sistema es la pérdida de inercia que acompaña a la desconexión de generadores tradicionales. Los generadores convencionales aportan inercia física al sistema gracias a grandes turbinas y alternadores que giran a alta velocidad, lo cual contribuye a estabilizar la frecuencia ante variaciones en la demanda de potencia activa. Las fuentes renovables, en su mayoría, no proporcionan esta inercia mecánica, lo que puede generar problemas de estabilidad en sistemas con alta penetración de renovables [6], [7].

Los sistemas de almacenamiento en baterías pueden desempeñar un papel crucial al proporcionar una inercia "virtual" mediante técnicas avanzadas de control. De este modo, podrían compensar parcialmente la pérdida de inercia física y ayudar a mantener la estabilidad de la frecuencia en el sistema eléctrico.

1.2.3. La independencia energética de la red eléctrica

En los últimos años, se han experimentado grandes variaciones en los precios de la energía eléctrica, principalmente debido a la crisis energética derivada de la guerra entre Rusia y Ucrania. Esta situación llevó a la instauración de dos Reales Decretos [8], [9] y generó impactos económicos significativos a nivel mundial [10], [11].

Aunque los efectos de esta crisis parecen actualmente lejanos en el tiempo, no debemos ignorar la posibilidad de que crisis similares puedan ocurrir en el medio o largo plazo. Un ejemplo reciente es el conflicto entre el pueblo israelí y palestino, que si bien no ha afectado directamente a los precios de la energía, pone de manifiesto cómo este tipo de eventos pueden acontecer de forma inesperada, afectando potencialmente a los mercados eléctricos.

Además, un clima político inestable podría influir negativamente en los precios de

la energía. Incluso, conflictos comerciales entre países productores de recursos energéticos podrían provocar un encarecimiento desorbitado de los costos de generación. Por ello, resulta vital para las economías mundiales, especialmente las europeas, desligar sus sistemas eléctricos de estas fuentes externas, logrando así una mayor autonomía en la generación de energía. De esta manera, se podría ejercer un mayor control sobre los costos de producción y los precios de venta de la electricidad.

Además de los efectos económicos, la independencia energética está estrechamente vinculada a la seguridad del suministro, un aspecto esencial para garantizar la disponibilidad continua de energía en situaciones de crisis o interrupciones geopolíticas. Un sistema energético autónomo no solo proporciona estabilidad en el corto plazo, sino que también contribuye a la resiliencia energética a largo plazo frente a eventos inesperados.

En este contexto, la Unión Europea ha lanzado iniciativas como el **REPowerEU** [12], cuyo objetivo es acelerar la transición energética y reducir drásticamente la dependencia de fuentes externas. Este plan establece medidas específicas para fomentar el desarrollo de energías renovables, mejorar la eficiencia energética y potenciar los sistemas de almacenamiento.

En 2021, aproximadamente el 45 % del gas natural consumido en la Unión Europea provenía de Rusia, según el Consejo de la Unión Europea [13]. Esta fuerte dependencia pone de manifiesto la necesidad urgente de diversificar las fuentes de energía y aumentar la producción local mediante tecnologías renovables y almacenamiento.

En conclusión, la independencia energética no solo es clave para proteger las economías frente a crisis externas, sino también para garantizar la estabilidad de los sistemas eléctricos. En este contexto, los sistemas de almacenamiento energético juegan un papel fundamental para optimizar la gestión de la generación renovable y garantizar un suministro seguro y sostenible.

1.3. Motivación

1.3.1. El renovado interés por el almacenamiento

El almacenamiento de energía ha sido siempre un elemento de interés en los sistemas eléctricos, ya que permite flexibilizar su operación. No obstante, históricamente ha representado una fracción menor en comparación con otras tecnologías. Particularmente, el almacenamiento en baterías a gran escala ha sido una asignatura pendiente en la planificación y operación de los sistemas eléctricos. Sin embargo, en la actualidad, esta situación parece estar cambiando hacia una integración más amplia de estos sistemas.

El crecimiento del almacenamiento en baterías ha sido impulsado, en gran parte, por la reducción de costos y la mejora en la eficiencia de estas tecnologías. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el costo de las baterías de iones de litio ha disminuido en

más de un 25 % desde el pico observado entre 2022 y 2023, haciendo su implementación más viable a gran escala [14].

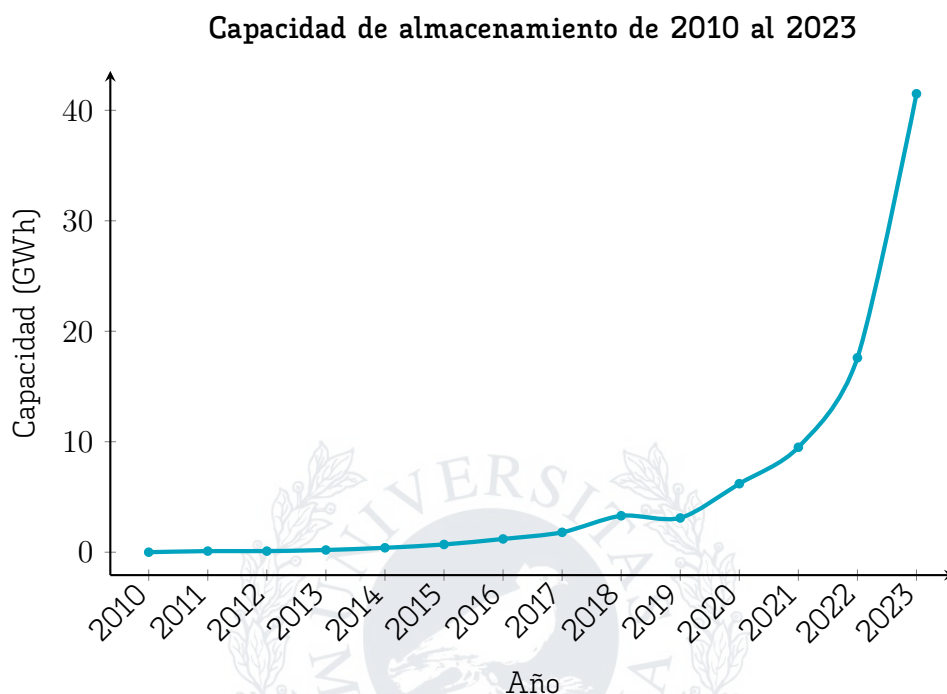


Figura 1.6: Capacidad de almacenamiento de 2010 al 2023 [15]

Como se puede observar en la Figura 1.6, desde 2019 las tecnologías de almacenamiento en baterías han experimentado un crecimiento exponencial a nivel internacional, alcanzando en 2023 un total de 41.5 GWh de capacidad instalada a nivel global.

En comparación con otros mercados, el despliegue de almacenamiento en España sigue estando por detrás de países líderes en esta tecnología. Por ejemplo, en 2023, Estados Unidos superó los 8 GW de almacenamiento en operación, y China está implementando incentivos para alcanzar más de 30 GW antes de 2030, llegando a los 23 GW en el 2023 [16]. Estas cifras evidencian la necesidad de acelerar la adopción del almacenamiento en España para mantenerse a la vanguardia de la transición energética.

El almacenamiento en baterías no solo facilita la integración de energías renovables al absorber el excedente de generación, sino que también contribuye a la estabilidad de la red mediante servicios como la regulación de frecuencia y el control de la tensión, funciones que tradicionalmente desempeñaban las centrales térmicas.

El desarrollo del almacenamiento en baterías también está ligado a la evolución del marco regulador. En España y la UE, se están implementando mecanismos de mercado que permiten la participación del almacenamiento en servicios de capacidad y balanceo, incentivando así su despliegue.

Según se observa en la Figura 1.7, más de 22 GW en proyectos de almacenamiento

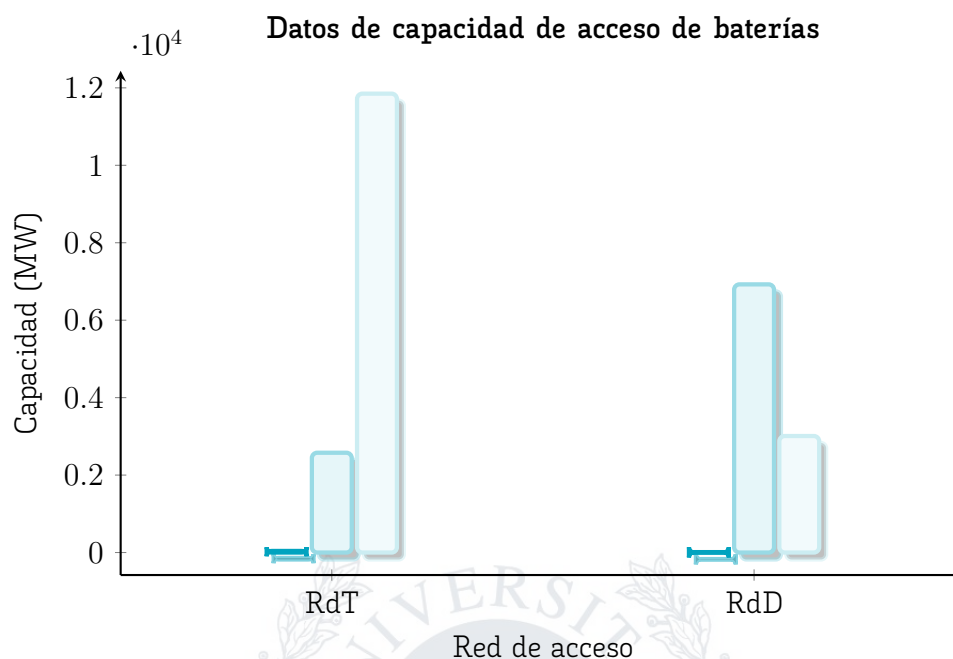


Figura 1.7: Datos de capacidad de acceso de instalaciones (Baterías) [17]

han solicitado acceso a la Red de Transporte (RdT) y a la Red de Distribución (RdD) en España. El PNIEC [4] establece como objetivo alcanzar 20 GW de almacenamiento para 2030 y 30 GW para 2050. Los datos proporcionados por Red Eléctrica de España (REE) sugieren que se podría alcanzar el objetivo de 20 GW antes de lo previsto, lo que representaría un avance significativo hacia la meta de 30 GW para 2050.

A medida que la demanda de almacenamiento sigue en aumento, y con las previsiones de crecimiento establecidas por el PNIEC, es previsible que la tecnología de baterías juegue un papel central en la transición energética. Su desarrollo no solo permitirá una mayor penetración de renovables, sino que también redefinirá el funcionamiento de los mercados eléctricos y la planificación de la infraestructura de red.

1.3.2. Incentivos para el desarrollo del almacenamiento

En los últimos años, los gobiernos han dirigido su interés hacia proyectos de almacenamiento conectados a la red, con el objetivo de alcanzar las metas establecidas en sus planes energéticos. En el caso de España, el organismo encargado de la gestión de estos planes es el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Este organismo ha implementado dos programas de ayudas específicamente focalizados en el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento energético:

- **Proyectos Innovadores de Almacenamiento (PERTE ERHA) [18]**

Esta convocatoria tiene como objetivo impulsar el desarrollo de tecnologías avanzadas en almacenamiento energético, fundamentales para integrar de manera eficiente las energías renovables en el sistema eléctrico. Se abordan tres modalidades

principales: el almacenamiento eléctrico independiente mediante baterías electroquímicas, el almacenamiento térmico a través de soluciones como sales fundidas o materiales sólidos, y el almacenamiento mediante bombeo reversible en centrales hidroeléctricas, ya sea mediante nuevas construcciones o la transformación de infraestructuras existentes.

Este programa se enmarca dentro del **Punto 8 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)** y está financiado con fondos **NextGenerationEU**. Su objetivo es reforzar la flexibilidad y estabilidad de la red eléctrica española mediante la implementación de sistemas de almacenamiento avanzados.

El presupuesto asignado se distribuye de la siguiente manera: **150 millones de euros** para proyectos de almacenamiento eléctrico, **30 millones** para iniciativas de almacenamiento térmico y **100 millones** para desarrollos de bombeo reversible. Los proyectos deben cumplir estrictos criterios de viabilidad económica, madurez técnica y aportación de externalidades positivas, como la creación de empleo y beneficios ambientales. Además, se exige que la ejecución de estos proyectos no genere impactos medioambientales significativos. Con este apoyo, se busca consolidar el almacenamiento como un pilar esencial en la transición energética de España.

■ **Programa Energías Renovables Innovadoras [19]**

El **Programa Energías Renovables Innovadoras** está diseñado para promover la integración de sistemas de generación renovable con tecnologías de almacenamiento y soluciones térmicas innovadoras. Su propósito es fomentar nuevos modelos de negocio y aumentar la capacidad instalada de energía limpia en España.

Este programa cuenta con una dotación inicial de **250 millones de euros**, procedentes del **PERTE** y financiados mediante fondos **NextGenerationEU**. Se estructura en cinco líneas de actuación, entre las cuales destacan:

- Impulso del autoconsumo colectivo con almacenamiento, especialmente orientado a edificios y consumidores vulnerables.
- Financiamiento de instalaciones de bombas de calor renovables.
- Desarrollo de proyectos agrivoltaicos, que combinan producción agrícola y generación fotovoltaica.
- Implementación de sistemas fotovoltaicos flotantes en espacios artificiales.
- Integración de energías renovables en infraestructuras clave como aeropuertos, puertos y carreteras.

Los proyectos presentados deberán cumplir requisitos técnicos específicos, como potencias mínimas y condiciones de integración, y serán evaluados en función de su viabilidad económica, grado de madurez tecnológica y el impacto positivo que generen en términos sociales y ambientales.

1.3.3. El almacenamiento en el sistema eléctrico del futuro

El almacenamiento energético se perfila como un pilar fundamental en la evolución del sistema eléctrico del futuro. Su papel irá más allá de la simple gestión de excedentes renovables, facilitando la descentralización del sistema, la flexibilidad de la red y la integración de tecnologías emergentes. A medida que el despliegue de energías renovables intermitentes como la solar y la eólica continúe en aumento, el almacenamiento se convertirá en una herramienta clave para garantizar la estabilidad del sistema y optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles.

1. Almacenamiento distribuido vs. almacenamiento centralizado

El desarrollo del almacenamiento se orienta en dos direcciones principales:

- **Sistemas centralizados:** Grandes instalaciones de almacenamiento conectadas a la red de transporte o distribución, como los sistemas de baterías a escala de red y las centrales de bombeo hidroeléctrico reversible. Estas infraestructuras permiten gestionar grandes volúmenes de energía y proporcionar servicios de balanceo y estabilidad a la red.
- **Sistemas distribuidos:** Pequeñas unidades de almacenamiento ubicadas en puntos cercanos al consumo, como baterías en hogares, edificios o industrias. Su integración con el autoconsumo y las redes inteligentes permite gestionar la demanda localmente, reduciendo la dependencia de la red y maximizando el aprovechamiento de la generación renovable descentralizada.

2. Integración con redes inteligentes y tecnologías emergentes

El almacenamiento jugará un papel clave en la digitalización y modernización del sistema eléctrico a través de su integración con redes inteligentes (*smart grids*). Estas redes permitirán una gestión más eficiente del flujo de energía mediante algoritmos avanzados de predicción, optimización y control. Algunas de las tendencias emergentes en este ámbito incluyen:

- **Vehicle-to-Grid (V2G):** La integración de vehículos eléctricos como unidades de almacenamiento móviles, capaces de inyectar energía en la red durante momentos de alta demanda y recargarse en períodos de menor consumo.
- **Almacenamiento híbrido:** La combinación de diferentes tecnologías de almacenamiento, como baterías de iones de litio con sistemas de almacenamiento térmico o de hidrógeno, para optimizar la flexibilidad y la eficiencia energética.
- **Desarrollo del hidrógeno verde:** El almacenamiento en forma de hidrógeno producido a partir de energías renovables está emergiendo como una solución para el almacenamiento estacional, permitiendo gestionar excedentes de generación a largo plazo.

3. Mercados de flexibilidad y nuevos modelos de negocio

El crecimiento del almacenamiento está dando lugar a la creación de mercados de

flexibilidad, donde estos sistemas podrán competir para proporcionar servicios de ajuste y balanceo de la red. Algunos modelos de negocio emergentes incluyen:

- **Agregadores de demanda y almacenamiento:** Empresas que gestionan múltiples unidades de almacenamiento distribuidas para ofrecer servicios de ajuste a la red.
- **Mercados de capacidad:** Nuevos esquemas de remuneración que incentivan la disponibilidad de almacenamiento para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.
- **Participación activa del consumidor:** A través de esquemas como el *peer-to-peer energy trading*, donde los usuarios con sistemas de almacenamiento pueden intercambiar energía con otros consumidores de manera directa.

4. Desafíos y perspectivas futuras

A pesar de su potencial, el despliegue masivo del almacenamiento energético enfrenta varios desafíos:

- **Reducción de costos:** Aunque el precio de las baterías de iones de litio ha disminuido considerablemente, sigue siendo necesario lograr una mayor competitividad en términos de costo por ciclo de vida útil.
- **Regulación y normativas:** Es fundamental adaptar el marco regulatorio para permitir la participación del almacenamiento en los mercados eléctricos y garantizar su rentabilidad.
- **Sostenibilidad y reciclaje:** La creciente demanda de materiales críticos como el litio y el cobalto plantea la necesidad de desarrollar estrategias de reciclaje y alternativas tecnológicas más sostenibles.

En conclusión, el almacenamiento energético será un elemento clave en la transición hacia un sistema eléctrico más flexible, seguro y descarbonizado. Su integración con redes inteligentes, su combinación con otras tecnologías emergentes y la evolución de los mercados de flexibilidad determinarán su impacto en el modelo energético del futuro. En los próximos años, se espera que los avances en regulación, innovación tecnológica y reducción de costos aceleren su despliegue, consolidándolo como una solución imprescindible para la estabilidad del sistema eléctrico global.

1.4. Revisión de la literatura

1.4.1. Marco legal en España

El marco legal es un elemento clave para la implementación de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico español. En los últimos años, España ha adoptado diversas normativas y estrategias que establecen las bases para la integración del almacenamiento energético, con el objetivo de garantizar la flexibilidad de la red, facilitar la integración de energías renovables y mejorar la estabilidad del sistema. En esta sección, se revisan los

principales documentos legales y estratégicos que regulan el almacenamiento energético en España.

14.1.1. Real Decreto 1183/2020: Acceso y conexión a la red

El *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre* [20], regula el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en España. Este decreto introduce cambios fundamentales en los procedimientos de otorgamiento de permisos de acceso a la red, estableciendo criterios más rigurosos y transparentes. En relación con el almacenamiento energético, **el real decreto reconoce explícitamente la necesidad de facilitar su conexión**, permitiendo su participación en los mercados de energía y capacidad. La normativa busca evitar la saturación de los puntos de conexión y priorizar proyectos viables que contribuyan a la estabilidad del sistema.

14.1.2. Ley 7/2021: Cambio climático y transición energética

La *Ley 7/2021, de 20 de mayo* [21], de cambio climático y transición energética, establece los principios fundamentales para la descarbonización de la economía española y la integración de renovables en el mix energético. Dentro de sus disposiciones, se resalta la importancia del almacenamiento como herramienta esencial para la flexibilidad del sistema eléctrico. La ley establece objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y refuerza el compromiso con el desarrollo de tecnologías de almacenamiento que permitan maximizar la integración de renovables y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

14.1.3. Resolución de la CNMC sobre patrones de funcionamiento del almacenamiento

La *Propuesta de Resolución de la CNMC* [22] introduce un marco específico para la determinación de la capacidad de acceso a las redes de distribución de las instalaciones de almacenamiento. Este documento busca estandarizar los criterios de inyección y adquisición de potencia, optimizando la integración de estas tecnologías en la red. La resolución enfatiza la necesidad de definir patrones de operación que maximicen la eficiencia del almacenamiento sin comprometer la estabilidad del sistema.

14.1.4. Estrategia de Almacenamiento Energético

El *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* publicó en 2021 la *Estrategia de Almacenamiento Energético* [23], un documento clave en el desarrollo de esta tecnología en España. La estrategia establece objetivos a corto, medio y largo plazo, con una meta de 20 GW de almacenamiento para 2030 y 30 GW para 2050. Además, identifica los principales retos regulatorios, económicos y tecnológicos para la implantación del almacenamiento, proponiendo medidas para incentivar su desarrollo y participación en los mercados eléctricos.

14.1.5. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)

El *PNIEC 2021-2030* [4] es el principal instrumento de planificación energética en España y define los objetivos de descarbonización y transición energética del país. En este documento, el almacenamiento energético se reconoce como una herramienta esencial para garantizar la seguridad del suministro y la estabilidad del sistema eléctrico. El PNIEC establece incentivos para la instalación de almacenamiento y prevé su integración en los mercados eléctricos a través de nuevas estructuras de remuneración que permitan su rentabilidad, pilar central del estudio del presente trabajo.

14.1.6. Reglamento (UE) 2018/1999: Gobernanza de la Unión de la Energía

El *Reglamento (UE) 2018/1999* [3], sobre la gobernanza de la Unión de la Energía, establece un marco común para la planificación y ejecución de políticas energéticas y climáticas en los Estados miembros. Dentro de este contexto, España debe garantizar que su normativa nacional se alinea con los objetivos europeos de descarbonización, lo que incluye el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento energético. Este reglamento obliga a los Estados miembros a presentar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y estrategias a largo plazo, asegurando la coherencia con las metas de reducción de emisiones y transición energética.

A pesar de los avances normativos, el marco regulador del almacenamiento en España aún presenta desafíos. Entre las principales barreras identificadas se encuentran:

- **Definición de su rol en el mercado:** Aunque el almacenamiento puede participar en mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares, aún se requiere una mayor clarificación sobre sus derechos y obligaciones dentro del sistema eléctrico.
- **Remuneración y modelos de negocio:** Existen incertidumbres sobre la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento, lo que requiere la implementación de incentivos específicos o estructuras de mercado adaptadas.
- **Barreras administrativas:** La tramitación de permisos de acceso y conexión sigue siendo un proceso complejo, lo que podría retrasar la implementación de proyectos de almacenamiento a gran escala, como hemos podido observar en secciones anteriores.
- **Interacción con las redes de distribución:** A medida que aumenta la penetración de almacenamiento distribuido, se requiere una mejor integración con las redes de distribución para evitar congestiones y garantizar la estabilidad del suministro.

En conclusión, el marco legal español ha avanzado significativamente en la promoción del almacenamiento energético como parte fundamental de la transición energética. No obstante, aún existen desafíos regulatorios y de mercado que deben resolverse para facilitar una mayor integración de estas tecnologías. La evolución de la normativa y la adaptación del mercado eléctrico serán determinantes para que el almacenamiento juegue un papel clave en la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico español.

1.4.2. Análisis de la Curva del Pato

La integración masiva de energías renovables, de naturaleza intermitente, y en particular la fotovoltaica, ha generado nuevos desafíos en la gestión del sistema eléctrico. Uno de los efectos más relevantes es la denominada *Curva del Pato*, que describe la variación en la producción neta, del resto de tecnologías, a lo largo del día en sistemas con alta penetración solar. Este fenómeno se caracteriza por una fuerte disminución de la producción neta durante las horas de máxima producción fotovoltaica y un rápido incremento de la producción al atardecer, cuando la generación solar disminuye drásticamente. La gestión de esta variabilidad requiere estrategias avanzadas de almacenamiento y control de la demanda.

1.4.2.1. Concepto y modelado de la Curva del Pato

El estudio de *Probabilistic duck curve in high PV penetration power system* [24] presenta un enfoque probabilístico para modelar la Curva del Pato en sistemas eléctricos con alta penetración fotovoltaica. En su análisis, los autores identifican las principales características de la curva y proponen una metodología para su estimación considerando incertidumbres en la generación solar y la demanda. Se destaca que la magnitud del fenómeno depende de factores como la capacidad instalada de generación fotovoltaica, la elasticidad de la demanda y la **disponibilidad de tecnologías de almacenamiento**.

1.4.2.2. Impacto en la estabilidad del sistema eléctrico

El principal desafío asociado a la Curva del Pato es la necesidad de gestionar las rampas de generación y demanda. Durante las horas de mayor producción fotovoltaica, la producción neta del resto de tecnologías se reduce drásticamente, lo que puede generar problemas de sobreproducción y vertido de energía renovable. Por otro lado, en el período de transición al anochecer, la reducción de la generación solar combinada con el incremento de la demanda exige una respuesta rápida de otras fuentes de generación, lo que puede poner en riesgo la estabilidad del sistema.

El estudio de *Probabilistic duck curve in high PV penetration power system* [24] también analiza el impacto de la Curva del Pato en la planificación de la red eléctrica, destacando que la creciente variabilidad requiere un rediseño del sistema de generación y una mayor flexibilidad en la operación del mercado eléctrico.

1.4.2.3. Estrategias de mitigación mediante almacenamiento

El almacenamiento energético juega un papel fundamental en la mitigación de los efectos de la Curva del Pato, permitiendo desplazar la energía generada en horas de alta producción renovable hacia períodos de mayor demanda. En este sentido, el estudio de *Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon* [25] analiza la ubicación y dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento en redes con alta penetración de energía solar. Los autores **proponen**

un modelo de optimización que busca minimizar los costos operativos y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Dentro de las estrategias de almacenamiento analizadas, se destacan:

- **Almacenamiento a gran escala:** Instalación de baterías en puntos estratégicos de la red para absorber el excedente de generación solar y liberarlo en horas de mayor demanda.
- **Gestión del almacenamiento distribuido:** Uso de baterías en instalaciones comerciales e industriales para reducir la carga en la red durante las rampas de generación.
- **Mercados de flexibilidad:** Creación de mecanismos de remuneración que incentiven la participación de sistemas de almacenamiento en la regulación de la red.

A pesar de los avances en la implementación de estrategias de almacenamiento, aún existen barreras para la mitigación efectiva de la Curva del Pato. Entre los principales desafíos se incluyen:

- **Costos de almacenamiento:** Aunque los costos de las baterías han disminuido significativamente en los últimos años, la inversión inicial sigue siendo un factor limitante para su adopción masiva.
- **Integración en los mercados eléctricos:** Se requiere una mayor flexibilidad en los mercados de electricidad para permitir la participación eficiente del almacenamiento en la regulación de la oferta y la demanda.
- **Estrategias complementarias:** Además del almacenamiento, se necesitan medidas adicionales como la gestión activa de la demanda y la mejora en las interconexiones eléctricas.

El fenómeno de la Curva del Pato representa un desafío significativo para la estabilidad del sistema eléctrico en redes con alta penetración de energía solar. La implementación de sistemas de almacenamiento energético es una de las soluciones más efectivas para mitigar sus efectos, permitiendo una mayor flexibilidad operativa y optimizando el uso de la generación renovable. Sin embargo, aún existen barreras económicas y regulatorias que deben ser abordadas para garantizar una integración eficiente del almacenamiento en el sistema eléctrico.

1.4.3. Análisis de la inercia del sistema

La estabilidad del sistema eléctrico depende en gran medida de la inercia del sistema, un parámetro fundamental que determina la respuesta de la red ante perturbaciones. En los sistemas eléctricos convencionales, la inercia es proporcionada por generadores

síncronos, los cuales almacenan energía cinética en sus masas rotatorias. Sin embargo, con la creciente integración de fuentes de energía renovable basadas en electrónica de potencia, como la solar fotovoltaica y la eólica, la inercia del sistema se ha reducido significativamente, lo que plantea nuevos desafíos para la regulación de frecuencia y la estabilidad del sistema.

14.3.1. Impacto de la reducción de inercia en sistemas eléctricos

El estudio de *Development of a maintenance scheduling method for power generators considering large penetration of variable renewable energy sources and system inertia* [6] analiza el impacto de la reducción de inercia en redes con alta penetración de energías renovables. A medida que se sustituyen generadores convencionales por fuentes renovables conectadas a través de convertidores, la red experimenta una disminución en su capacidad de respuesta ante variaciones de frecuencia. Este fenómeno se traduce en mayores tasas de cambio de frecuencia (*Rate of Change of Frequency, RoCoF*), lo que aumenta el riesgo de desconexión de generadores y compromete la estabilidad del suministro.

Los autores proponen un nuevo método para la programación del mantenimiento de generadores convencionales considerando la reducción de la inercia del sistema. Su enfoque destaca la necesidad de mantener ciertos niveles de generación síncrona operativa para garantizar la estabilidad de la frecuencia en escenarios con alta penetración renovable.

14.3.2. Virtual Inertia: Un nuevo enfoque para la estabilidad de la red

Para contrarrestar la disminución de la inercia natural del sistema, se han desarrollado estrategias basadas en *inercia virtual*. Esta técnica permite que los sistemas de almacenamiento de energía y las fuentes renovables proporcionen una respuesta inercial similar a la de los generadores convencionales mediante algoritmos de control avanzados.

El estudio de *Frequency Regulation of Microgrid with Renewable Sources Using Intelligent Adaptive Virtual Inertia Control Approach* [7] propone un enfoque basado en *control de inercia virtual adaptativo* para la regulación de frecuencia en microrredes con alta penetración de renovables. En su metodología, se emplea un sistema de control inteligente que ajusta dinámicamente los parámetros de inercia virtual en función de las condiciones de operación de la red. Esta estrategia mejora la capacidad del sistema para mitigar perturbaciones y estabilizar la frecuencia sin la necesidad de aumentar la generación síncrona.

Entre las soluciones analizadas, destacan:

- **Control predictivo de inercia virtual:** Ajuste dinámico de los coeficientes de inercia en función de la demanda y la generación renovable.

- **Uso de almacenamiento para proporcionar inercia:** Implementación de baterías y supercondensadores para inyectar potencia activa de manera controlada durante eventos de inestabilidad de frecuencia.
- **Optimización de la respuesta de frecuencia:** Técnicas avanzadas de optimización que permiten mejorar la estabilidad de la red sin comprometer la eficiencia del almacenamiento.

Si bien las estrategias de inercia virtual representan una solución prometedora para mitigar la reducción de inercia en sistemas con alta penetración renovable, todavía existen desafíos importantes para su implementación a gran escala:

- **Coordinación con los mercados eléctricos:** La regulación actual no siempre permite la remuneración adecuada de los servicios de inercia virtual, lo que limita su adopción en entornos comerciales.
- **Dependencia de sistemas de almacenamiento:** La efectividad de la inercia virtual depende de la disponibilidad de almacenamiento energético con tiempos de respuesta ultrarrápidos, lo que puede aumentar los costos de implementación.
- **Necesidad de nuevos estándares técnicos:** La operación segura y eficiente de estos sistemas requiere el desarrollo de normativas específicas que regulen su integración y funcionamiento en la red.

El aumento de la penetración de energías renovables ha generado una reducción de la inercia del sistema, lo que supone un desafío significativo para la estabilidad de la red. Las estrategias basadas en *inercia virtual* se presentan como una alternativa viable para mitigar este problema, permitiendo que los sistemas de almacenamiento y las fuentes renovables contribuyan activamente a la regulación de frecuencia. Sin embargo, la implementación efectiva de estas soluciones requiere superar barreras regulatorias, técnicas y económicas. En este contexto, el desarrollo de normativas adecuadas y la integración de tecnologías avanzadas de almacenamiento serán claves para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico del futuro.

1.4.4. Análisis de servicios a la red

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, *Battery Energy Storage Systems* (BESS), desempeñan un papel clave en la estabilidad y operabilidad del sistema eléctrico moderno. Su capacidad para proporcionar múltiples servicios a la red ha convertido a estas tecnologías en una herramienta fundamental para mejorar la flexibilidad del sistema, gestionar la intermitencia de las energías renovables y garantizar la estabilidad de la frecuencia y el voltaje. Esta sección analiza los principales servicios que pueden ofrecer los BESS y las estrategias de control que optimizan su desempeño.

14.4.1. Control de los sistemas de almacenamiento para servicios múltiples

El estudio de *Optimal grid-forming control of battery energy storage systems providing multiple services* [26] propone un marco de control óptimo para los BESS operando en modo *grid-forming*, es decir, configurados para soportar y estabilizar la red mediante el control de la tensión y la frecuencia. Este enfoque permite que los sistemas de almacenamiento puedan proporcionar simultáneamente múltiples servicios, tales como:

- **Regulación de frecuencia:** Respuesta rápida a desviaciones en la frecuencia de la red, garantizando la estabilidad del sistema.
- **Soporte de voltaje:** Control de la tensión en los nodos del sistema eléctrico mediante la inyección o absorción de potencia reactiva.
- **Despacho optimizado de energía:** Uso del almacenamiento para desplazar la energía en el tiempo, reduciendo costos y maximizando la eficiencia del sistema.

El enfoque propuesto utiliza una combinación de optimización robusta y control predictivo para garantizar una respuesta rápida y eficiente del almacenamiento frente a perturbaciones en la red. Se concluye que los BESS configurados en modo *grid-forming* pueden desempeñar un papel clave en la regulación del sistema, especialmente en escenarios con alta penetración de energías renovables.

14.4.2. Modelado y control de sistemas de almacenamiento para soporte a la red

Por otro lado, el estudio de *Modeling and Control of Battery Energy Storage System for Providing Grid Support Services* [27] presenta un modelo detallado de control de los BESS para la provisión de servicios auxiliares a la red. En su propuesta, los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados para optimizar la gestión del sistema eléctrico mediante:

- **Compensación de fluctuaciones de energía renovable:** Reducción de la variabilidad en la generación de fuentes intermitentes como la solar y la eólica.
- **Mitigación de congestión en redes de distribución:** Uso de almacenamiento para evitar sobrecargas en líneas y transformadores.
- **Respuesta ante eventos de emergencia:** Suministro de respaldo energético en caso de fallos o desconexiones de generadores convencionales.

El estudio también destaca la necesidad de implementar estrategias de control avanzadas, como la optimización basada en modelos, *Model Predictive Control* (MPC), para mejorar la integración de los BESS en el sistema eléctrico. Se concluye que la implementación efectiva de estos sistemas requiere una coordinación con los operadores de red y la participación en mercados de servicios auxiliares.

1.4.4.3. Aplicaciones en comunidades fotovoltaicas y gestión de picos de demanda

El uso de sistemas de almacenamiento no solo está limitado a la gestión de redes a gran escala, sino que también tiene aplicaciones en comunidades fotovoltaicas y micro-redes. En este contexto, el estudio de *Battery Energy Storage Application: Regulation and Peak Shaving for a Photovoltaic-Equipped Community* [28] analiza la implementación de BESS en comunidades con generación solar distribuida, centrándose en dos servicios principales:

- **Regulación de la red local:** Uso del almacenamiento para estabilizar la generación y el consumo dentro de la comunidad.
- **Reducción de picos de demanda (*peak shaving*):** Descarga de las baterías en momentos de alta demanda para reducir la carga sobre la red y evitar tarifas más elevadas.

El estudio propone un modelo de optimización basado en dos etapas, en el cual se planifica la operación de los BESS tanto en el horizonte diario como en la respuesta en tiempo real. Se demuestra que el uso de almacenamiento en comunidades con alta penetración fotovoltaica puede mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir los costos de energía.

1.4.5. Modelos de negocio para agentes con baterías

El almacenamiento energético no solo desempeña un papel técnico clave en la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, sino que también representa una oportunidad para el desarrollo de nuevos modelos de negocio. La creciente implementación de sistemas de almacenamiento en baterías ha llevado a la exploración de diversas estrategias comerciales para rentabilizar estas infraestructuras. En este contexto, destacan modelos basados en almacenamiento distribuido, agregación de recursos energéticos y el concepto emergente de *Cloud Energy Storage* (CES).

1.4.5.1. Modelos de almacenamiento en la nube (*Cloud Energy Storage*)

El estudio de *Business plan together with techno-economic analysis for emerging cloud energy storage systems from the standpoint of the investor and consumers* [29] analiza la viabilidad económica de los sistemas de almacenamiento en la nube, en los que una infraestructura centralizada de almacenamiento energético es compartida entre múltiples usuarios. En este modelo, los consumidores pueden **alquilar capacidad de almacenamiento según sus necesidades**, optimizando el uso de los recursos y reduciendo costos individuales.

Las principales ventajas de este enfoque incluyen:

- **Reducción de costos:** La agregación de almacenamiento permite disminuir la inversión inicial requerida por cada usuario.

- **Mayor eficiencia:** La gestión centralizada mejora la utilización del almacenamiento y reduce el desperdicio energético.
- **Flexibilidad para consumidores e inversores:** Los consumidores pueden ajustar su capacidad contratada en función de su demanda, mientras que los inversores obtienen ingresos recurrentes a través del arrendamiento de la infraestructura.

El estudio concluye que el almacenamiento en la nube ofrece una alternativa viable al almacenamiento distribuido individual, especialmente en redes con alta penetración renovable, donde la optimización del almacenamiento juega un papel crucial en la estabilidad del sistema.

1.4.5.2. Integración del almacenamiento en el mercado minorista de electricidad

Por otro lado, el estudio de *The Cost Efficiency of the Electricity Retailers with the Integration of the Cloud Energy Storage* [30] explora el impacto de la integración del almacenamiento en la eficiencia de los minoristas de electricidad. En este modelo, las empresas comercializadoras pueden utilizar almacenamiento externo para gestionar mejor la volatilidad del mercado y reducir los costos de adquisición de energía en mercados mayoristas.

Entre los principales beneficios identificados se encuentran:

- **Optimización de la compra de electricidad:** Permite a los minoristas almacenar energía en períodos de precios bajos y utilizarla en momentos de mayor demanda.
- **Reducción de desviaciones en la previsión de carga:** Minimiza los riesgos asociados a errores en la estimación de la demanda de los clientes.
- **Incremento de la competitividad:** Facilita la oferta de tarifas más estables y atractivas para los consumidores finales.

El análisis realizado sugiere que la adopción del almacenamiento como herramienta estratégica puede generar ahorros de hasta un 24.5% en los costos de adquisición de electricidad en mercados como el PJM en Estados Unidos. Esto demuestra que los modelos de negocio basados en almacenamiento pueden ofrecer ventajas tanto para las comercializadoras como para los consumidores finales.

Los modelos de negocio para agentes con baterías están evolucionando rápidamente, ofreciendo oportunidades innovadoras para mejorar la rentabilidad del almacenamiento energético. El *Cloud Energy Storage* se perfila como una solución eficiente para maximizar el uso del almacenamiento compartido, mientras que la integración de baterías en el mercado minorista de electricidad permite optimizar la compra y gestión de energía. Sin embargo, la consolidación de estos modelos dependerá de la evolución de la regulación, la reducción de costos y el desarrollo de plataformas tecnológicas que permitan una gestión eficiente del almacenamiento distribuido.

Capítulo 2

Metodología



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

2.1. Los BESS y la Red

La integración de los sistemas de almacenamiento basados en baterías (Battery Energy Storage System, BESS) en el sistema eléctrico se ha convertido en un elemento clave para afrontar los desafíos de la intermitencia de las renovables y mejorar la estabilidad y flexibilidad de la red. Estos sistemas permiten no solo almacenar energía en momentos de excedente, sino también ofrecer servicios esenciales como capacidad, potencia y soporte operativo.

En esta sección se presenta una visión general de los BESS, iniciando con una breve introducción que expone sus características y ventajas, para luego profundizar en las diversas interacciones que establecen con la red eléctrica y los servicios que son capaces de proporcionar. Con ello se sienta la base para comprender el rol estratégico de estos sistemas en el marco de la transición energética actual.

2.1.1. Introducción a los BESS

Conviene comenzar realizando una diferenciación, no los BESS nos son baterías al uso. Los BESS están compuestos por baterías, y además de estas, incorporan otros sistemas que permiten a todas estas baterías, aisladas físicamente entre sí, a actuar como si de una sola batería se tratara. Para lograr este objetivo, en un mismo paquete se incorporan elementos como:

- **Sistemas de Gestión de Baterías (BMS):** controladores que velan por la salud y seguridad de las baterías, supervisando parámetros como el estado de carga, temperatura o corriente, con la finalidad de verificar el seguro y correcto funcionamiento de las baterías.
- **Inversores/Cargadores:** Equipos de electrónica de potencia que convierten la corriente alterna de la Red (AC) en corriente continua (DC) que puede ser utilizada por las baterías, además de esto, gestionan la carga y descarga de estas. En esencia, estos son los dispositivos que permiten la interacción entre las baterías y la Red a la que se conectan.
- **Sistemas de Control:** Se trata de los sistemas de hardware y software que permiten coordinar la operación de las baterías para que puedan operar como una sola, y además, permiten verificar que el conjunto de baterías operan de manera óptima.

En definitiva, fabricar paquetes de baterías que dispongan de una capacidad pequeña, como pueden ser 4 kWh, resulta sencillo desde un punto de vista técnico, no obstante, fabricar una batería de 4 MWh resultaría realmente complicado. Por ende, se introducen los BESS como soluciones que permiten a 1000 baterías de 4 kWh operar frente a la Red como si de una única batería de 4 MWh se tratara.

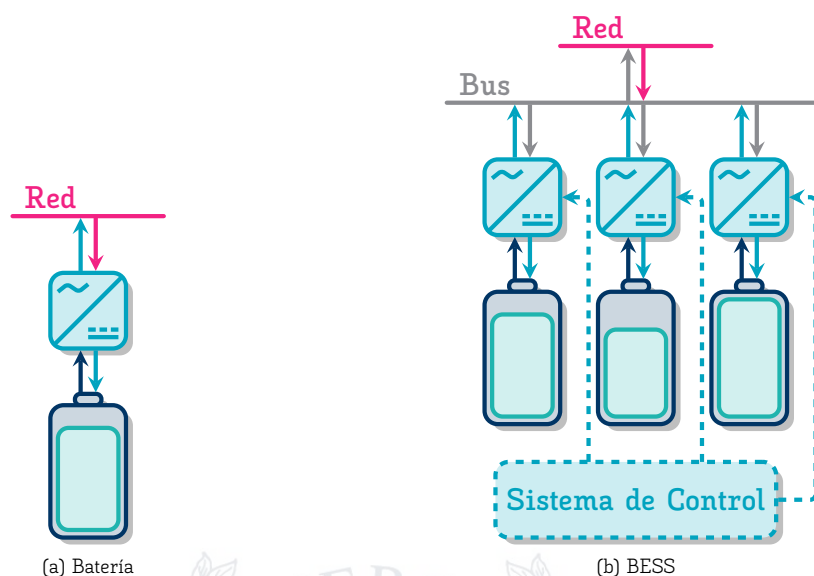


Figura 2.1: Diferencia entre Batería y BESS

Resulta importante mencionar que estos sistemas se utilizan tanto a nivel de Red, como en aplicaciones industriales y residenciales. Además, son fundamentales para la integración de energías renovables (como solar o eólica) al permitir almacenar la energía generada en momentos de baja demanda o de alta producción y liberarla cuando es necesaria, lo que ayuda a suavizar la intermitencia inherente a estas fuentes.

En resumen, un BESS es una herramienta clave en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles, ya que facilita el aprovechamiento de fuentes limpias y contribuye a la estabilidad y resiliencia de las redes eléctricas.

2.1.2. Interacción entre los BESS y la Red

Cuando nos referimos a las interacciones de los BESS con la Red, no aludimos únicamente a sus conexiones físicas —pues estos sistemas solo pueden adquirir energía de la red o inyectarla—, sino a su capacidad para participar activamente en el mercado eléctrico, ofreciendo servicios auxiliares al operador del sistema u otras aplicaciones que potencien el funcionamiento global de la red.

Para plantear estas interacciones es necesario establecer cómo se entienden estos sistemas en la legislación española. Los sistemas de almacenamiento se definen en la Ley 24/2013 [31] como:

*"Aquellos sistemas en los que se **difiere el uso final de la electricidad a un momento posterior a cuando fue generada**, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para su subsiguiente reconversión en energía eléctrica."*

Esta definición es relevante, ya que en principio implica que los BESS no son considerados generadores y, por lo tanto, se entienden como sujetos diferenciados en el mercado eléctrico, al mismo nivel que productores, transportistas o distribuidores. No obstante, en la práctica se tratan a los BESS como generadores, requiriendo de los mismos permisos de acceso y conexión, y deben cumplir con los hitos que las centrales generadoras deben cumplir, según lo indicado en el Real Decreto 1183/2020 [20].

Derivado del acceso y la conexión de los sistemas de almacenamiento a la Red, se deduce la primera interacción: **la posibilidad de integrar instalaciones híbridas**. Junto con el Real Decreto citado, se introdujo el Real Decreto-Ley 23/2020 [32], que desarrolla el concepto de instalaciones de almacenamiento híbridas, permitiendo, por ejemplo, la coexistencia de una instalación de generación asociada al BESS.

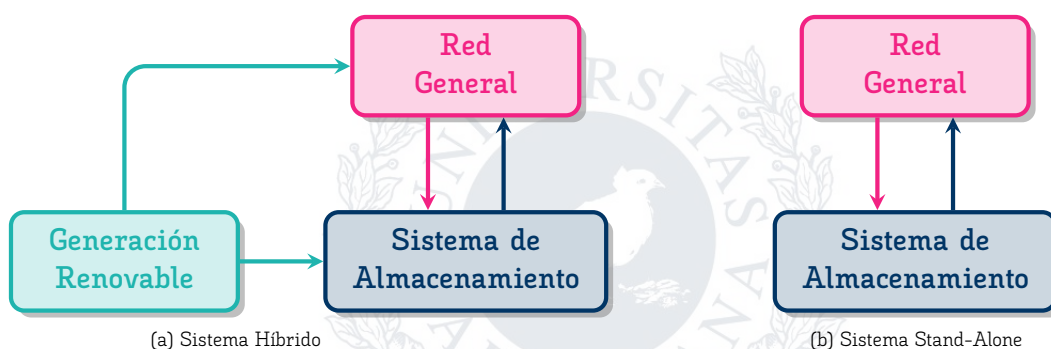


Figura 2.2: Sistemas Híbridos y Stand-Alone

La siguiente interacción se refiere a la **participación en los mercados eléctricos**. En este caso, la legislación española transpone lo indicado en la Directiva (UE) 2019/944 [33], garantizando que las instalaciones de almacenamiento puedan comprar y vender energía en el mercado eléctrico. Así, los BESS pueden adquirir energía en periodos de bajo coste y venderla en momentos de alta demanda. Cabe destacar que, según la Circular 3/2020 de la CNMC [34], se elimina el doble pago de peajes: normalmente, los sistemas de almacenamiento deberían abonar peajes y cargos tanto por la compra como por la venta de energía, pero mediante dicha circular se establecen excepciones para la fase de adquisición, pagándose únicamente los peajes y cargos asociados a la venta.

Además, se ha logrado que los BESS participen en los **mercados de balance y en la prestación de servicios auxiliares**. En primer lugar, la adaptación de la normativa europea a través del Real Decreto 647/2020 [35] —que incorpora los códigos europeos de conexión (RfG, DCC, HVDC) y establece los requisitos técnicos para la conexión de generadores, demandas y sistemas de almacenamiento— ha facilitado esta integración. Paralelamente, se han actualizado los procedimientos operativos; por ejemplo, la Resolución de la CNMC de 10/12/2020 [36] y el Procedimiento de Operación 3.8 [37] permiten que los BESS participen en los mercados de balance y en la prestación de servicios auxiliares, mediante pruebas específicas que aseguran su rendimiento y fiabilidad.

En definitiva, bajo el marco legal actual en España, las baterías pueden tener las siguientes interacciones con la red eléctrica:

1. **Hibridación con centrales renovables:** Permite la carga directa de los BESS utilizando el mismo punto de conexión o la central renovable, lo que posibilita operar la planta de generación de manera más flexible.
2. **Compra y venta de energía en el mercado diario:** Los BESS pueden adquirir energía en periodos de bajo coste sin tener que abonar los peajes y cargos correspondientes a la compra, y venderla en momentos de alta demanda, abonando únicamente los peajes y cargos asociados a la venta.
3. **Participación en mercados de balance y servicios auxiliares:** Los sistemas de almacenamiento pueden participar en los mercados de regulación existentes y aportar servicios auxiliares. En un futuro, cuando se consolide el marco legal, podrán participar también en los mercados de capacidad.

Adicionalmente, se plantea la posibilidad de introducir **la modalidad de alquiler de capacidad y potencia**. Aunque esta interacción aún no está desarrollada legalmente en España, se espera que se consolide a medida que estos sistemas se integren en la red. Esta modalidad permitiría que el propietario del BESS alquile una porción de su capacidad y/o la potencia de carga/descarga a un usuario externo, funcionando de manera similar a una batería virtual.

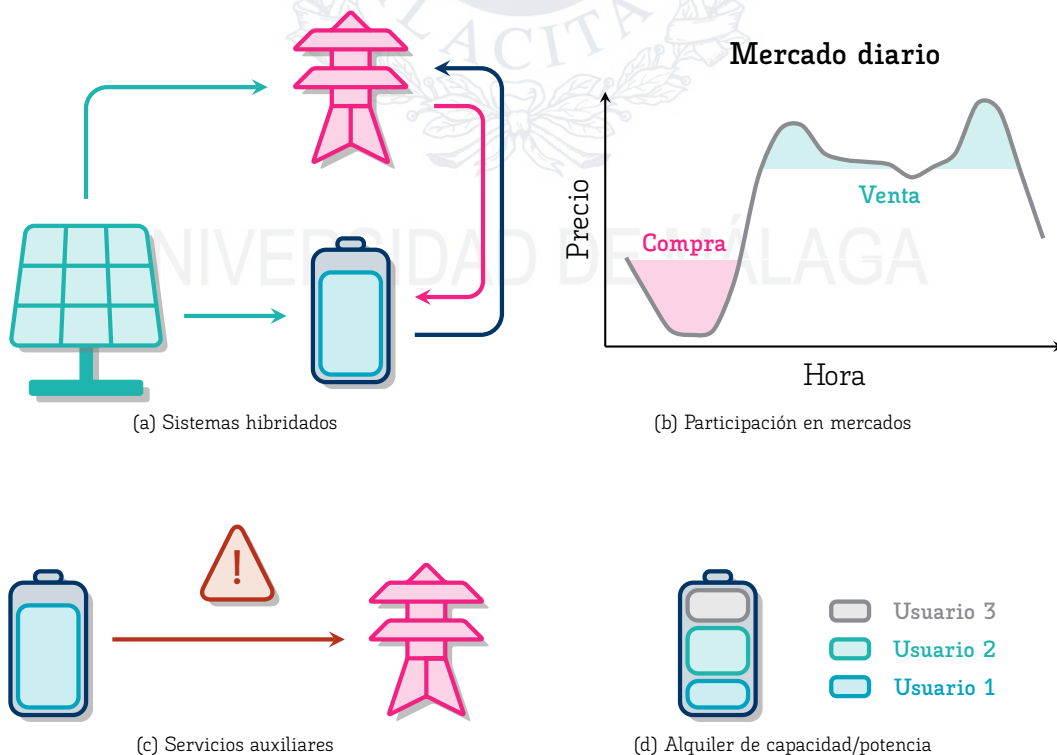


Figura 2.3: Tipos de interacciones de los BESS

2.2. Herramientas y software utilizados

Antes de desarrollar el modelo matemático de nuestro sistema, es conveniente presentar las herramientas y el software que se utilizarán para implementar dicho modelado.

En esencia, nuestro estudio implica la formulación e implementación de un problema de optimización, para lo cual se propondrán dos posibles formulaciones: una que incluya variables binarias y otra modelada de forma completamente lineal. Para ello, trabajaremos fundamentalmente con dos programas específicos: GAMS (General Algebraic Modeling System) [38] y MATLAB [39]. Mientras que GAMS se empleará para resolver el problema de optimización, MATLAB se utilizará para el tratamiento de datos previos y el procesamiento posterior.

2.2.1. Software GAMS

GAMS [38] es un entorno de modelado de alto nivel orientado a la formulación y resolución de problemas de optimización matemática complejos. Entre los tipos de problemas que se pueden abordar en este entorno se encuentran:

- Programación lineal (LP),
- Programación no lineal (NLP),
- Problemas mixtos (MILP y MINLP),
- Otros problemas, como los de equilibrio y estocásticos.

Una de las principales virtudes de GAMS es su lenguaje declarativo, que permite escribir el modelo de forma similar a la notación matemática clásica. Esto facilita tanto la comprensión como la validación del modelo por parte del programador y de otros usuarios, ya que la lógica del problema queda documentada de manera clara, sin necesidad de explicaciones adicionales.

Otra ventaja fundamental es la separación entre el modelo y la solución. En GAMS, el programador define el problema en términos de conjuntos, parámetros, variables y ecuaciones sin preocuparse de inmediato por el algoritmo o solver que se utilizará para resolverlo. Esto simplifica el proceso de modelado y permite cambiar el método de resolución (por ejemplo, de LP a NLP o a problemas mixtos) con mínimas modificaciones en la formulación original.

2.2.1.1. Estructura de GAMS

GAMS se organiza en varias secciones, cada una con una función específica que, en conjunto, permiten abordar problemas de optimización complejos de manera estructurada:

- **Definición de Datos:**

Se establece una separación clara entre la estructura del modelo y los datos numéricos. La organización de la información en parámetros o tablas facilita la actualización o sustitución de datos sin modificar la lógica del modelo, lo cual es especialmente útil cuando se trabaja con grandes volúmenes de información o en escenarios de análisis de sensibilidad.

- **Capa de Modelado:**

Esta es la parte fundamental de GAMS, donde se formula algebraicamente el problema. Se definen los elementos básicos del modelo, como los conjuntos (índices o categorías), parámetros y escalares (datos exógenos), variables (decisiones a tomar) y ecuaciones (restricciones y función objetivo). Esta separación permite centrarse en la representación matemática sin verse afectado por detalles computacionales.

- **Capa de Solución:**

En esta sección, GAMS vincula el modelo formulado con el solver o algoritmo de optimización seleccionado. Gracias a esta interfaz, el mismo modelo puede resolverse mediante diferentes métodos (LP, NLP, MILP, MINLP, etc.), lo que permite explorar distintos enfoques y comparar resultados sin rehacer la formulación.

Esta estructura en capas mejora la organización interna del modelo y aumenta la productividad al permitir un enfoque modular y flexible en el proceso de modelado.

2.2.1.2. El lenguaje GAMS

El lenguaje de GAMS está diseñado para que la formulación de modelos matemáticos sea lo más directa posible, reflejando la notación algebraica convencional. Su sintaxis se basa en bloques estructurados que facilitan la organización del modelo:

1. **Conjuntos:**

Se utilizan para definir los índices que caracterizan las dimensiones del problema (por ejemplo, horas, usuarios, categorías de interacción con la red). La declaración de conjuntos permite organizar la información de manera clara, pudiendo además definir subconjuntos o alias para facilitar las relaciones entre categorías.

2. **Parámetros y Escalares:**

Estos elementos contienen los datos numéricos y la información externa necesaria para el modelo. Los escalares representan datos de una sola dimensión (como la capacidad total o el C-Rate), mientras que los parámetros se pueden definir sobre uno o varios índices, permitiendo almacenar información tabular y relaciones complejas.

3. **Variables:**

Las variables representan las incógnitas o decisiones que deben determinarse mediante la optimización. En GAMS se pueden definir variables continuas, enteras o binarias, y se pueden restringir mediante límites o condiciones adicionales, lo

que es fundamental para traducir el problema real a una formulación matemática ejecutable.

4. Ecuaciones:

Aquí se expresan las relaciones y restricciones que debe cumplir el sistema, incluida la función objetivo. Cada ecuación se formula de manera que refleje la lógica del problema, permitiendo la incorporación tanto de igualdades como de desigualdades. La estructura de las ecuaciones en GAMS se asemeja a la escritura algebraica, lo que facilita su verificación y validación.

Adicionalmente, GAMS permite incluir elementos procedurales (como bucles o condicionales) para crear modelos más dinámicos o realizar simulaciones iterativas. Esta combinación de elementos declarativos y procedimentales hace que el lenguaje sea muy potente y adaptable a diferentes tipos de problemas.

2.2.2. Software Matlab

MATLAB (Matrix Laboratory) [39] es un entorno de programación de alto nivel y un lenguaje interpretado especializado en cálculos numéricos, análisis de datos y visualización. Desarrollado por MathWorks, su diseño se centra en el manejo eficiente de matrices, lo que lo hace especialmente útil para la resolución de problemas matemáticos y de ingeniería.

MATLAB se destaca por sus múltiples características y ventajas, entre las que se incluyen:

- **Lenguaje intuitivo y orientado a matrices:**

Su sintaxis se asemeja a la notación matemática tradicional, permitiendo trabajar directamente con matrices, vectores y arrays sin necesidad de declarar previamente sus dimensiones. Esto facilita la formulación de problemas matemáticos y la implementación de algoritmos complejos.

- **Interactividad y prototipado rápido:**

El entorno interactivo de MATLAB posibilita la introducción y ejecución de comandos en tiempo real, visualizando de inmediato los resultados y permitiendo ajustar cálculos sobre la marcha. Esto resulta ideal para el desarrollo iterativo, la experimentación y la validación de ideas.

- **Amplias capacidades gráficas:**

MATLAB ofrece herramientas robustas para generar gráficos y visualizaciones en 2D y 3D, lo que facilita la interpretación de resultados y la comunicación de hallazgos. Además, permite la creación de interfaces gráficas de usuario (GUI) para aplicaciones más interactivas.

- **Toolboxes especializados:**

La extensibilidad de MATLAB mediante toolboxes es uno de sus grandes atractivos. Estas colecciones de funciones están diseñadas para áreas específicas (como

procesamiento de señales, control de sistemas, análisis de imágenes, optimización y aprendizaje automático), lo que permite abordar problemas muy especializados sin necesidad de desarrollar todas las herramientas desde cero.

2.2.2.1. Estructura y componentes de Matlab

El entorno de MATLAB está cuidadosamente diseñado para facilitar el desarrollo, la ejecución y el análisis de programas. Se compone de varios elementos integrados que trabajan conjuntamente:

- **Command Window:**

Es la interfaz principal en la que se introducen y ejecutan los comandos, permitiendo realizar cálculos rápidos, ejecutar scripts o funciones y visualizar resultados de forma inmediata.

- **Workspace:**

Esta sección muestra todas las variables creadas durante la sesión, lo que facilita la gestión y visualización de los datos y resultados a lo largo del desarrollo.

- **Editor:**

MATLAB incluye un editor de texto especializado para la creación y edición de archivos .m (scripts y funciones). Este editor ofrece resaltado de sintaxis, herramientas de depuración (como breakpoints) y otras funcionalidades que ayudan a escribir código de manera eficiente y a detectar errores.

Esta estructura modular permite trabajar de forma organizada, facilitando la escritura, ejecución y depuración del código, así como una gestión eficiente de los datos y resultados.

2.2.2.2. Funcionalidades de Matlab

MATLAB ofrece un amplio abanico de funcionalidades que lo hacen muy versátil para diversas áreas de aplicación:

- **Cálculo numérico y algoritmos:**

Permite realizar operaciones matemáticas avanzadas, resolver sistemas de ecuaciones, llevar a cabo optimizaciones y ejecutar análisis estadísticos. Su fuerte enfoque en el manejo de matrices lo convierte en una herramienta esencial para el álgebra lineal y otros cálculos matemáticos.

- **Visualización de datos:**

MATLAB facilita la generación de gráficos y visualizaciones de alta calidad en 2D y 3D, lo que ayuda en la interpretación de resultados, la comunicación de hallazgos y la realización de análisis exploratorios de datos de manera intuitiva.

- **Desarrollo de algoritmos y simulación:**

Es ampliamente utilizado en la investigación y el desarrollo para modelar sistemas

dinámicos, simular procesos y desarrollar prototipos de algoritmos. Esto abarca desde el análisis de señales y procesamiento de imágenes hasta la simulación de sistemas de control y el diseño de sistemas embebidos.

2.3. Definición de la nomenclatura

En esta sección se define la nomenclatura utilizada en el desarrollo del presente estudio, se empleará una única nomenclatura compartida por todos los modelos y formulaciones desarrolladas a lo largo del trabajo desarrollado.

2.3.1. Índices

t, T	Índice y conjunto para los períodos de tiempo, $t \in T$	horas
s, S	Índice y conjunto para los mercados desarrollado en un día de análisis, $s \in S$	
i, I	Índice y conjunto imagen de los mercados desarrollados en un día, $i \in I$	
ida, IDA	Índice y conjunto para las Sesiones del Mercado Intradiario, $ida \in IDA$	
r, R	Índice y conjunto para las Sesiones del Mercado Intradiario Continuo, $ida \in IDA$	
u, U	Índice y conjunto para los Usuarios que solicitan Capacidad de la Batería, $u \in U$	

2.3.2. Parámetros

Δt	Duración del periodo t	horas
ΔR	Duración del periodo de Reserva Secundaria	horas
CC	Potencia máxima del punto de conexión con la Red principal	MW
PV	Potencia pico del campo solar, requerida en el caso de centrales híbridas	MWp
PVA_t	Fracción de potencia disponible para la generación PV en el periodo t	p.u.
η_C	Rendimiento de carga de la batería	p.u.
η_D	Rendimiento de descarga de la batería	p.u.
α_C	Capacidad de carga de la batería (C-Rate Carga)	p.u.
α_D	Capacidad de descarga de la batería (C-Rate Descarga)	p.u.
B	Capacidad máxima del sistema de almacenamiento instalado	MWh
PMD_t	Precio marginalista del Mercado Diario en el periodo t	€/MWh
PIDA	Periodo del Mercado Intradiario que estamos analizando (Sesión IDA)	

PMI_t^{ida}	Precio marginalista del Mercado Intradiario en el periodo t y sesión IDA <i>ida</i>	€/MWh
PR	Periodo del Mercado Intradiario Continuo que estamos analizando (Ronda R)	
PMC_t^r	Precio marginalista del Mercado Intradiario Continuo en el periodo t y Ronda r	€/MWh
SME	Sesión de los mercados que estamos analizando	
PRB_t	Precio de compensación por capacidad de bajada en el periodo t	€/MW
PRS_t	Precio de compensación por capacidad de subida en el periodo t	€/MW
Rbmin	Potencia mínima a ofertar para el acceso a las bandas de potencia de bajada	
Rsmin	Potencia mínima a ofertar para el acceso a las bandas de potencia de subida	
PAu_u	Precio ofertado por el usuario u por el alquiler de la batería	€/MW
M	Constante "Big-M", constante con un valor muy alto para su uso en lógica binaria	

2.3.3. Variables

2.3.3.1. Variable libre (no restringida en signo)

- z Valor de la función objetivo a maximizar, resultado del mercado resuelto €

2.3.3.2. Variable positiva

gb_t	Potencia transferida de la Red a la Batería en el periodo t	MW
vg_t	Potencia transferida de la instalación PV a la Red en el periodo t	MW
vb_t	Potencia transferida de la instalación PV a la Batería en el periodo t	MW
vs_t	Potencia PV disponible y no utilizada en el periodo t	MW
bg_t	Potencia transferida de la Batería a la Red en el periodo t	MW
soc_t	Estado de carga (SOC) de la batería al final del periodo t	MWh
soc_{ini}	Estado de carga (SOC) de la batería al inicio del proceso de cálculo	MWh
gb_t^{MD}	Potencia comprometida de la Red a la Batería en el periodo t del Mercado Diario	MW
vg_t^{MD}	Potencia comprometida de la instalación PV a la Red en el periodo t del Mercado Diario	MW
bg_t^{MD}	Potencia comprometida de la Batería a la Red en el periodo t del Mercado Diario	MW

$gb_{t,ida}^{MI}$	Potencia comprometida de la Red a la Batería en el periodo t del Mercado Intradiario	MW
$vg_{t,ida}^{MI}$	Potencia comprometida de la instalación PV a la Red en el periodo t del Mercado Intradiario	MW
$bg_{t,ida}^{MI}$	Potencia comprometida de la Batería a la Red en el periodo t del Mercado Intradiario	MW
$gb_{t,r}^{MC}$	Potencia comprometida de la Red a la Batería en el periodo t del Mercado Intradiario Continuo	MW
$vg_{t,r}^{MC}$	Potencia comprometida de la instalación PV a la Red en el periodo t del Mercado Intradiario Continuo	MW
$bg_{t,r}^{MC}$	Potencia comprometida de la Batería a la Red en el periodo t del Mercado Intradiario Continuo	MW
egi_t^s	Compromisos de adquisición vendidos en la sesión del mercado s para el periodo t	MW
evi_t^s	Compromisos de inyección PV adquiridos en la sesión del mercado s para el periodo t	MW
ebi_t^s	Compromisos de inyección BESS adquiridos en la sesión del mercado s para el periodo t	MW
rb_t	Potencia destinada a la bajada en la Reserva Secundaria en el periodo t	MW
rs_t	Potencia destinada a la subida en la Reserva Secundaria en el periodo t	MW
xu_u	Fracción de capacidad ofertada por el usuario u y aceptada	MW

2.3.3.3. Variable binaria

eb_t	Control del estado de la batería (0 Descarga / 1 Carga)
cmi_t	Control de la Compra/Venta de energía en el Mercado Intradiario (0 Venta / 1 Compra)
cmi_t	Control de la Compra/Venta de energía en el Mercado Intradiario Continuo (0 Venta / 1 Compra)
cr_t	Control de la Bajada/Subida de potencia en la Reserva Secundaria (0 Bajada / 1 Subida)

2.4. Desarrollo del modelo matemático

El presente modelo matemático tiene como objetivo principal la maximización de los ingresos obtenidos por la participación de sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS) en los mercados eléctricos y la prestación de servicios adicionales a la red. Concretamente, se considera la participación en el Mercado Diario, los tres Mercados Intradiarios de subastas, así como los Mercados Intradiarios Continuos.

En el desarrollo de la sección comenzaremos desarrollando el comportamiento de los mercados, posteriormente implementaremos los servicios complementarios de apoyo a la

red, como la regulación de frecuencia, control de potencia activa, soporte de tensión y la provisión remota de capacidad y potencia mediante el alquiler parcial del almacenamiento a usuarios externos.

El desarrollo del modelo incorpora de manera detallada las principales restricciones operativas y técnicas asociadas a los sistemas BESS, incluyendo las limitaciones propias de los procesos de carga y descarga, eficiencia energética, restricciones de potencia y estado de carga, así como las características particulares derivadas de la posible hibridación con instalaciones fotovoltaicas asociadas.

Cabe mencionar que, pese a que las restricciones asociadas a la degradación y envejecimiento de las baterías podrían ser relevantes desde una perspectiva económica y operacional a largo plazo, estas han sido deliberadamente omitidas en este modelo inicial, dado que el principal interés radica en observar el comportamiento operativo del sistema de almacenamiento y su interacción dinámica con los mercados eléctricos y la red, sin considerar, en esta etapa, el impacto a largo plazo sobre la vida útil del activo.

2.4.1. Balance a la producción PV

Comenzaremos planteando el balance de potencias asociado a la producción solar fotovoltaica (PV) de nuestro sistema. Esta restricción forma parte del modelo de optimización y tiene como objetivo representar matemáticamente el comportamiento físico de la instalación solar fotovoltaica. Es importante destacar que dicha restricción únicamente tendrá efecto en aquellos casos donde exista una instalación fotovoltaica asociada al sistema de almacenamiento, es decir, en instalaciones híbridas:

$$vg_t + vb_t + vs_t = PV \cdot PVA_t \quad (2.1)$$

En esta expresión, observamos dos partes claramente diferenciadas. A la izquierda del signo igual, se representan los diferentes flujos de potencia que surgen de la instalación fotovoltaica hacia la **Red eléctrica** y la **Batería**, así como una potencia adicional representada por la variable vs_t , que indica la energía que podría haber sido suministrada por la instalación fotovoltaica en la hora t , pero que finalmente no ha sido aprovechada.

Al lado derecho del signo igual encontramos dos parámetros: PV y PVA_t , que gobiernan la potencia generada por la instalación fotovoltaica para cada instante de tiempo t . El parámetro PV representa la potencia pico nominal de la instalación solar, mientras que el parámetro $PVA(t)$ indica, para cada hora t , la fracción de potencia pico disponible de dicha instalación. Este último parámetro toma valores diferentes en cada iteración del modelo, reflejando la incertidumbre característica en la generación fotovoltaica. No obstante, en nuestro modelo de optimización se considerará como un valor conocido.

Para comprender con mayor claridad los flujos de potencia mencionados anteriormente, puede observarse el diagrama de bloques mostrado en la Figura [24], el cual representa

esquemáticamente las interacciones existentes entre los diferentes elementos del sistema híbrido:

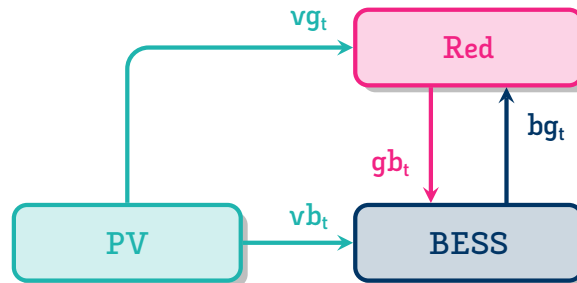


Figura 24: Diagrama de bloques del sistema híbrido

Finalmente, esta restricción se implementa en GAMS del siguiente modo:

```

1 R01(t)$(ord(t) >= liminf) .. vg(t) + vb(t) + vs(t) =e= PV * PVA(t);
  
```

Observamos que se trata de la primera restricción incorporada en nuestro modelo en GAMS. Además, se puede observar una condición lógica dependiente del parámetro *liminf*, cuya funcionalidad se detallará en profundidad más adelante en esta sección. De forma resumida, *liminf* representa un parámetro que permite analizar rangos temporales inferiores a las 24 horas establecidas en el conjunto de datos.

2.4.2. Balance al almacenamiento

A continuación se plantea el balance energético más relevante para nuestro estudio, pues describe matemáticamente el comportamiento físico del sistema de almacenamiento basado en baterías (BESS). Para desarrollar este análisis se tendrán en cuenta los flujos de potencia representados previamente en la Figura [24], obteniendo así la siguiente restricción:

$$soc_t = soc_{t-1} + \eta_C \cdot \Delta t \cdot (vb_t + gb_t) - \frac{\Delta t}{\eta_D} \cdot bg_t \quad (2.2)$$

En esta ecuación se distinguen claramente tres componentes. La primera está asociada al **Estado de Carga (SOC)** de la batería al inicio del periodo (soc_{t-1}) y al final del mismo (soc_t). El segundo término modela la **Carga** de la batería, y el último término representa la **Descarga** de esta.

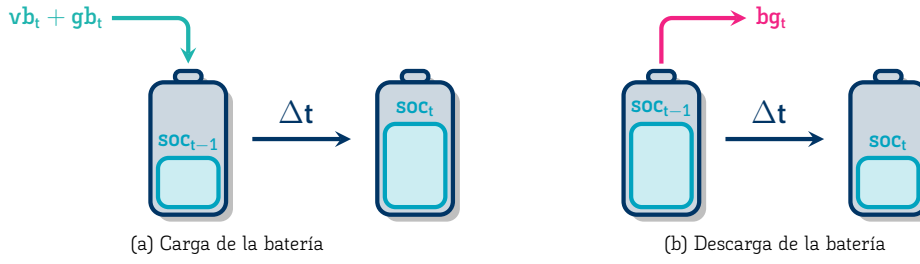


Figura 2.5: Modelado de la carga y descarga de la batería

Los términos η_C y η_D corresponden a los rendimientos de **Carga** y **Descarga**, respectivamente. Es importante aclarar que estos rendimientos están referidos desde la perspectiva de la batería, por lo que el flujo de potencia de carga es entrante (positivo), mientras que el flujo de descarga es saliente (negativo). Debido a ello, el rendimiento de descarga aparece en el denominador, invirtiendo la relación energética para garantizar que, durante el proceso de carga, se almacene menos energía que la proporcionada externamente, y durante la descarga se extraiga más energía interna que la suministrada externamente.

Esto se ilustra mediante los siguientes ejemplos numéricos:

- Para la carga de la batería:

$$\text{Para } t = 12 \text{ y } \Delta t = 1 \rightarrow vb_{12} = 100 \text{ MW}, \quad \Delta t \cdot vb_{12} = 100 \text{ MWh} \quad (2.3)$$

$$\text{Con } \eta_C = 0.92 \rightarrow \Delta soc = \eta_C \cdot \Delta t \cdot vb_{12} = 92 \text{ MWh} \quad (2.4)$$

- Para la descarga de la batería:

$$\text{Para } t = 20 \text{ y } \Delta t = 1 \rightarrow bg_{20} = 125 \text{ MW}, \quad \Delta t \cdot bg_{20} = 125 \text{ MWh} \quad (2.5)$$

$$\text{Con } \eta_D = 0.96 \rightarrow \Delta soc = -\frac{\Delta t}{\eta_D} \cdot bg_{20} = -130.208 \text{ MWh} \quad (2.6)$$

Como podemos observar en estos ejemplos, la energía efectiva almacenada o extraída no coincide con la energía externa suministrada o entregada. Este comportamiento refleja claramente el efecto de los rendimientos.

Es fundamental mantener esta coherencia de los flujos y rendimientos. Si no consideráramos adecuadamente la dirección de los flujos energéticos, podríamos cometer errores graves, tales como generar energía ficticia, es decir, "energía de la nada".

$$\text{Para } t = 20 \text{ y } \Delta t = 1 \rightarrow bg_{20} = 125 \text{ MW}, \quad \Delta t \cdot bg_{20} = 125 \text{ MWh} \quad (2.7)$$

$$\text{Con } \eta_D = 0.96 \rightarrow \Delta soc = -\eta_c \cdot \Delta t \cdot bg_t = -120 \text{ MWh} \quad (2.8)$$

Como podemos observar, la batería se habría descargado pero la energía suministrada sería superior a la variación del estado de carga.

Inicialmente se ha definido la ecuación de balance energético de manera general. No obstante, para el instante inicial ($t = 0$), la restricción requiere el estado de carga del periodo anterior (soc_{-1}), que no existe. Para resolver este problema, se plantea la siguiente ecuación específica para el periodo inicial:

$$soc_t = soc_{ini} + \eta_C \cdot \Delta t \cdot (vb_t + gb_t) - \frac{\Delta t}{\eta_D} \cdot bg_t \quad (2.9)$$

En la ecuación [2.9], la variable soc_{ini} podría considerarse inicialmente como parámetro con un valor fijo. Sin embargo, mantenerla como una variable permite al modelo una solución más óptima. Para evitar que esta variable asuma valores no realistas (máximos sin coste), se añade la siguiente restricción adicional:

$$soc_{ini} = soc_T \quad (2.10)$$

De este modo, obligamos a que el estado de carga inicial coincida con el final del periodo analizado, evitando así generar energía adicional de forma ficticia.

Otra restricción adicional se refiere a la limitación del estado de carga máximo, que nunca puede superar la capacidad nominal de la batería, B :

$$B \geq soc_t \quad (2.11)$$

Finalmente, se introducen las restricciones relativas al C-Rate, que determinan la potencia máxima permitida de carga y descarga en función de la capacidad nominal de la batería.

El C-Rate se define como la tasa de carga/descarga de una batería. Este concepto, aunque puede resultar algo confuso, se refiere a la velocidad máxima a la que podemos cargar o descargar una batería en función de su capacidad nominal. En otras palabras, es la intensidad instantánea que se puede solicitar a una batería en función de su tamaño.

$$C - Rate = \frac{Potencia\ de\ Carga/Descarga\ (kW)}{Capacidad\ Nominal\ (kWh)} \quad (2.12)$$

El C-Rate es un valor proporcionado por el fabricante de la batería y depende en gran medida de la tecnología utilizada y las características constructivas internas. Por ejemplo, si el fabricante indica que una batería tiene un C-Rate de 1C, esto significa que una batería con una capacidad nominal de 10 kWh puede cargarse o descargarse a una potencia de 10 kW, es decir, se descargaría completamente en una hora manteniendo esa potencia.

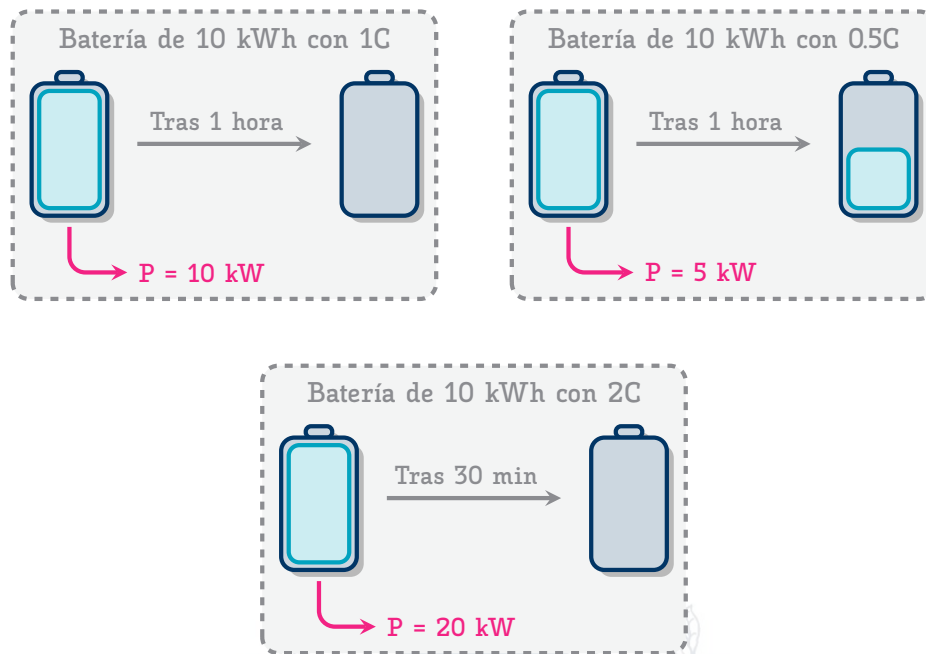


Figura 2.6: Descripción gráfica del C-Rate

Esta condición la modelaremos mediante las dos restricciones siguientes:

$$vb_t + gb_t \leq \alpha_C \cdot B \cdot eb_t \quad (2.13)$$

$$bg_t \leq \alpha_D \cdot B \cdot (1 - eb_t) \quad (2.14)$$

Los términos α_C y α_D representan los valores de C-Rate para carga y descarga respectivamente. Esta relación establece la máxima potencia admisible respecto a la capacidad nominal.

Los términos restantes buscan identificar el estado operativo del sistema de almacenamiento, es decir, si en un periodo t la batería se encuentra en modo de carga o de descarga. La necesidad de introducir esta distinción radica en evitar que el sistema realice simultáneamente ambos procesos en un mismo intervalo temporal, lo cual sería físicamente inviable.

Para modelar esta condición, se introduce la variable binaria eb_t , que puede tomar un valor de cero o uno en cada periodo t . Cuando $eb_t = 1$, se permite únicamente la carga del sistema, mientras que la descarga queda bloqueada. Esto se consigue mediante las restricciones de C-Rate, en la restricción [2.13], si $eb_t = 1$, se habilita la posibilidad de cargar la batería hasta su límite de C-Rate. A su vez, la restricción [2.14] asegura que, en ese caso, la potencia de descarga bg_t sea nula. Cuando $eb_t = 0$, ocurre el efecto inverso: se habilita la descarga y se bloquea la carga.

La inclusión de esta variable binaria transforma el modelo en un problema de optimización de tipo MIP (Mixed-Integer Programming), lo que implica que ya no se trata de

un problema puramente lineal. Aunque en general resulta más deseable mantener modelos lineales, por su menor complejidad y tiempos de resolución más reducidos, el uso de programación mixta permite representar de forma más realista ciertos comportamientos operativos del sistema. No obstante, debe tenerse en cuenta que la presencia de variables binarias incrementa el coste computacional del modelo, especialmente a medida que se incrementa el número de periodos temporales o el tamaño del sistema.

Recopilando todas las restricciones presentadas, el modelo de almacenamiento implementado en GAMS se resume a continuación:

```

1  R04(t)$ (ord(t) > liminf) .. soc(t) =e= soc(t-1) + ETA_C*Delta(t)*(vb(t)
   + gb(t)) - (Delta(t)/ETA_D) * bg(t);
2  R05(t)$ (ord(t) = liminf) .. soc(t) =e= socini + ETA_C*Delta(t)*(vb(t)
   + gb(t)) - (Delta(t)/ETA_D) * bg(t);
3  R06(t)$ (ord(t) >= liminf) .. B =g= soc(t);
4  R07(t)$ (ord(t) = card(t) and ord(t) >= liminf) .. soc(t) =e= socini;
5  R08(t)$ (ord(t) >= liminf) .. vb(t) + gb(t) =l= ALPHA_C * B * eb(t);
6  R09(t)$ (ord(t) >= liminf) .. bg(t) =l= ALPHA_D * B * (1 - eb(t));

```

2.4.3. Restricciones de conexión a Red

Para concluir con el modelado físico de nuestro sistema, es necesario introducir las restricciones que limitan las potencias que interactúan con la red eléctrica. Observando la Figura [2.4], resulta intuitivo comprender que la suma de las potencias inyectadas desde la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento no podrá exceder la capacidad máxima de la línea de conexión con la red principal. Del mismo modo, el flujo de potencia desde la red hacia el sistema de almacenamiento también estará limitado por la capacidad del punto de conexión. En otras palabras, debemos respetar las limitaciones impuestas por el diseño técnico del punto de conexión a la red.

Estas restricciones quedan representadas por las siguientes ecuaciones:

$$gb_t \leq CC \quad (2.15)$$

$$vg_t + bg_t \leq CC \quad (2.16)$$

La primera ecuación limita la potencia máxima demandada a la red para carga del sistema de almacenamiento, mientras que la segunda restringe la potencia máxima que puede ser inyectada a la red desde la instalación fotovoltaica y desde la descarga del sistema de almacenamiento.

La implementación de estas restricciones en GAMS queda de la siguiente forma:

```

1  R02(t)$ (ord(t) >= liminf) .. gb(t) =l= CC;
2  R03(t)$ (ord(t) >= liminf) .. vg(t) + bg(t) =l= CC;

```

2.4.4. Restricciones de los mercados

Modelar los mercados requiere, en primer lugar, comprender su funcionamiento en el territorio español. Como ya se ha mencionado, existen tres tipos principales de mercados eléctricos en España:

1. Mercado Diario (Day-Ahead)

El **Mercado Diario** representa la primera subasta que se realiza para un determinado día, llevándose a cabo el día anterior a la entrega de energía. Las ofertas de compra y venta se presentan a las 12:00 h del día previo y abarcan las 24 horas del día siguiente. El Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) realiza la casación de ofertas mediante un mecanismo de subasta marginalista: para cada hora se establece un único precio marginal que se paga a todos los vendedores y se cobra a todos los compradores.

Este mercado es de carácter determinista, es decir, los precios de la energía se conocen de antemano. Asumiremos que si se produce una entrega de energía, es porque se ha presentado una oferta que ha sido aceptada en la casación. Aunque los resultados de la subasta suelen publicarse unos 20 minutos después del cierre de recepción de ofertas, para simplificar el modelo consideraremos que el mercado se celebra entre las 12:00 h y las 13:00 h.

2. Mercado Intradía (Sesiones IDA)

Tras la casación del Mercado Diario, se celebran las subastas del **Mercado Intradía**, cuyo funcionamiento es análogo al del mercado diario. Sin embargo, en este caso se celebran tres sesiones sucesivas:

- **Sesión IDA 1:** De 14:00 h a 15:00 h del día anterior a la entrega.
- **Sesión IDA 2:** De 21:00 h a 22:00 h del día anterior a la entrega.
- **Sesión IDA 3:** De 9:00 h a 10:00 h del mismo día de la entrega.

Una particularidad importante es que la tercera sesión se celebra en el mismo día de la entrega. Además, en todas las sesiones IDA, las horas negociables comienzan con un mínimo de antelación de 2 horas respecto a la entrega. Por ejemplo, al cerrar la subasta a las 10:00 h, la primera hora que se puede negociar será la de las 13:00 h del mismo día. Esto implica que, en el día en curso, solo es posible negociar las horas restantes del día a partir de ese margen.

3. Mercado Intradía Continuo (Sesiones XBID)

El **Mercado Intradía Continuo** es el más particular de los tres. Se trata de un mercado de negociación continua, en el que las ofertas comienzan a negociarse una hora después del cierre de la primera sesión IDA y permanecen abiertas hasta el inicio de la siguiente sesión IDA, momento en el que se detiene.

Además, este mercado opera bajo un sistema *Pay-as-Bid*, lo que significa que los productores presentan ofertas de venta, y los compradores (comercializadoras) presentan ofertas de compra. Las ofertas se van casando de forma continua, conforme coinciden en precio y volumen, sin que exista una casación periódica por subastas.

Esto permite negociar energía hasta una hora antes de la entrega, lo que añade complejidad a su modelado. Por ello, se introducen algunas simplificaciones que permiten representar su comportamiento de forma razonablemente fiel:

- a) **Precio de las ofertas:** El operador del mercado publica un precio promedio de las ofertas casadas para cada hora, así como los valores mínimo y máximo. En el capítulo siguiente se detallará la generación de precios. No obstante, para el presente modelo se asumirá que las ofertas se generan según una distribución estadística, y que, si se produce una operación de compra/venta, es porque esta ha sido aceptada.
- b) **Continuidad de las ofertas:** Aunque en realidad las ofertas se presentan de manera continua, en este modelo se resolverá el mercado de forma horaria. Se considerarán 29 sesiones: la última sesión que puede programar un día completo será la comprendida entre las 22:00 h y las 23:00 h, que casará energía para el intervalo 00:00 h – 01:00 h del día siguiente. Cada sesión podrá negociar horas hasta una hora antes de la entrega.

El mapeo de los periodos horarios y su relación con las ventanas de programación puede resultar algo complejo. A continuación, se presenta una figura explicativa que arroja luz sobre los distintos intervalos temporales utilizados en el modelado:

UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

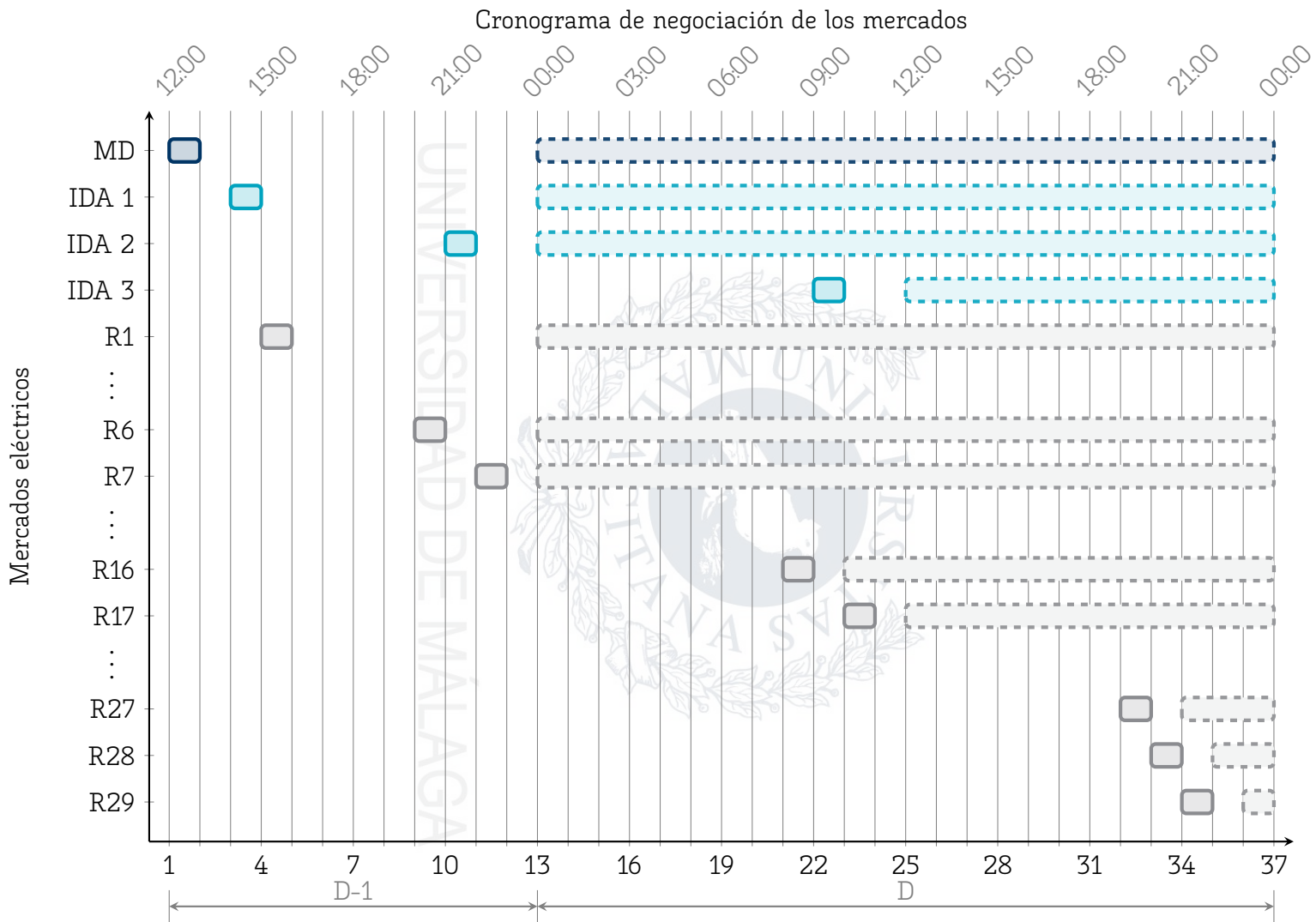


Figura 2.7. Cronograma de negociación en OMIE

Analizando la Figura [2.7], podemos comenzar a definir la lógica del bucle y el algoritmo que estructuran nuestro problema de optimización para resolver la operación del sistema de almacenamiento. Concretamente, en el desarrollo de esta lógica, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El Mercado Diario, el Mercado Intradiario y el Mercado Intradiario Continuo presentan restricciones diferentes. Por tanto, se resolverán como modelos independientes en GAMS. En este trabajo se presentan todas las restricciones necesarias para su modelado.
2. Los mercados se resolverán en un bucle siguiendo el orden cronológico real: primero el Mercado Diario, seguido de la primera sesión IDA del Mercado Intradiario, luego la primera ronda (R) del Mercado Intradiario Continuo, y así sucesivamente. Esta condición obliga a definir una identificación para el mercado que se resuelve en cada iteración del bucle.
3. En las sesiones IDA 1 y 2 del Mercado Intradiario y en las rondas R1 a R7 del Intradiario Continuo se resolverá un día completo de operación. En cambio, en la sesión IDA 3 se programará únicamente medio día. Para las rondas R8 a R29, el horizonte de programación se reducirá una hora en cada iteración. Esta condición exige la introducción de una variable que permita limitar el número de horas analizadas en cada mercado.

Esta última consideración justifica la introducción del parámetro $liminf$. A partir del momento en que iniciamos el análisis de sesiones celebradas en el mismo día de la entrega (o una hora antes de su inicio), asignamos a este parámetro el valor correspondiente a la primera hora efectiva del periodo analizado. Por ejemplo:

- **Ronda R8 del Mercado Intradiario Continuo:** Esta ronda permite ofertar únicamente para 23 horas del día siguiente, ya que se celebra entre las 22:00 h y las 23:00 h, y debe respetarse el intervalo mínimo de una hora antes de la entrega. Por tanto, se negocia la entrega de potencia entre las 01:00 h y las 23:00 h, lo que implica que el parámetro $liminf$ tomará el valor 2, abarcando el intervalo de $t = 2$ a $t = 24$.
- **Sesión IDA 3 del Mercado Intradiario:** Como se explicó anteriormente, esta sesión solo permite negociar la entrega de potencia para la mitad del día en curso, es decir, 12 periodos horarios. En consecuencia, el parámetro $liminf$ se fijará en 12, limitando el conjunto t a las horas comprendidas entre $t = 12$ y $t = 24$.

Para las sesiones que permiten analizar el conjunto completo de periodos, se asigna el valor $liminf = 1$, lo que habilita el análisis completo del conjunto T .

Gracias a este mecanismo conseguimos resolver una de las condiciones lógicas más complejas del modelo. La detección del mercado activo se simplifica bajo este enfoque,

y su implementación resulta más manejable en GAMS mediante el uso de bucles. Específicamente, empleamos la estructura loop de GAMS para ejecutar iterativamente la resolución de cada mercado.

Para ello, se define un conjunto duplicado de S (el conjunto de sesiones), al que denominamos I , compuesto por 33 elementos. Esta cantidad se debe a la omisión de una sesión entre las 13:00 h y las 14:00 h, y a que la última sesión válida corresponde al intervalo de las 21:00 h a las 22:00 h. Aunque en la Figura [2.7] esta sesión correspondería a la iteración 34, al eliminar la sesión vacía se reduce el total a 33 iteraciones. Esta simplificación elimina una fila de ceros en las matrices, optimizando el procesamiento.

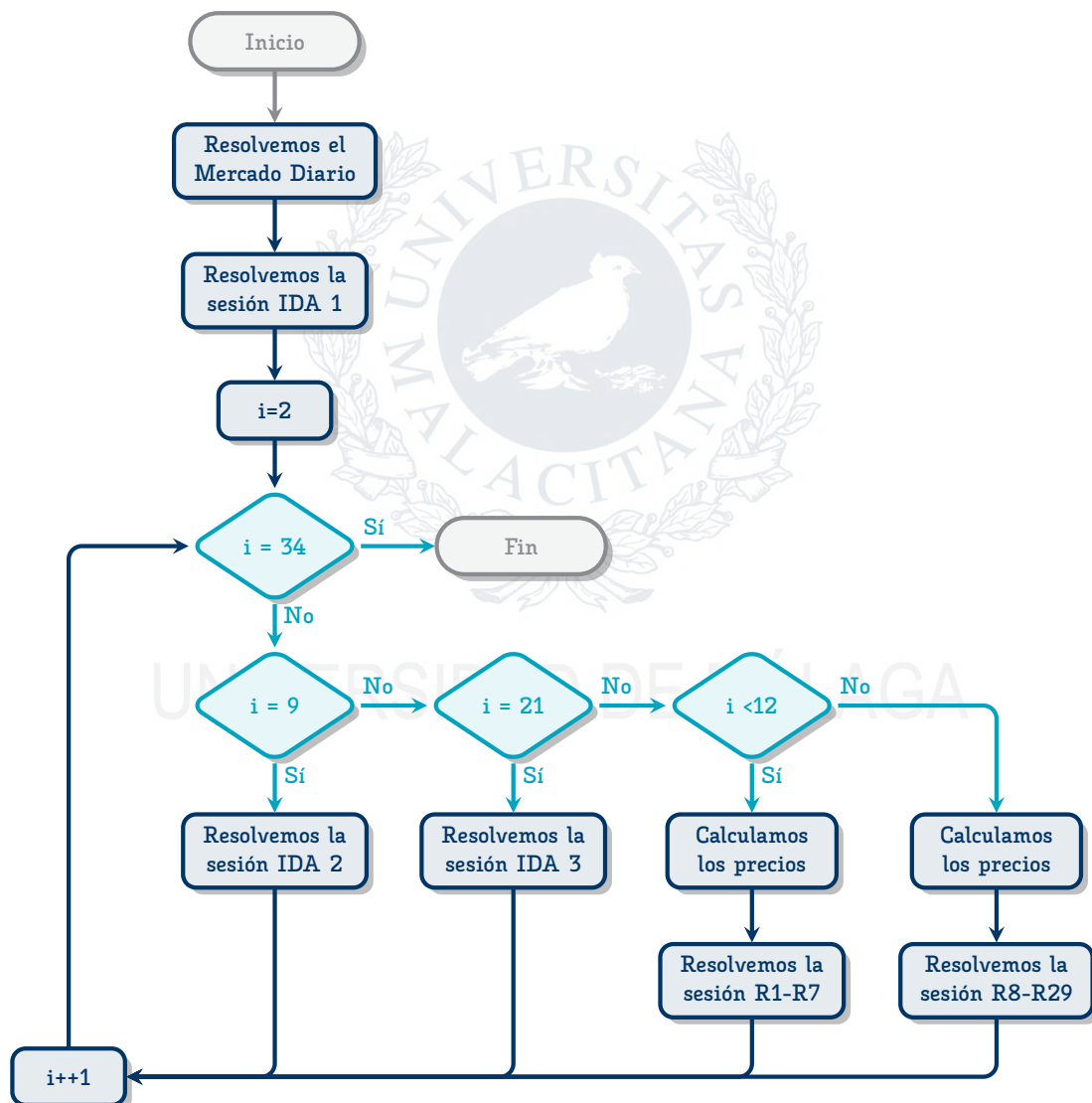


Figura 2.8: Diagrama de flujo del bucle de mercados

Cabe destacar que en cada iteración se resuelve un problema de optimización individual, correspondiente a un mercado. Los resultados obtenidos se almacenan y se bloquean

las variables decisorias de dicho mercado. Previo a la resolución, se actualizan los parámetros de generación y precios, para reflejar la variabilidad de la generación renovable y del mercado. Esta actualización se describe con detalle en el siguiente capítulo.

A continuación, se presenta una simplificación del bucle utilizado en GAMS. El código completo puede consultarse en el capítulo de Anexos:

```
1  * Asignamos los valores de precios y producción
2  Solve Mercado_Diario using MIP maximazing z;
3  * Fijamos los resultados del Mercado Diaria
4  * Almacenamos los resultados del Mercado Diario
5
6  * Modificamos los valores de producción PV
7  * Asignamos los valores de precios y producción
8  Solve Mercado_Interdiario using MIP maximazing z;
9  * Fijamos los resultados del Mercado Intradiario
10 * Almacenamos los resultados del Mercado Intradiario
11
12 loop(i$(ord(i) > 2),
13
14     if (ord(i) = 9,
15
16         * Modificamos los valores de producción PV
17         * Asignamos los valores de precios y producción
18         Solve Mercado_Interdiario using MIP maximazing z;
19         * Fijamos los resultados del Mercado Intradiario
20         * Almacenamos los resultados del Mercado Intradiario
21
22         elseif ord(i) = 21,
23
24             liminf = 13;
25             socini.fx = soc.l('12');
26
27             * Modificamos los valores de producción PV
28             * Asignamos los valores de precios y producción
29             Solve Mercado_Interdiario_2 using MIP maximazing z;
30             * Fijamos los resultados del Mercado Intradiario
31             * Almacenamos los resultados del Mercado Intradiario
32
33         else
34
35             * Modificamos los valores de producción PV
36             * Asignamos los valores de precios y producción
37
38             if(ord(i) <= 11,
39
40                 Solve Mercado_Continuo using MIP maximazing z;
41                 * Fijamos los resultados del Mercado Continuo
42                 * Almacenamos los resultados del Mercado Cotinuo
43
44             else
45
```

```

46         liminf = ord(i) - 10;
47         if (ord(i) = 22,
48             socini.fx = soc_R17;
49         else
50             socini.fx = sum(t$(ord(t) = ord(i) - 11), soc.l(t));
51         );
52
53         Solve Mercado_Continuo_2 using MIP maximizing z;
54         * Fijamos los resultados del Mercado Continuo
55         * Almacenamos los resultados del Mercado Cotinuo
56
57     );
58
59 );
60
61 );

```

2.4.4.1. Restricciones del Mercado Diario

El Mercado Diario se presenta como uno de los más sencillos de implementar dentro de nuestro modelo. Al tratarse del primer mercado que se resuelve en el horizonte temporal considerado, no existe ninguna programación previa de otros mercados, por lo que únicamente será necesario determinar la planificación inicial de entrega y consumo de potencia. Además, este mercado presenta una característica clave que simplifica su modelado: el precio de compra y el precio de venta de la energía coinciden, ya que se trata de una subasta marginalista.

En otras palabras, el modelo del Mercado Diario se compone de las restricciones físicas ya descritas en secciones anteriores, a las que se añade una función objetivo cuyo propósito es maximizar los ingresos netos obtenidos por la operación del sistema de almacenamiento en este mercado:

$$z = \sum_{t=0}^T \Delta_t \cdot (vg_t + bg_t - gb_t) \cdot PMD_t \quad (2.17)$$

En esta expresión se introduce la variable objetivo z , así como el parámetro PMD_t , que representa el precio horario de casación del Mercado Diario para cada periodo t . Esta función refleja el balance económico entre la venta de energía (vg_t y bg_t) y la compra de energía (gb_t), ponderado por los precios horarios del mercado y el tamaño del intervalo Δ_t .

Cada vez que se invoque la resolución del modelo asociado al Mercado Diario —y de forma análoga para los mercados posteriores— se buscará maximizar el valor de la variable z .

La implementación en GAMS de esta función objetivo se realiza de la siguiente manera:

$$1 \quad \text{F01} \quad \dots \quad \text{sum}(t, \text{Delta}(t) * (\text{vg}(t) + \text{bg}(t) - \text{gb}(t)) * \text{PMD}(t)) = e = z;$$

2.4.4.2. Restricciones del Mercado Intradiario

La implementación del Mercado Intradiario presenta un grado de complejidad superior respecto al Mercado Diario. Esta complejidad deriva de una serie de consideraciones que deben tenerse en cuenta para su correcta representación:

1. **Energía comprometida:** Cuando se negocia una entrega o adquisición de potencia en uno de los mercados, se adquiere un compromiso de entrega o consumo en la hora correspondiente.
2. **Nueva negociación:** En el Mercado Intradiario se pueden negociar entregas o adquisiciones de potencia que no se hayan producido en mercados anteriores.
3. **Compensación de energía comprometida:** Es posible adquirir energía para compensar entregas previamente comprometidas en otros mercados.
4. **Venta de energía previamente adquirida:** La energía que se haya adquirido en mercados anteriores, y que aún no haya sido surtida, puede venderse como si fuera generada por la propia instalación.

En otras palabras, es necesario realizar un balance de la energía comprometida y renegociada, tanto en el caso de la adquisición como en el de la venta. Esto se traduce en la formulación de las siguientes restricciones:

- **Balance a la adquisición de energía:**

Se define la siguiente restricción:

$$gb_t + \sum_{S=0}^{SME} egi_t^s = gb_t^{MD} + \sum_{IDA=0}^{PIDA} gb_{t,ida}^{MI} + \sum_{R=0}^{PR} gb_{t,r}^{MC} \quad (2.18)$$

La ecuación está dividida en dos partes: por un lado, la parte de **energía negociada** (gb_t y egi_t^s), y por otro, la de **energía comprometida** (gb_t^{MD} , $gb_{t,ida}^{MI}$ y $gb_{t,r}^{MC}$). Es decir, se representa la posibilidad de adquirir la energía previamente comprometida, bien directamente a través de la red (gb_t), o bien vendiendo el compromiso a otro agente a través de egi_t^s .

En resumen, se contemplan las siguientes opciones:

1. Adquirir toda la energía comprometida: gb_t toma el valor total de los compromisos.
2. Adquirir solo una parte y vender el resto: gb_t asume un valor parcial y egi_t^s complementa.

3. Vender la totalidad del compromiso: egi_t^s asume el total y gb_t toma valor cero.

La formulación en GAMS se expresa así:

```
1 E01 .. gb(t) + sum(S$(ord(S) <= SME), egi(S, t)) =e= gb_MD(t) +
   sum(IDA$(ord(IDA) <= PIDA), gb_MI(IDA, t)) + sum(R$(ord(R)
   <= PR), gb_MC(R, t));
```

Donde SME identifica el mercado actual en resolución, $PIDA$ el número de sesiones IDA celebradas, y PR el número de rondas del mercado continuo celebradas hasta el momento.

■ **Balance de venta de energía:**

El razonamiento es análogo al de la adquisición, diferenciando las ventas realizadas desde la instalación fotovoltaica y desde la batería:

$$vg_t + \sum_{S=0}^{SME} evi_t^s = vg_t^{MD} + \sum_{IDA=0}^{PIDA} vg_{t,ida}^{MI} + \sum_{R=0}^{PR} vg_{t,r}^{MC} \quad (2.19)$$

$$bg_t + \sum_{S=0}^{SME} ebi_t^s = bg_t^{MD} + \sum_{IDA=0}^{PIDA} bg_{t,ida}^{MI} + \sum_{R=0}^{PR} bg_{t,r}^{MC} \quad (2.20)$$

En este caso, evi_t^s y ebi_t^s representan la inyección de energía previamente comprometida que se adquiere en el periodo t y el mercado s .

La implementación en GAMS sería la siguiente:

```
1 E02(t)$(ord(t) >= tini) .. vg(t) + sum(S$(ord(S) <= SME), evi(S,
   t)) =e= vg_MD(t) + sum(IDA$(ord(IDA) <= PIDA), vg_MI(IDA, t
   )) + sum(R$(ord(R) <= PR), vg_MC(R, t));
2 E03(t)$(ord(t) >= tini) .. bg(t) + sum(S$(ord(S) <= SME), ebi(S,
   t)) =e= bg_MD(t) + sum(IDA$(ord(IDA) <= PIDA), bg_MI(IDA, t
   )) + sum(R$(ord(R) <= PR), bg_MC(R, t));
```

Por último, se añaden dos restricciones adicionales que impiden actuar simultáneamente como comprador y vendedor en un mismo periodo. Esto se controla mediante una variable binaria cmi_t , dando lugar a las siguientes expresiones:

$$\sum_{IDA=0}^{PIDA} gb_{t,ida}^{MI} + \sum_{s=0}^{SME} (evi_t^s + ebi_t^s) \leq M \cdot cmi_t \quad (2.21)$$

$$\sum_{IDA=0}^{PIDA} (vg_{t,ida}^{MI} + bg_{t,ida}^{MI}) + \sum_{s=0}^{SME} egi_t^s \leq M \cdot (1 - cmi_t) \quad (2.22)$$

Estas restricciones garantizan que, en cada periodo t , el agente actúe exclusivamente como generador o como consumidor, pero no como ambos a la vez. Esta lógica es análoga a la empleada en el modelado de la batería mediante variable binaria.

Las restricciones quedan modeladas en GAMS de la siguiente forma:

```

1 I01(t)$ (ord(t) >= tini) .. sum(IDA$(ord(IDA) = PIDA), gb_MI(IDA, t))
   + sum(S$(ord(S) = SME), evi(S, t)) + sum(S$(ord(S) = SME), ebi(S,
   t)) =l= M * cmi(t);
2 I02(t)$ (ord(t) >= tini) .. sum(IDA$(ord(IDA) = PIDA), vg_MI(IDA, t))
   + sum(IDA$(ord(IDA) = PIDA), bg_MI(IDA, t)) + sum(S$(ord(S) = SME
   ), egi(S, t)) =l= M * (1 - cmi(t));

```

Finalmente, tendremos que definir una función objetivo que nos permita contabilizar el beneficio generado por la instalación, esta será la siguiente:

$$\sum_{s=0}^{SME} \sum_{ida=0}^{PIDA} \sum_{t=0}^T \Delta_t \cdot (vg_{t,ida}^{MI} + bg_{t,ida}^{MI} - gb_{t,ida}^{MI} - evi_t^s - ebi_t^s + egi_t^s) \cdot PMI_t^{ida} = z; \quad (2.23)$$

Tratándose de una subasta marginalista, la filosofía seguida es similar a la del Mercado Diario. La implementación en GAMS queda como sigue:

```

1 F02 .. sum((IDA, S, t)$ (ord(IDA) = PIDA and ord(S) = SME and ord(t)
   >= tini), Delta(t) * (vg_MI(IDA, t) + bg_MI(IDA, t) - gb_MI(IDA,
   t) - evi(S, t) - ebi(S, t) + egi(S, t)) * PMI(IDA, t)) =e= z;

```

2.4.4.3. Restricciones del Mercado Intradiario Continuo

El modelado del Mercado Intradiario Continuo sigue una lógica muy similar a la empleada para el Mercado Intradiario (sesiones IDA). Las variables necesarias para coordinar este mercado ya se han introducido previamente en los balances de energía, concretamente en las restricciones [2.18, 2.19 y 2.20].

No obstante, es necesario introducir dos restricciones adicionales para controlar la participación como generador o como consumidor dentro de este mercado. Estas restricciones son análogas a las ya planteadas para el Mercado Intradiario (ver restricciones [2.21] y [2.22]), y se expresan de la siguiente forma:

$$\sum_{R=0}^{PR} gb_{t,r}^{MC} + \sum_{s=0}^{SME} (evi_t^s + ebi_t^s) \leq M \cdot cmc_t \quad (2.24)$$

$$\sum_{R=0}^{PR} (vg_{t,r}^{MC} + bg_{t,r}^{MC}) + \sum_{s=0}^{SME} egi_t^s \leq M \cdot (1 - cmc_t) \quad (2.25)$$

Estas restricciones impiden, en cada periodo t , que el sistema actúe simultáneamente como generador y como consumidor, a través de la variable binaria cmc_t específica del Mercado Intradiario Continuo.

La implementación correspondiente en GAMS se expresa del siguiente modo:

```

1 C01(t)$ (ord(t) >= tini) .. sum(R$(ord(R) = PR), gb_MC(R, t)) + sum(S$
   (ord(S) = SME), evi(S, t)) + sum(S$(ord(S) = SME), ebi(S, t)) =1=
   M * cmc(t);
2 C02(t)$ (ord(t) >= tini) .. sum(R$(ord(R) = PR), vg_MC(R, t)) + sum(R$
   (ord(R) = PR), bg_MC(R, t)) + sum(S$(ord(S) = SME), egi(S, t)) =1=
   M * (1 - cmc(t));

```

La función objetivo será similar que en el caso anterior:

$$\sum_{s=0}^{SME} \sum_{r=0}^{PR} \sum_{t=0}^T \Delta_t \cdot (vg_{t,r}^{MC} + bg_{t,r}^{MC} - gb_{t,r}^{MC} - evi_t^s - ebi_t^s + egi_t^s) \cdot PMC_t^r = z; \quad (2.26)$$

La implementación en GAMS queda como sigue:

```

1 F03 .. sum((R, S, t)$ (ord(R) = PR and ord(S) = SME and ord(t) >=
   tini), Delta(t) * (vg_MC(R, t) + bg_MC(R, t) - gb_MC(R, t) - evi(
   S, t) - ebi(S, t) + egi(S, t)) * PMC(R, t)) =e= z;

```

2.4.5. Restricciones para la Reserva Secundaria

Para implementar los servicios de regulación de potencia, es necesario distinguir entre los tres tipos existentes en el sistema eléctrico español:

- **Reserva Primaria:** Es una corrección de potencia activa realizada a nivel de generador. Actúa de manera inmediata frente a las fluctuaciones de frecuencia de la red mediante un bucle cerrado, regulando la potencia activa para devolver la frecuencia a la consigna de 50 Hz.

Se trata de una regulación obligatoria y no remunerada que todos los generadores deben proporcionar. Por esta razón, no se incluye en los modelos de negocio considerados en este trabajo.

- **Reserva Secundaria:** Está compuesta por centrales que pueden conectarse en un plazo de 20 segundos a 15 minutos. Su función es regular la frecuencia, liberando a la reserva primaria tras estabilizar la red.

Este servicio sí es remunerado y permite la participación de baterías y centrales fotovoltaicas, aunque estas últimas solo pueden ofertar capacidad de bajada. La remuneración se divide en dos componentes:

1. **Disponibilidad:** Pago por la banda de regulación comprometida.
2. **Utilización neta:** Pago por la energía finalmente entregada o absorbida.

En este modelo solo se considera la participación de las baterías (BESS), ya que pueden ofertar tanto subida como bajada, y únicamente se implementa la remuneración por disponibilidad. La utilización neta depende de las solicitudes del Operador del Sistema, siendo por tanto una variable aleatoria que no puede preverse en la planificación operativa.

- **Reserva Terciaria** Esta reserva complementa a la secundaria y se activa a partir de los 15 minutos. Se negocia en un mercado marginalista para minimizar el coste. Dado su carácter similar al de los mercados ya modelados, no se incluye en este trabajo.

A continuación, se detallan las restricciones correspondientes al mecanismo de capacidad de la Reserva Secundaria. Estas se basan en garantizar que la batería dispone del estado de carga suficiente (para inyectar) o espacio libre (para absorber potencia), durante el tiempo máximo de activación, modelado mediante el parámetro ΔR . Las restricciones se expresan así:

$$soc_{ini} \geq r_{s_t} \cdot \Delta R \quad (2.27)$$

$$soc_t \geq r_{s_t} \cdot \Delta R \quad (2.28)$$

$$soc_{ini} \leq B - r_{b_t} \cdot \Delta R \quad (2.29)$$

$$soc_t \leq B - r_{b_t} \cdot \Delta R \quad (2.30)$$

$$(2.31)$$

Las restricciones [2.27 y 2.29] aplican al primer periodo de análisis ($t = t_{ini}$), mientras que [2.28 y 2.30] afectan a los periodos $t > t_{ini}$.



Figura 2.9: Capacidad comprometida para la Reserva Secundaria

Comprender como operan resulta sencillo, las dos primeras restricciones controlan la reserva de carga para la potencia que debemos surtir en el caso que nos soliciten una inyección de potencia, una "Subida", el tiempo máximo que debemos mantener esta potencia es un cuarto de hora, valor asignado a través del parámetro ΔR , es decir, nos ponemos en la peor de las condiciones. Las dos restricciones restantes controlan la misma condición pero para el caso de "Bajada", en este caso deberemos solicitar potencia a la red, y por lo tanto, deberemos asegurarnos que hay "Hueco" en la batería para poder dar cabida a esta carga.

La implementación en GAMS quedaría definida bajo las siguientes expresiones:

```

1  A01(t)$(ord(t) = tini) .. socini =g= rs(t) * DeltaR;
2  A02(t)$(ord(t) > tini) .. soc(t-1) =g= rs(t) * DeltaR;
3
4  A03(t)$(ord(t) = tini) .. socini =l= (B - sum(u, Bu(t, u) * xu(u))) -
   rb(t) * DeltaR;
5  A04(t)$(ord(t) > tini) .. soc(t-1) =l= (B - sum(u, Bu(t, u) * xu(u)))
   - rb(t) * DeltaR;

```

Estas restricciones garantizan la viabilidad energética de ofrecer la reserva. A continuación, se incorporan las limitaciones de potencia instantánea, es decir, el C-Rate de la batería, considerando la potencia reservada para subida rs_t y bajada rb_t :

$$bg_t + rs_t \leq \alpha_D \cdot B \quad (2.32)$$

$$gb_t + vb_t + rb_t \leq \alpha_C \cdot B \quad (2.33)$$

Estas condiciones aseguran que la suma de la potencia operativa y la reserva no exceda la capacidad nominal de carga/descarga del sistema. Se implementan en GAMS como sigue:

```

1  A05(t)$(ord(t) >= tini) .. bg(t) + rs(t) =l= ALPHA_D * (B - sum(u, Bu
   (t, u) * xu(u)));
2  A06(t)$(ord(t) >= tini) .. bg(t) + rs(t) =l= M * cr(t);
3  A07(t)$(ord(t) >= tini) .. gb(t) + vb(t) + rb(t) =l= ALPHA_C * (B -
   sum(u, Bu(t, u) * xu(u)));
4  A08(t)$(ord(t) >= tini) .. gb(t) + vb(t) + rb(t) =l= M * (1 - cr(t));

```

Por último, es necesario evitar que una instalación participe simultáneamente en las bandas de subida y bajada. Para ello, se introduce una variable binaria cr_t y un valor mínimo de potencia R_{smin} para acceder a las bandas:

$$rs_t \geq R_{smin} \cdot cr_t \quad (2.34)$$

$$rb_t \geq R_{smin} \cdot (1 - cr_t) \quad (2.35)$$

Implementación en GAMS:

```

1  A09(t)$(ord(t) >= tini) .. rs(t) =g= Rmin * cr(t);
2  A10(t)$(ord(t) >= tini) .. rb(t) =g= Rmin * (1 - cr(t));

```

Finalmente, se incorpora la remuneración asociada a la disponibilidad en la función objetivo del Mercado Diario. La expresión en GAMS se actualiza como sigue:

```

1  F01 .. sum(t, Delta(t) * (vg(t) + bg(t) - gb(t)) * PMD(t)) + sum(t$(
   ord(t) >= tini), DeltaR * (rb(t) * Data(t, 'PRB') + rs(t) * Data(
   t, 'PRS'))) =e= z;

```

2.4.6. Restricciones para el Alquiler de Batería

En el caso de los mercados eléctricos y servicios de soporte a la red, hemos modelado mecanismos que existen actualmente en la realidad. Sin embargo, para el caso del **alquiler de batería**, debemos diseñar un mecanismo nuevo. Por ello, partimos de una serie de consideraciones iniciales que definen su comportamiento:

1. El mecanismo permite únicamente el **alquiler de capacidad de almacenamiento**. Si un usuario externo requiere mayor potencia de carga/descarga, el sistema traduce esta necesidad en una mayor capacidad alquilada, respetando se esta forma el "C-Rate".
2. Solo se considera la **capacidad alquilada**, es decir, se alquila una fracción de capacidad de almacenamiento sin energía asociada. El usuario será responsable de cargar dicha capacidad y descargarla antes de que finalice el periodo de alquiler.
3. El alquiler se define como una capacidad fija durante un periodo determinado, junto con un precio por hora de alquiler.
4. El modelado reduce de manera dinámica la capacidad operativa del BESS disponible para el sistema principal. No obstante, **no se controla el perfil de carga/descarga del usuario externo**, ya que esta programación es decidida por dicho usuario y no se comunica para la optimización.

Bajo estas premisas, **no es necesario introducir nuevas restricciones**, sino que únicamente se modifica la definición del parámetro B , que representa la capacidad física total de la batería, de la siguiente forma:

$$B - \sum_{u=0}^U Bu(t, u) \cdot xu_u \quad (2.36)$$

Aquí, la variable de decisión xu_u toma un valor comprendido entre 0 y 1, simulando un porcentaje de aceptación de la capacidad total ofertada para alquiler por parte del usuario u . Si una fracción de la capacidad ofertada es aceptada, la capacidad efectiva que puede utilizar el modelo de optimización se ve reducida.

Esta nueva definición del parámetro se incorpora en todas las restricciones que dependen de la capacidad del BESS. En particular, en las restricciones que involucran variables binarias y requieren multiplicaciones con B , las expresiones se desdoblan utilizando el parámetro *Big-M* para mantener la lógica de la formulación binaria.

Por último, se debe modificar la función objetivo del Mercado Diario, ya que el alquiler de batería se planifica y resuelve conjuntamente con este mercado, y su solución queda fijada. La nueva función objetivo queda definida como:

```

1 1 .. sum(t$(ord(t) >= tini), Delta(t) * (vg(t) + bg(t) - gb(t)) * PMD(t
    )) + sum(t$(ord(t) >= tini), DeltaR * (rb(t) * Data(t, 'PRB') + rs(
    t) * Data(t, 'PRS'))) + sum((t, u)$(ord(t) >= tini), Bu(t, u) * xu(
    u) * PAu(u)) =e= z;

```

En esta última expresión, se ha añadido un nuevo término que representa los ingresos obtenidos por el alquiler de capacidad a terceros, mediante el producto entre la capacidad alquilada $Bu(t, u)$, la aceptación $xu(u)$ y el precio ofertado $PAu(u)$.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Capítulo 3

Casos de estudio



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Habiendo desarrollado el modelo matemático en el capítulo anterior, en el presente capítulo definiremos las situaciones prácticas para evaluar su comportamiento.

Se emplearán datos reales de precios y generación correspondientes al año 2024, analizando un periodo de operación completo. El estudio comparará las dos tipologías de plantas:

- Sistemas *stand-alone*.
- Sistemas híbridos.

Para cada tipología se considerarán tres escenarios de negocio:

1. Participación exclusiva en mercados diarios e intradiarios.
2. Participación en mercados y en servicios de regulación secundaria.
3. Participación en mercados, servicios de regulación y alquiler de capacidad.

Los escenarios serán idénticos para ambas tipologías. A continuación, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad sobre la tasa de carga/descarga (*C-Rate*) y la relación PV/BESS; este último análisis se aplicará únicamente al modelo de planta híbrida.

3.1. Parámetros generales del modelo

Existen una serie de parámetros comunes a todos los casos de estudio que no varían a lo largo del análisis. El único parámetro de tiempo considerado es:

Parámetro	Valor
Δt	1 hora

Tabla 31: Parámetro de discretización temporal

A continuación, se aclara el alcance de Δt . Este parámetro representa el intervalo de tiempo entre cada sesión de mercado y de alquiler de capacidad de batería.

Desde el 28 de febrero de 2025, la CNMC aprobó la Resolución BOE-A-2025-4908, que habilita la negociación en intervalos de 15 minutos (MTU15) en los mercados eléctrico [40]. La entrada en vigor de este esquema comenzó el 18 de marzo de 2025 con la Instrucción 1/2025 de OMIE, que implantó las subastas intradiarias cuarto-horarias, si bien el mercado diario continuó operando de forma horaria [41]. Por su parte, OMIE anunció la extensión de los productos MTU15 al mercado diario a partir del 11 de junio de 2025 [42].

Dado que los datos históricos utilizados en este estudio corresponden al año 2024, anterior a la adopción de los mercados cuarto-horarios, se mantendrá un análisis con $\Delta t = 1$ h para todas las sesiones de mercado y alquiler de batería. No obstante, el modelo es fácilmente extensible a intervalos de 15 min modificando $\Delta t = 0,25$, ajustando los conjuntos temporales y asignando los parámetros correspondientes a cada cuarto de hora.

3.2. Factor de potencia PV

Se presentarán diferentes casos de estudio en los que variará la presencia de generación fotovoltaica y la potencia instalada. Por esta razón, no se incluyen curvas de producción en unidades físicas. En su lugar, se muestran las curvas del Factor de Potencia Disponible para la Generación PV, PVA_t , que es un valor adimensional con rango de 0 a 1. De esta forma, podemos analizar de manera general el comportamiento de la producción PV en nuestro estudio.

A continuación se presenta una tabla con los valores representativos de PVA_t para todo el año de estudio y para un día promedio:

Dato	Anual	Perfil
Mínimo	0.010	0.001
Máximo	0.990	0.768
Media	0.475	0.387
Desviación	0.286	0.300

Tabla 3.2: Valores característicos del parámetro PVA_t

Los valores del Factor de Potencia Disponible se han obtenido directamente desde la herramienta PVGIS de la Unión Europea [43], empleando su API. Se descargaron los datos anuales en MATLAB mediante el siguiente código:

```

1 epoint = 'https://re.jrc.ec.europa.eu/api/seriescalc?';
2
3 param = ['lat=', num2str(lat), ...
4         '&lon=', num2str(lon), ...
5         '&usehorizon=', num2str(usehorizon), ...
6         '&startyear=', num2str(startyear), ...
7         '&endyear=', num2str(endyear), ...
8         '&pvcalculation=', num2str(pvcalculation), ...
9         '&peakpower=', num2str(peakpower), ...
10        '&loss=', num2str(loss), ...
11        '&optimalinclination=', num2str(optimalinclination), ...
12        '&optimalangles=', num2str(optimalangles), ...
13        '&outputformat=', outputformat];
14
15 solicitud = [epoint, param];
16

```

```
17 opt = weboptions('Timeout', 60);  
18 data = webread(solicitud, opt);
```

Sin embargo, a fecha de redacción de este trabajo, el último año disponible en la base de datos de PVGIS es 2023. Dado que los precios usados corresponden a 2024, utilizaremos los datos de PVGIS de 2023 como si fueran de 2024. Al tratarse de un año bisiesto, el día 29 de febrero tomará los valores del 28 de febrero.

A continuación se muestra la curva de PVA_t para cada día del año de estudio. Se grafican los valores mínimos, máximos y la media diaria, habiendo eliminado los valores nocturnos (cero):

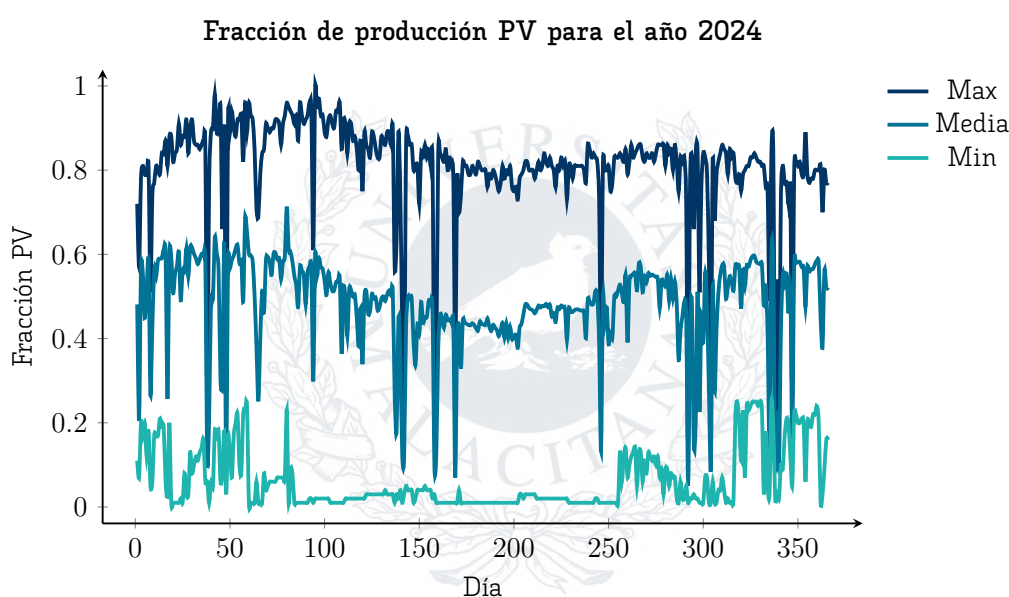


Figura 3.1: Factor de producción PV anual

En la figura [3.1] se observa que los valores mínimos corresponden a las primeras y últimas horas de cada día (inicio y fin de la producción diurna), mientras que los valores máximos indican el pico de producción. El promedio diario refleja el comportamiento estacional de la generación: un periodo de mayor producción en primavera, una ligera caída en verano a causa de las altas temperaturas, un repunte inicial en otoño y un descenso al final del año debido a la reducción de horas solares.

El siguiente gráfico muestra la fracción de producción PV promedio para cada mes del año:

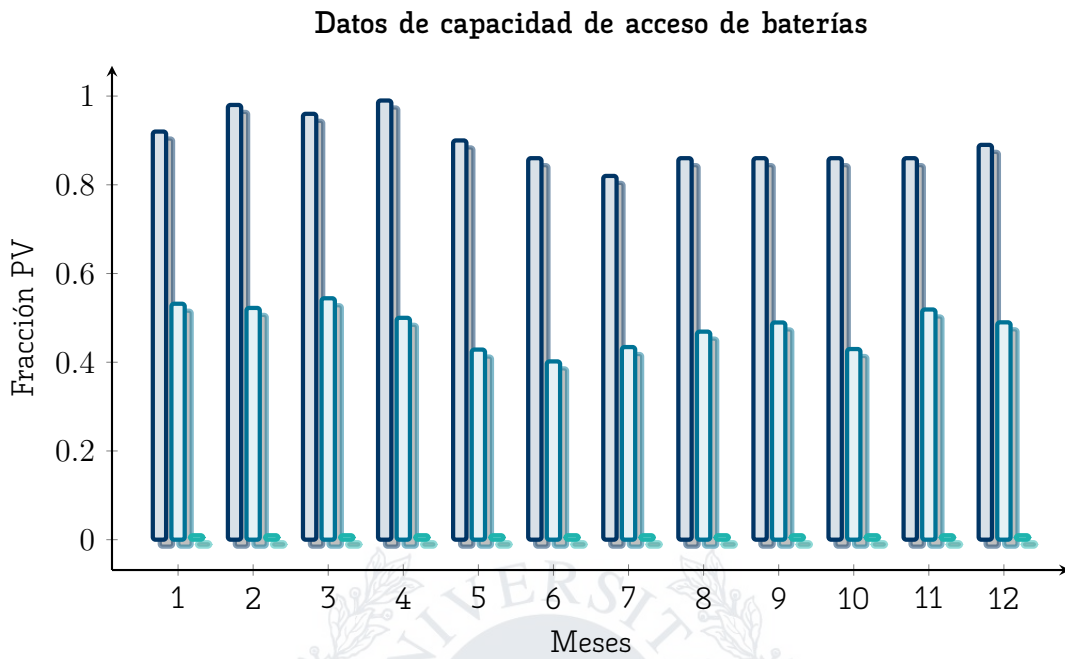


Figura 3.2: Factor de producción PV mensual

Finalmente, para ilustrar el comportamiento diario, se presenta el perfil de PVA_t en un día promedio:

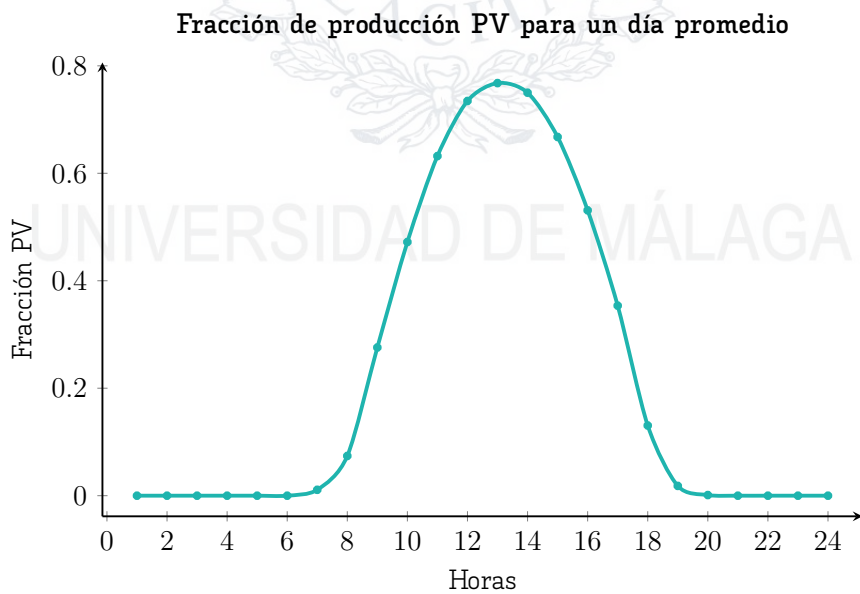


Figura 3.3: Factor de producción PV para un día promedio

3.3. Precio de las Sesiones del Mercado Diario

Uno de los parámetros objeto de estudio más relevantes en el presente trabajo son los precios de casación en cada mercado, ya que representan uno de los modelos de negocio que se analizará. Comenzamos por el mercado diario, que consiste en una única subasta diaria a las 12:00 h para el día siguiente.

Los parámetros representativos de este mercado para el año completo y para un día promedio son:

Dato	Anual [€/MWh]	Perfil [€/MWh]
Mínimo	-2.00	3760
Máximo	193.00	94.51
Media	62.82	62.82
Desviación	46.03	17.22

Tabla 3.3: Valores característicos del Mercado Diario

Estos valores se han obtenido de manera similar a los datos de PVGIS, pero empleando la API de Redes Energéticas Nacionales (REN) [44], el operador portugués. En la península ibérica el único operador del mercado es OMIE, que no ofrece una API pública. Por ello, utilizamos la API de REN, que proporciona los precios para España y Portugal, y luego extraemos únicamente los datos correspondientes a España.

A continuación, se muestra la evolución diaria de los precios de casación durante 2024:

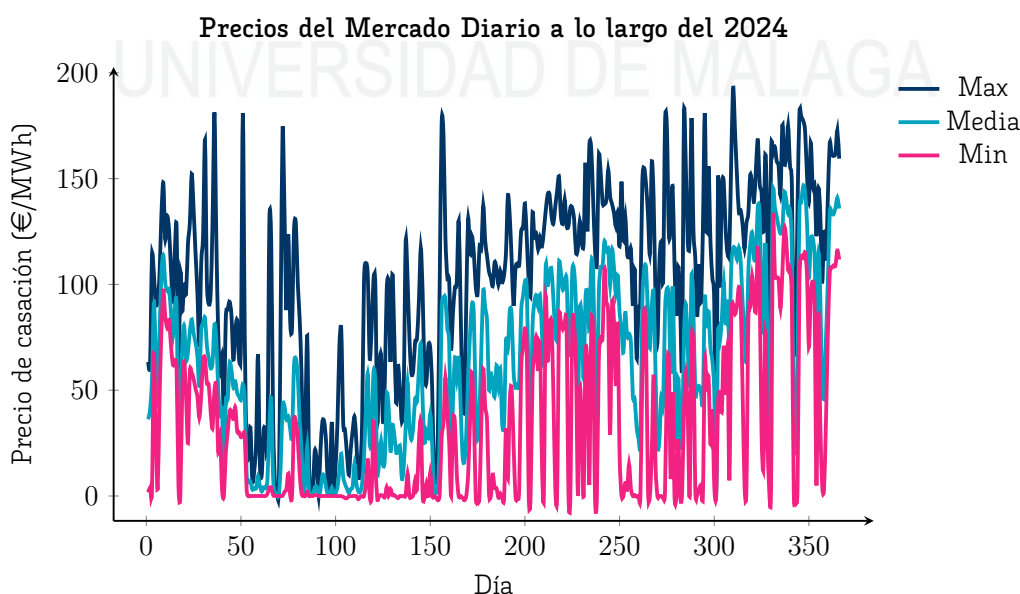


Figura 34: Precios de casación del Mercado Diario para el 2024

Debido a la elevada variabilidad de precios en el mercado eléctrico, el análisis diario puede resultar complejo. Una visión más clara se obtiene con el gráfico de barras mensual, Figura [35], donde se observa la evolución de los valores promedio, máximos y mínimos:

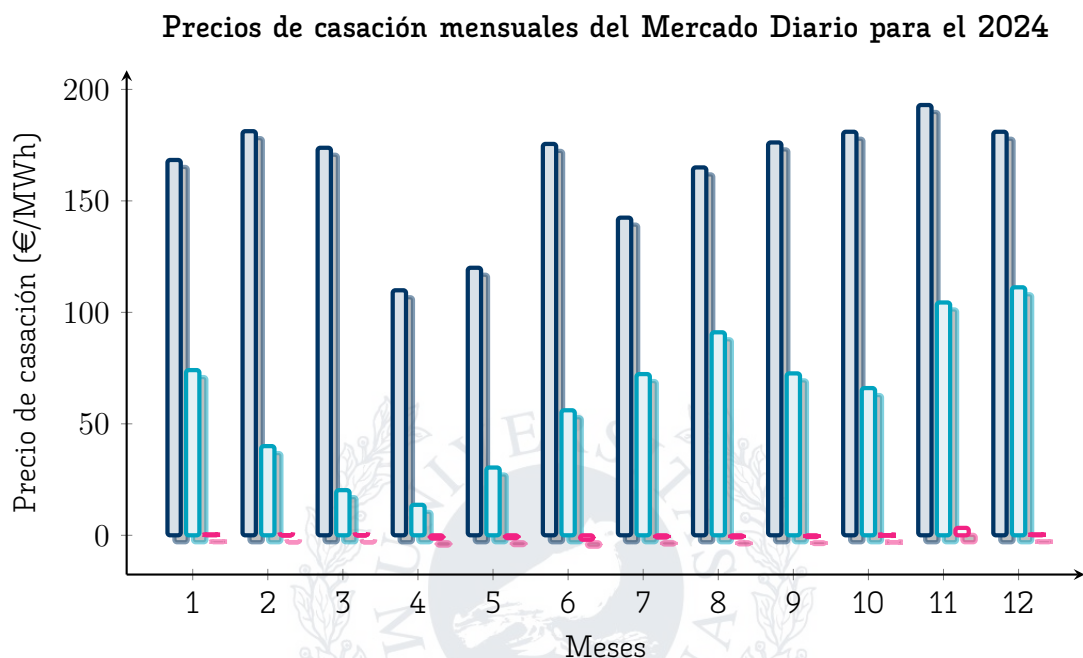


Figura 35: Precios de casación mensual del Mercado Diario para el 2024

En este caso, el precio promedio mensual resulta más representativo que los valores extremos. Observando la media mensual, se aprecia cómo los precios descienden desde principios de año hasta la primavera, cuando la mayor aportación renovable (especialmente solar fotovoltaica) reduce el precio de casación. Hacia los meses de verano, el calor incrementa la demanda de energía por refrigeración, provocando un aumento de los precios diarios. A continuación, en otoño, los precios caen ligeramente, para volver a subir en invierno debido a la mayor demanda por calefacción.

Por último, presentamos el perfil de precios del mercado diario para un día promedio de operación, Figura [36], que muestra la curva de 24 horas:

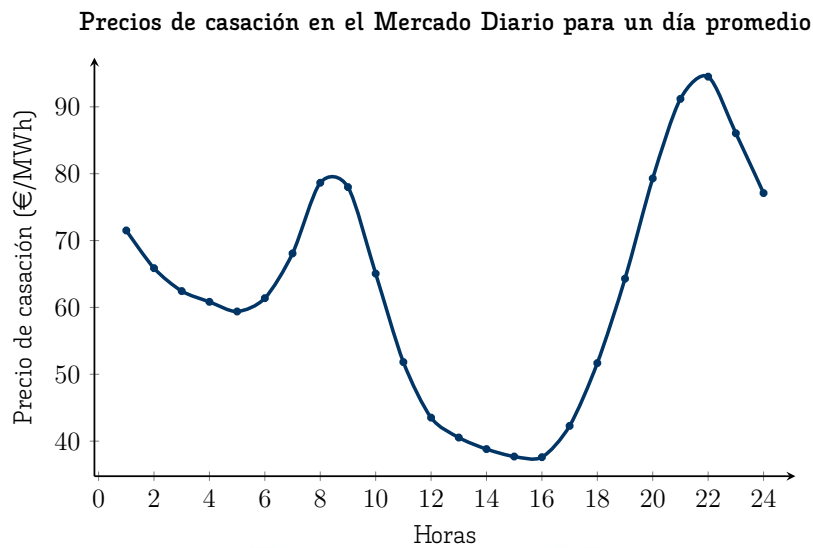


Figura 36: Precios de casación en el Mercado Diario para un día promedio

La Figura [36] presenta la conocida "Curva del Pato". Durante la noche, los precios caen al reducirse la demanda. Al amanecer, la demanda crece y los precios suben hasta alcanzar un pico matutino. Con la entrada de la solar, el precio desciende rápidamente. Posteriormente, al caer la producción solar, se produce la "rampa" de media tarde, que dispara los precios hasta el segundo pico vespertino, coincidente con la hora de retorno y cena. Finalmente, los precios descienden por las mismas razones del inicio del periodo nocturno.

Para ilustrar mejor esta dinámica, podemos superponer la curva de producción PVA_t , Figura [33] con la curva de precios del día promedio, Figura [36], obteniendo la comparación de generación PV frente a precios de mercado, Figura [37]:

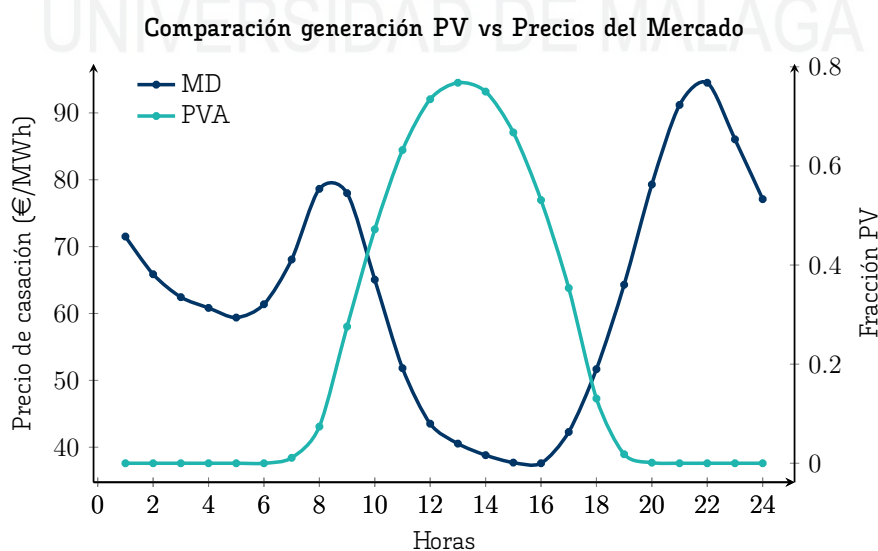


Figura 37: Comparación generación PV vs Precios del Mercado

3.4. Precio de las Sesiones del Mercado Intradiario

El Mercado Intradiario presenta una condición especial: consta de tres sesiones, denominadas IDA1, IDA2 e IDA3. A continuación se muestran los valores más representativos para cada sesión:

Dato	Sesión IDA 1		Sesión IDA 2		Sesión IDA 3	
	Anual €/MWh	Perfil €/MWh	Anual €/MWh	Perfil €/MWh	Anual €/MWh	Perfil €/MWh
Mínimo	-2000	3644	-21.01	38.63	-22.30	38.11
Máximo	195.00	93.74	209.07	92.81	213.69	92.83
Media	87.50	62.00	94.03	62.48	30.72	61.44
Desviación	44.06	17.28	48.11	16.40	46.05	21.86

Tabla 34: Valores característicos del Mercado Intradiario (IDA)

Para obtener estos datos se ha seguido un procedimiento distinto al utilizado para los mercados diario y PVGIS. Se descargan automáticamente los archivos de OMIE desde MATLAB, que busca, descarga y guarda los archivos disponibles para cada sesión IDA [45]. El fragmento de código empleado es:

```

1 epoint = 'https://www.omie.es/es/file-download?';
2 param = ['parents=', parent, ...
3         '&filename=', filename, '_', ...
4         datestr(dates(i), 'yyyymmdd'), '0', ...
5         num2str(ida), '.1'];
6
7 url = [epoint, param];
8
9 opt = weboptions('ContentType', 'text');
10 read = webread(url, opt);
11
12 path = [folder, '/', ...
13        filename, '_', datestr(dates(i), 'yyyymmdd'), ...
14        '_0', num2str(ida), '.txt'];
15 file = fopen(path, 'wt');
16 fprintf(file, read);
17 fclose(file);

```

Los archivos descargados se procesan posteriormente para calcular los valores anuales y mensuales, que se presentan a continuación.

A continuación se muestran las gráficas de precios de casación para cada sesión IDA a lo largo del año 2024:

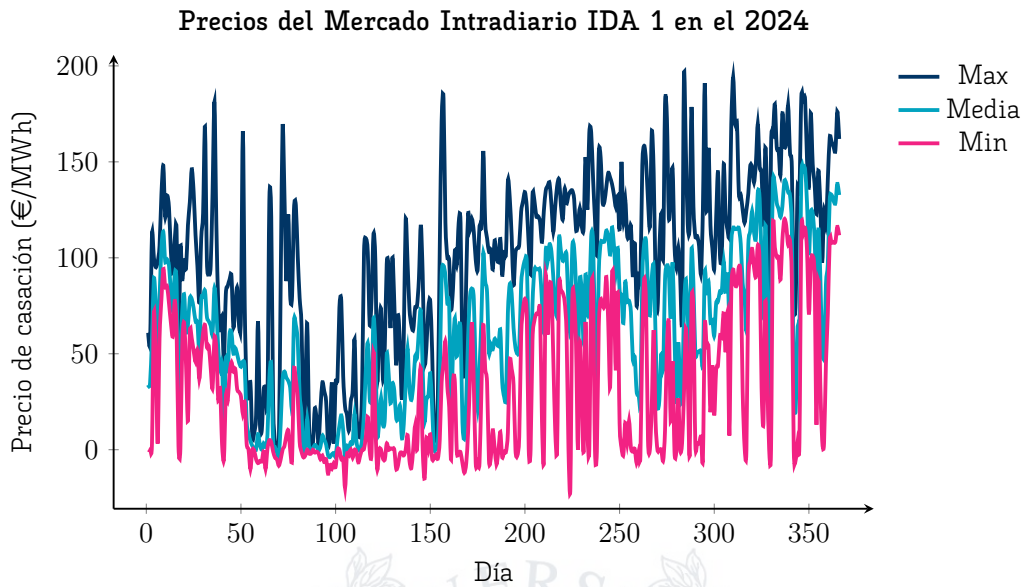


Figura 38: Precios del Mercado Intradiario IDA 1 en el 2024

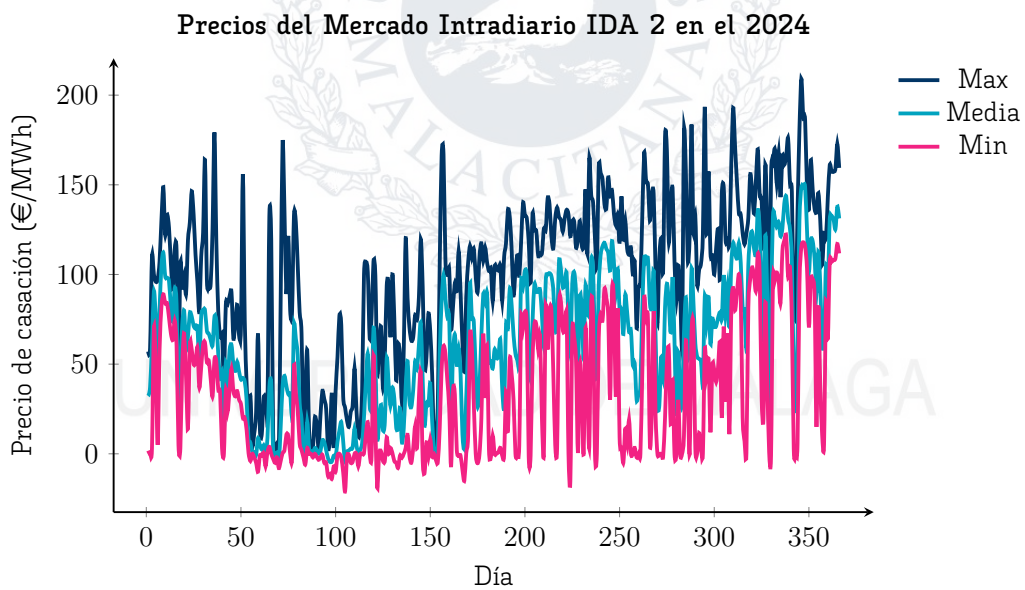


Figura 39: Precios del Mercado Intradiario IDA 2 en el 2024

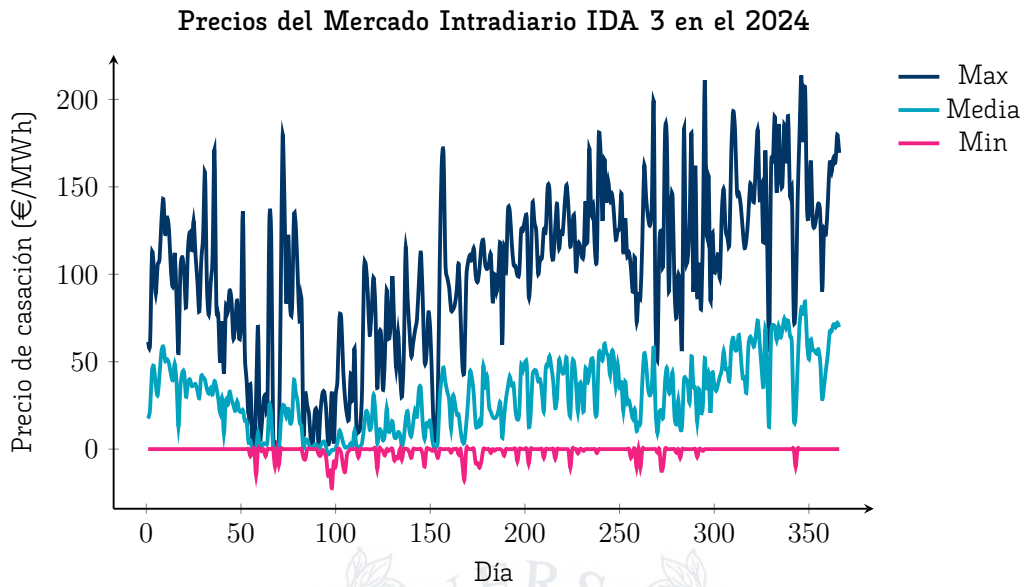


Figura 3.10: Precios del Mercado Intradiario IDA 3 en el 2024

Observamos un comportamiento muy similar entre los resultados de los mercados, además, estos son a su vez similares a los resultados obtenidos para el Mercado Diario, analizado en la sección anterior.

A continuación se presentan los gráficos de barras mensuales para cada sesión IDA, que facilitan la interpretación de las tendencias de precios:

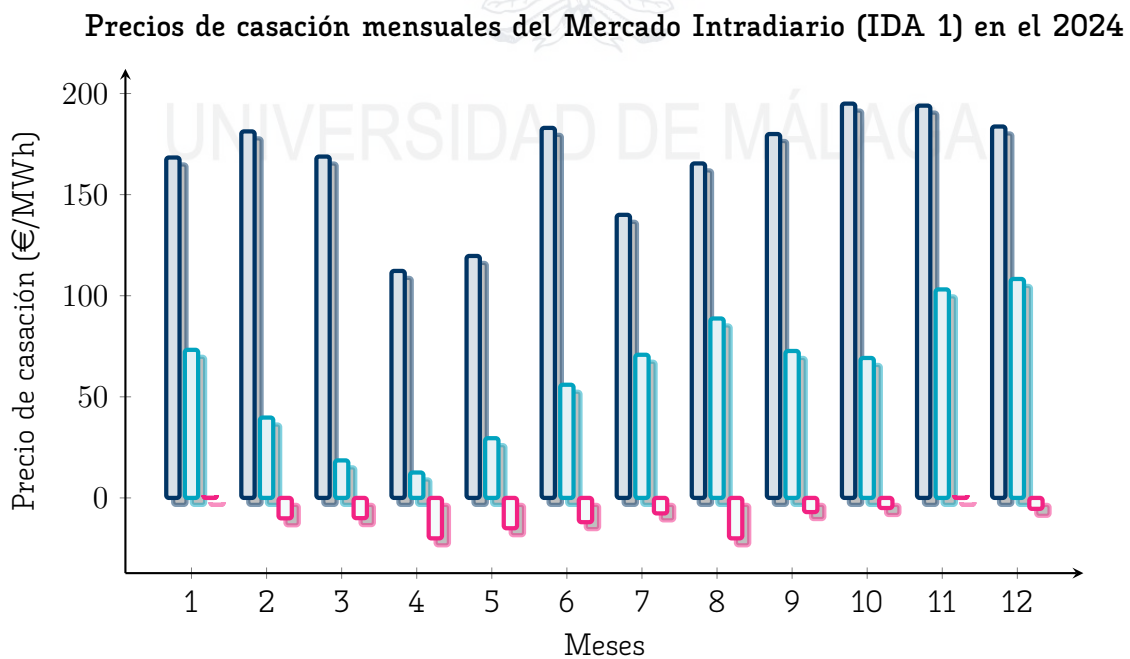


Figura 3.11: Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 1) en el 2024

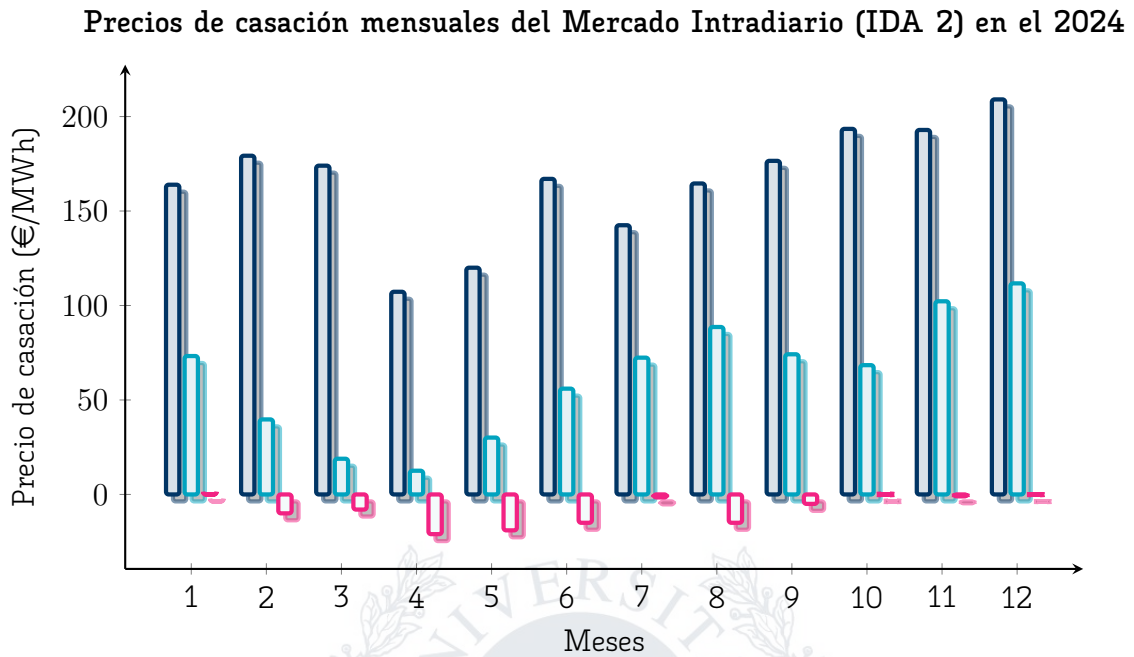


Figura 3.12: Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 2) en el 2024

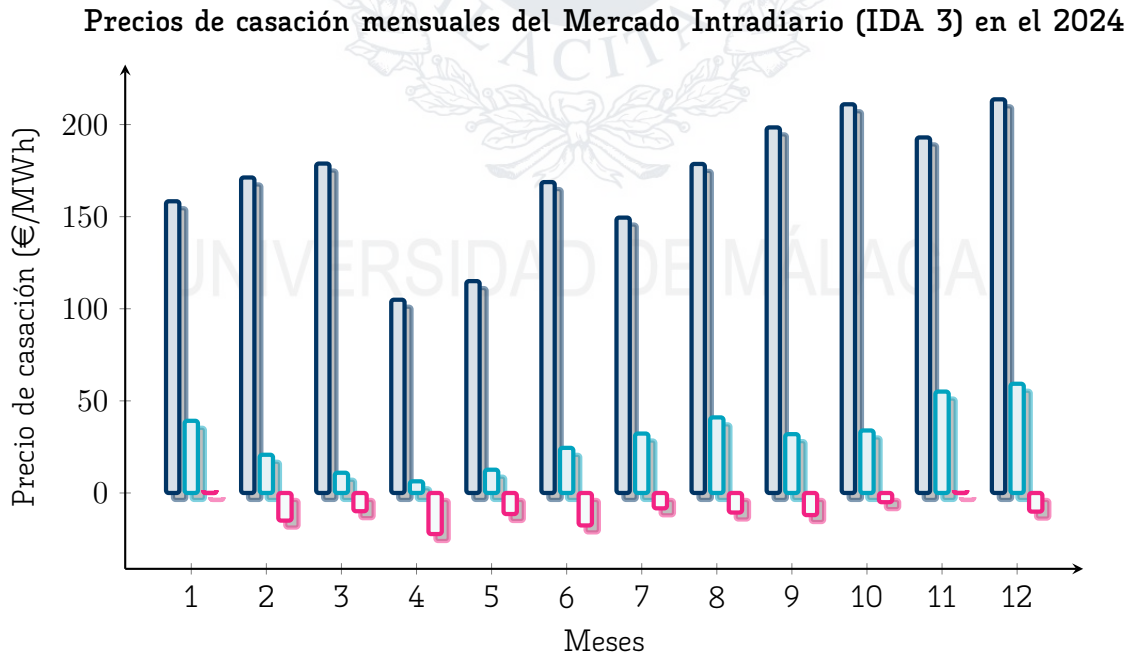


Figura 3.13: Precios de casación mensuales del Mercado Intradiario (IDA 3) en el 2024

A continuación se presentan los perfiles de precios del mercado intradiario para un día promedio, comparando las tres sesiones IDA:

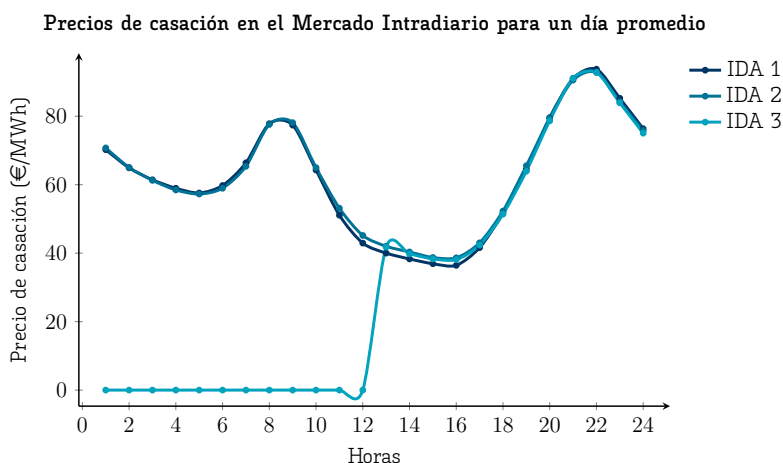


Figura 3.14: Precios de casación en el Mercado Intradiario para un día promedio

Se observa un comportamiento muy similar entre las tres sesiones del Mercado Intradiario. La sesión IDA 1, al abrirse con mayor antelación respecto al momento de entrega de potencia, suele presentar precios ligeramente inferiores en la mayor parte del día, aunque la diferencia es marginal fuera de las horas de generación solar. Cabe recordar que la sesión IDA 3 solo oferta hasta las 12:00 h del día de entrega, por lo que toma valores nulos hasta esa hora. Por lo demás, se aprecia la misma Curva del Pato descrita para el Mercado Diario.

3.5. Precio de las Sesiones del Mercado Intradiario Continuo

El Mercado Intradiario Continuo presenta una diferencia fundamental respecto a los mercados diarios e intradiarios por sesiones: se trata de un mercado XBID, por lo que no existe un único precio de casación. En su lugar, disponemos de un precio mínimo, un precio máximo y un precio promedio. Estos valores se emplean en el código GAMS para calcular in situ un precio para cada hora. Los valores más representativos de estas curvas de mínimos, promedios y máximos son los siguientes:

Dato	Mínimo		Promedio		Máximo	
	Anual €/MWh	Perfil €/MWh	Anual €/MWh	Perfil €/MWh	Anual €/MWh	Perfil €/MWh
Mínimo	-537.72	18.30	-56.72	36.81	-641	52.96
Máximo	181.37	7392	19790	91.68	45000	11140
Media	44.25	44.25	61.14	61.14	7795	7795
Desviación	4743	1692	4563	1662	4880	1744

Tabla 3.5: Valores característicos del Mercado Intradiario Continuo

Para la obtención de estos valores se ha vuelto a recurrir a OMIE [46], aplicando el mismo procedimiento descrito anteriormente para descargar los archivos de datos. A continuación se presentan las curvas anuales correspondientes a los valores mínimos, promedios y máximos:

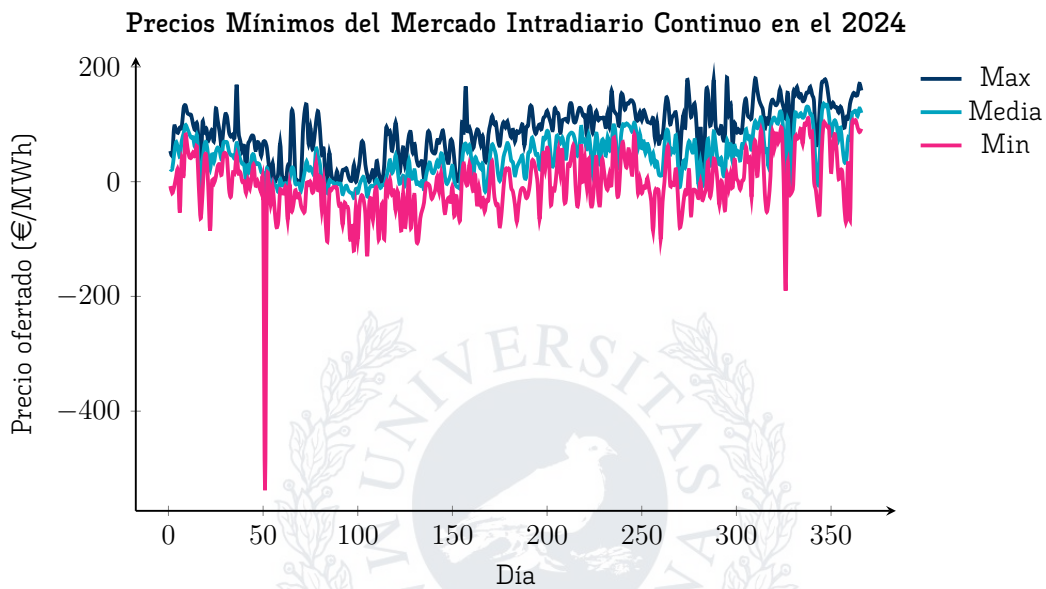


Figura 3.15: Precios Mínimos del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

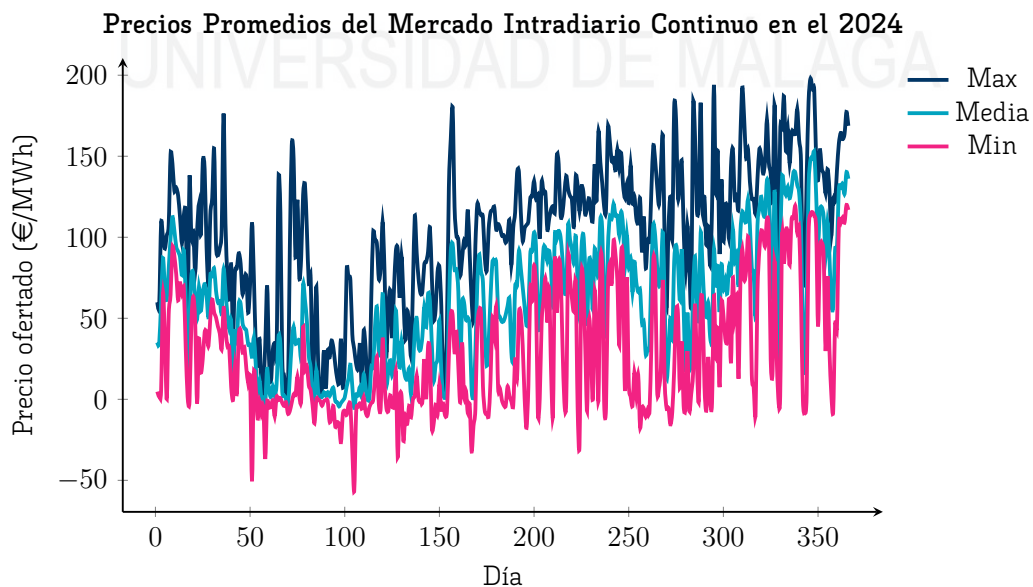


Figura 3.16: Precios Promedios del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

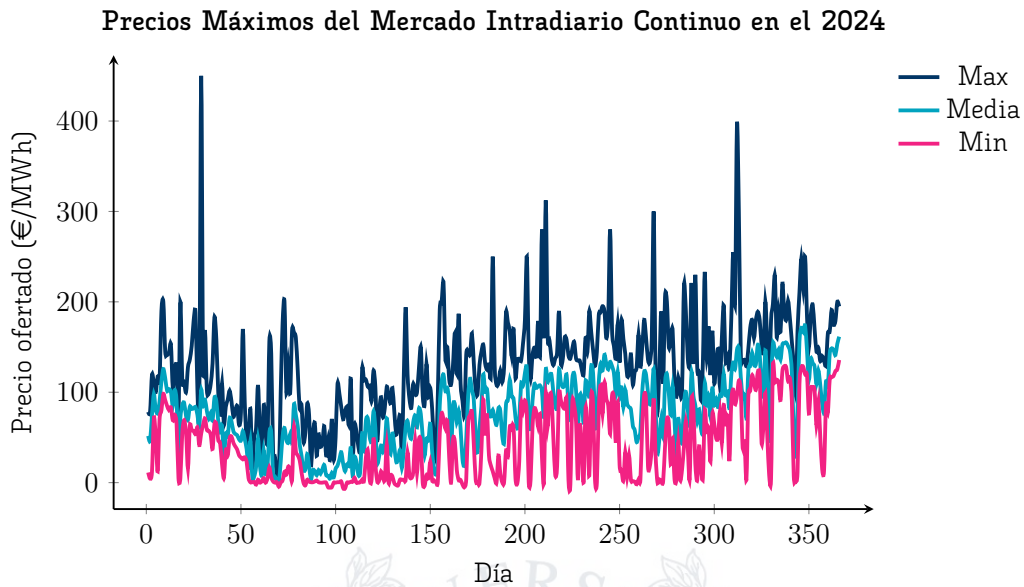


Figura 3.17: Precios Máximos del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

Resulta interesante comparar las tres curvas promedio (promedio de los valores mínimos, promedios y máximos de cada día). En la siguiente gráfica se presenta dicho comportamiento:

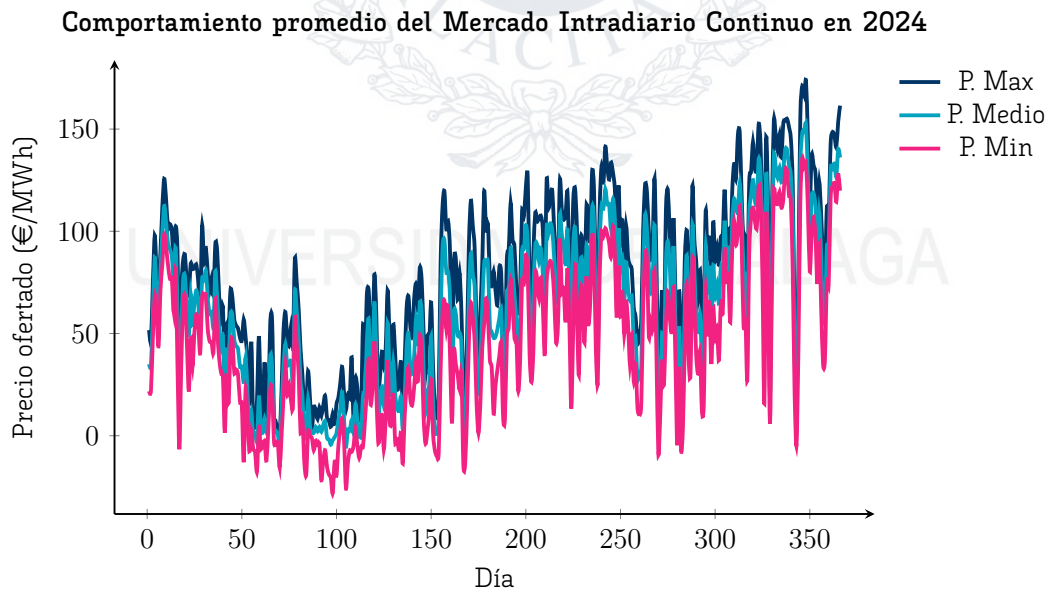


Figura 3.18: Comportamiento promedio del Mercado Intradiario Continuo en 2024

En general, se repite la tendencia observada en los mercados anteriores, aunque con mayor amplitud entre los valores mínimo y máximo. Al igual que antes, los precios disminuyen hacia la primavera por la mayor aportación renovable y aumentan en verano debido al incremento de la demanda por refrigeración. Posteriormente, descienden en

otoño y vuelven a subir en invierno, cuando la demanda por calefacción incrementa los precios.

A continuación se presenta el promedio mensual de cada curva para el año 2024:

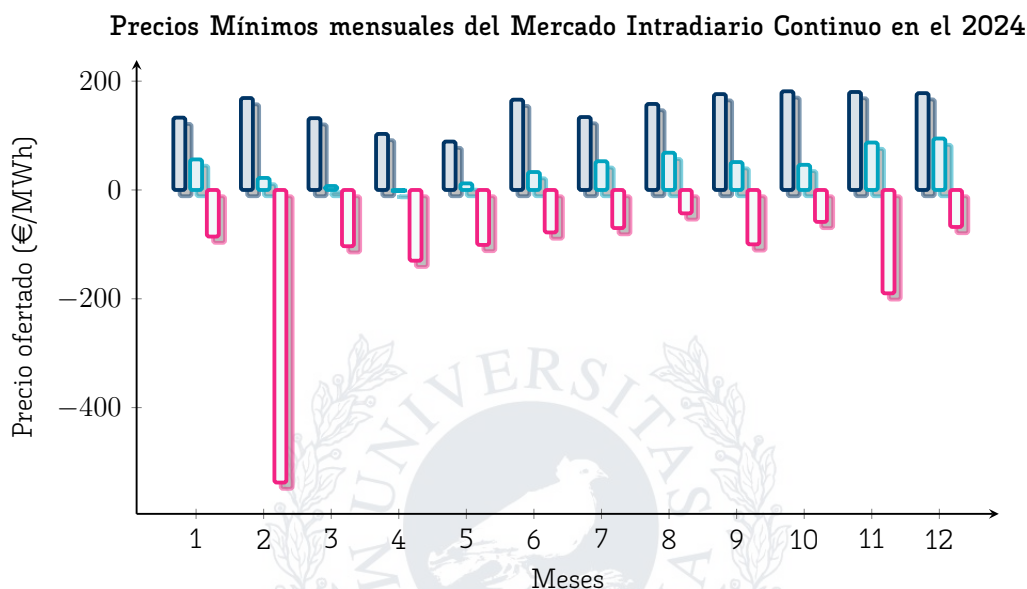


Figura 3.19: Precios Mínimos mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

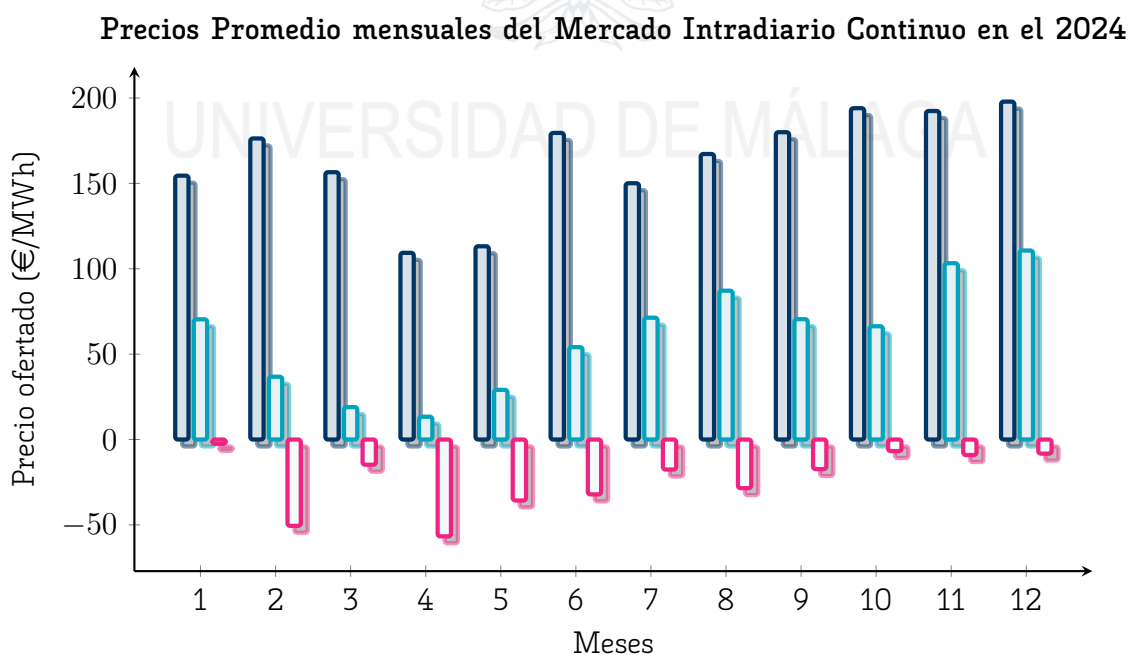


Figura 3.20: Precios Promedio mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

Precios Máximo mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

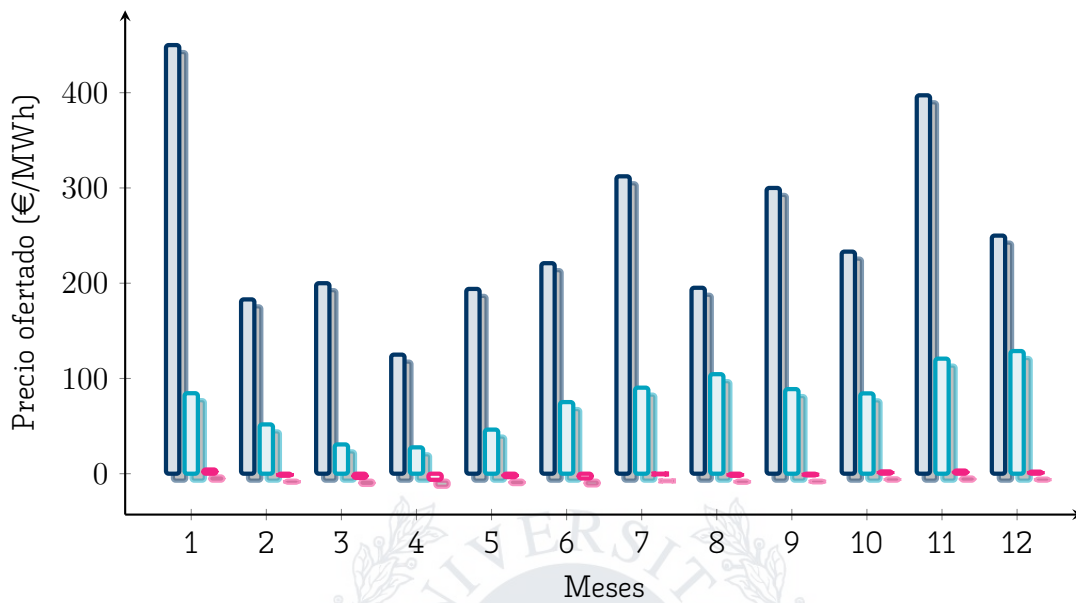


Figura 321: Precios Máximo mensuales del Mercado Intradiario Continuo en el 2024

Al igual que en el caso anterior, resulta más representativo analizar el comportamiento para los casos promedio de cada una de las tres curvas:

Comportamiento promedio mensual del Mercado Intradiario Continuo en 2024

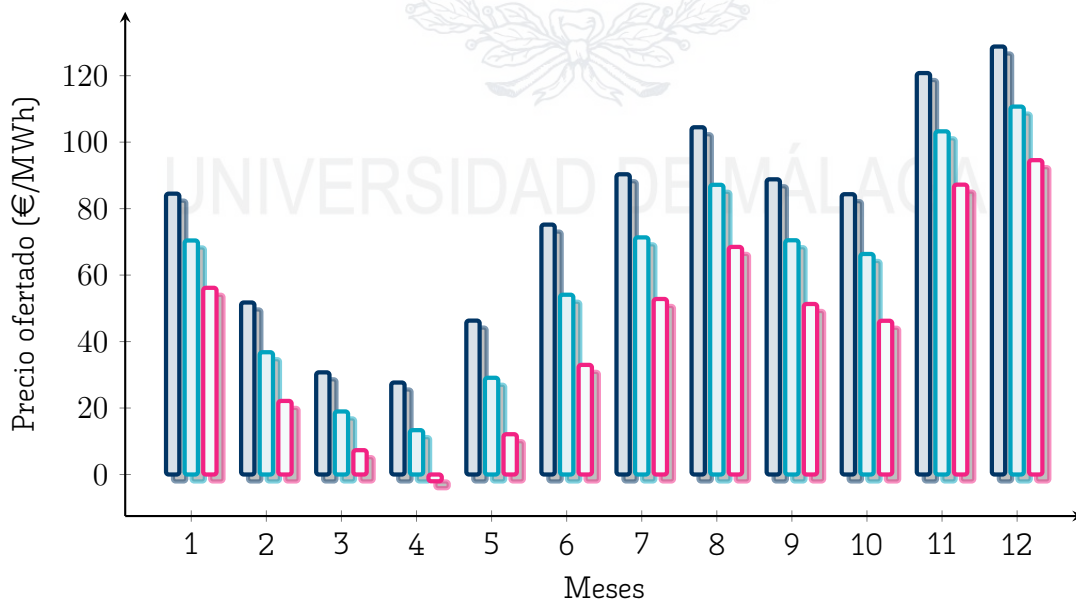


Figura 322: Comportamiento promedio mensual del Mercado Intradiario Continuo en 2024

Finalmente, se presenta el perfil promedio diario de precios para el Mercado Intradiario Continuo en 2024, comparando las tres curvas (mínimo, promedio y máximo):

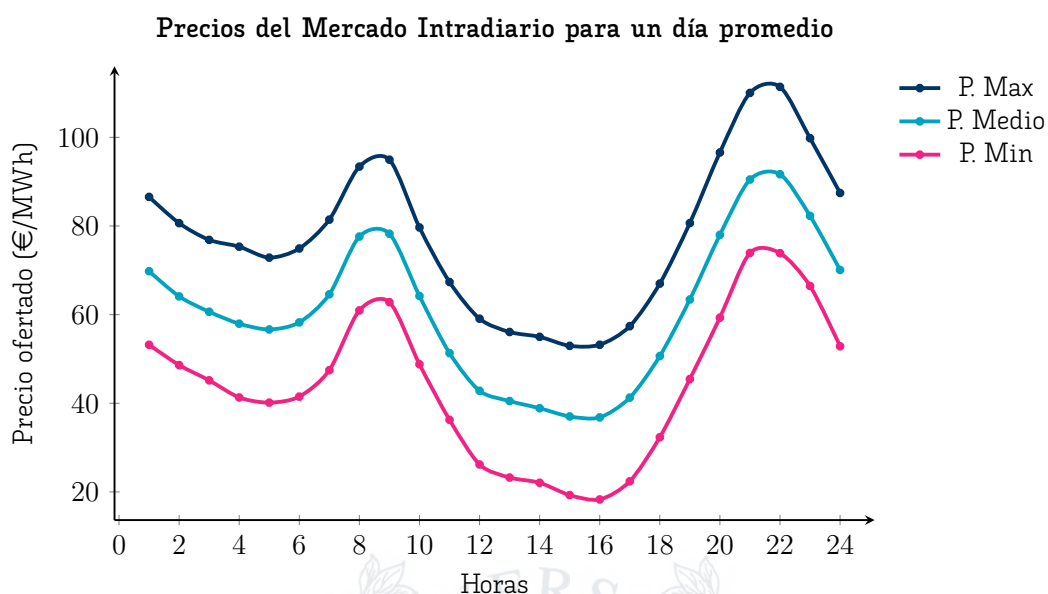


Figura 3.23: Precios del Mercado Intradiario para un día promedio

Se repite la ya conocida "Curva del Pato" descrita en los mercados anteriores. Durante la noche, los precios caen al reducirse la demanda. Al amanecer, la demanda aumenta, elevando los precios hasta el pico matutino. Con la entrada de la generación renovable, los precios disminuyen rápidamente. Luego, cuando la generación renovable cae, se produce una rampa de media tarde que incrementa el precio hasta el pico vespertino. Finalmente, los precios descienden nuevamente durante la noche.

3.6. Precios ofertados para la regulación secundaria

Los precios ofertados para actuar como reserva secundaria presentan una mayor complejidad que los precios de los mercados escenario. En el caso de la reserva secundaria, es el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE), quien publica las ofertas.

Estas ofertas no se estipulan mediante subasta, sino que el operador de la red publica precios para distintos rangos de potencia, diferenciando entre *bajada de potencia* y *subida de potencia*, según la acción requerida: reducir (bajada) o aumentar (subida) la entrega de energía. Además, las ofertas se realizan por intervalos de 15 minutos (cuarto horario), pero en el desarrollo de este trabajo se calcularán los precios como si fueran horarios. No obstante, al codificar en GAMS, cada operación de consumo o inyección de energía se configura para un cuarto de hora y se recibe la compensación correspondiente a ese tramo.

Para resolver el problema de distintos precios para diferentes bloques de potencia en un mismo cuarto horario, se calcula un *precio ponderado* según:

$$\text{Precio Ponderado} = \frac{\sum_{i=1}^I \text{Precio} \cdot \text{Potencia}}{\sum_{i=1}^I \text{Potencia}} \quad (3.1)$$

Este proceso se aplica a todos los bloques de potencia ofertados en cada cuarto horario (96 tramos al día) y para cada sentido: *bajada* y *subida*.

Los valores característicos de las curvas para *bajada* y *subida* son:

Dato	Bajada		Subida	
	Anual €/MWh	Perfil €/MWh	Anual €/MWh	Perfil €/MWh
Mínimo	0.00	9.77	-1.94	10.76
Máximo	388.82	12.97	601.98	13.99
Media	11.22	11.22	12.14	12.14
Desviación	10.03	1.00	12.17	0.84

Tabla 3.6: Valores característicos de las ofertas de Reserva Secundaria (aFRR)

Los datos se han extraído desde la plataforma ESIOS [47]. Debido a que las curvas aFRR ofertadas por REE se distribuyen en archivos ZIP y ESIOS no mantiene disponibles todos los datos para 2024, sólo se cuenta con información desde el 20/11/2024 hasta el 19/06/2025. Para incorporar estas curvas en MATLAB se siguen dos pasos:

- 1. Mapeo de fechas:** los días disponibles de 2024 se mantienen en sus fechas originales. Los días de 2025 se mapean a los mismos días en 2024 (siendo 2024 bisiesto, el 29 de febrero toma los valores del 28 de febrero).
- 2. Estimación de los días faltantes:** para los días restantes de 2024, se genera la curva mediante el modelo ARIMAX [48]. Es una versión del método ARIMA, este método permite realizar pronósticos a partir de entradas exógenas. En nuestro caso, nuestras entradas exógenas han sido los precios del mercado diario e interdiario, a través de estos hemos utilizado la capacidad de autoregresión y media móvil para calcular los valores no disponibles de nuestro vector de precios de subida y bajada.

No es la solución más idílica, pero resulta práctica para nuestro caso. Las curvas anuales obtenidas con este procedimiento se muestran a continuación:

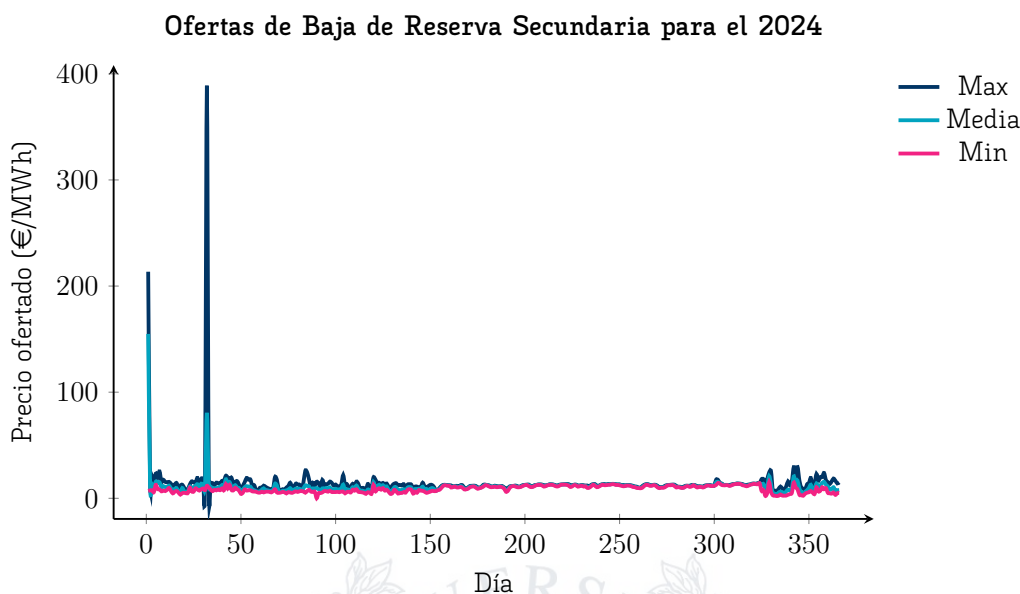


Figura 3.24: Ofertas de Baja de Reserva Secundaria para el 2024

En la gráfica podemos observar dos valores máximo, el mayor de ellos presentado en el día 1 de febrero del 2024 a las 9:00 horas. Debido a esta condición no podemos observar claramente el comportamiento de nuestros predios, por lo tanto, se presenta una gráfica donde se presentan el resto de días anuales para observar su comportamiento.

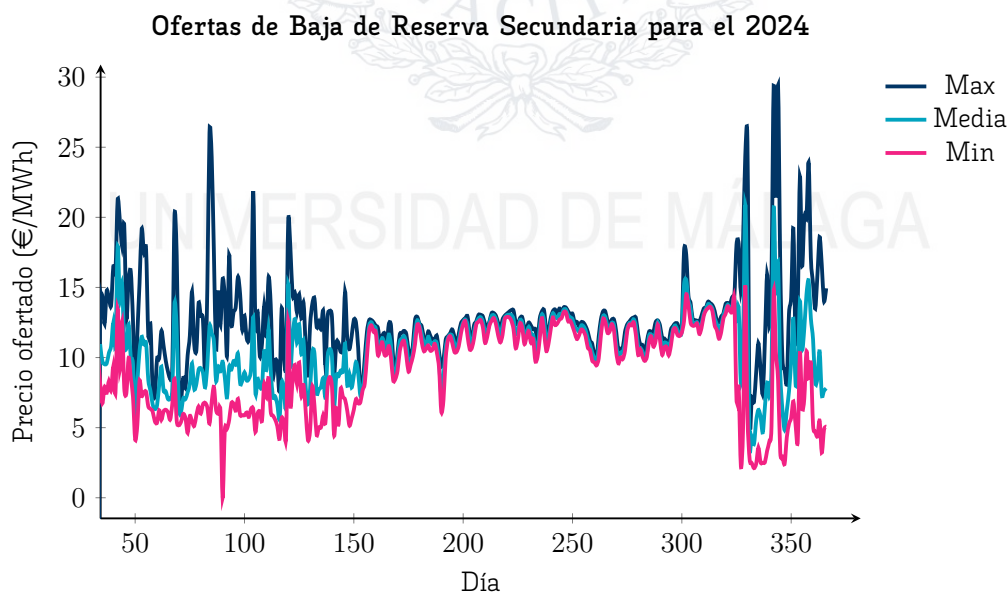


Figura 3.25: Ofertas de Baja de Reserva Secundaria para el 2024 sin picos

Se puede observar claramente el periodo temporal estimado, observamos un comportamiento más errático durante el periodo de datos reales que pasa a estabilizarse a lo largo del periodo estimado, aunque si se sigue cierta estacionalidad de los valores que

puede ser interesante de cara al comportamiento de nuestro modelo.

Para el comportamiento de los precios de subida se tiene un comportamiento similar:

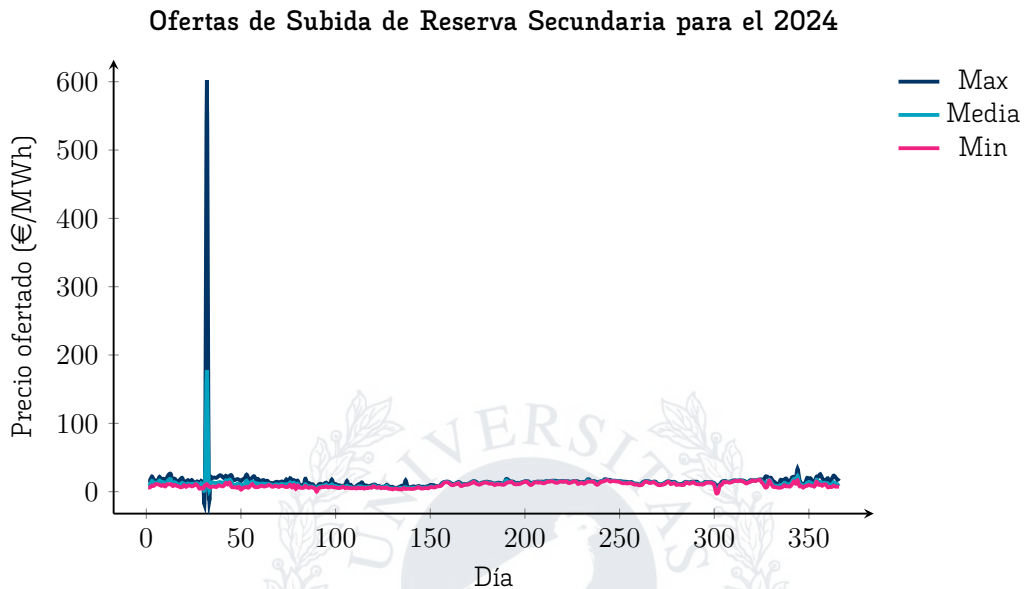


Figura 3.26: Ofertas de Subida de Reserva Secundaria para el 2024

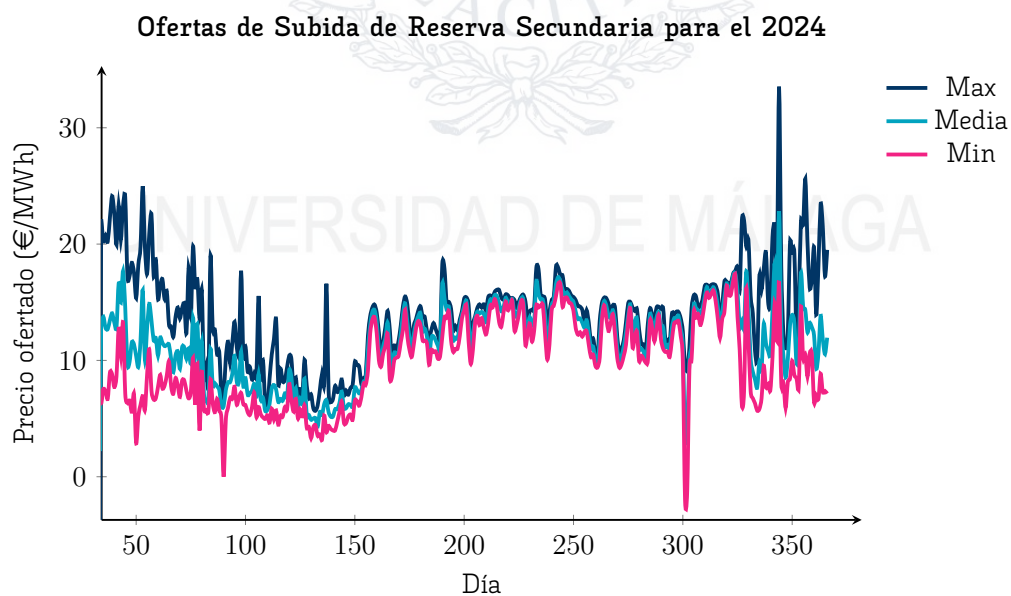


Figura 3.27: Ofertas de Subida de Reserva Secundaria para el 2024 sin picos

Excepto por un pico a inicios del año, que en ambos casos se produce en el mismo día, las curvas muestran un comportamiento relativamente estable, con precios aproximados a 20 €/MWh en la mayoría de días.

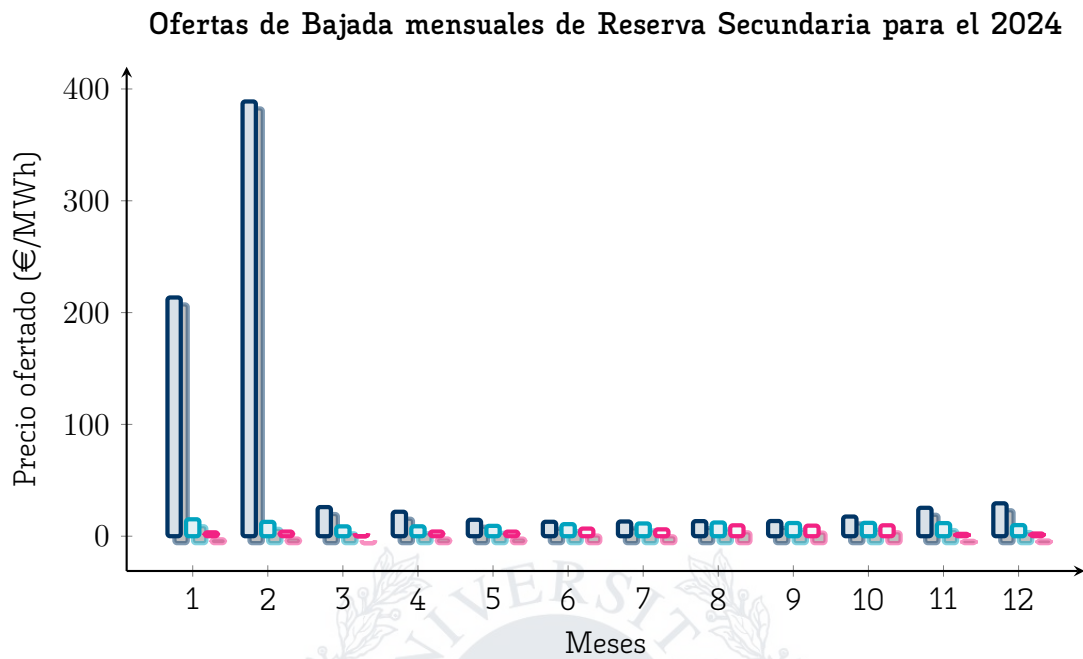


Figura 3.28: Ofertas de Bajada mensuales de Reserva Secundaria para el 2024

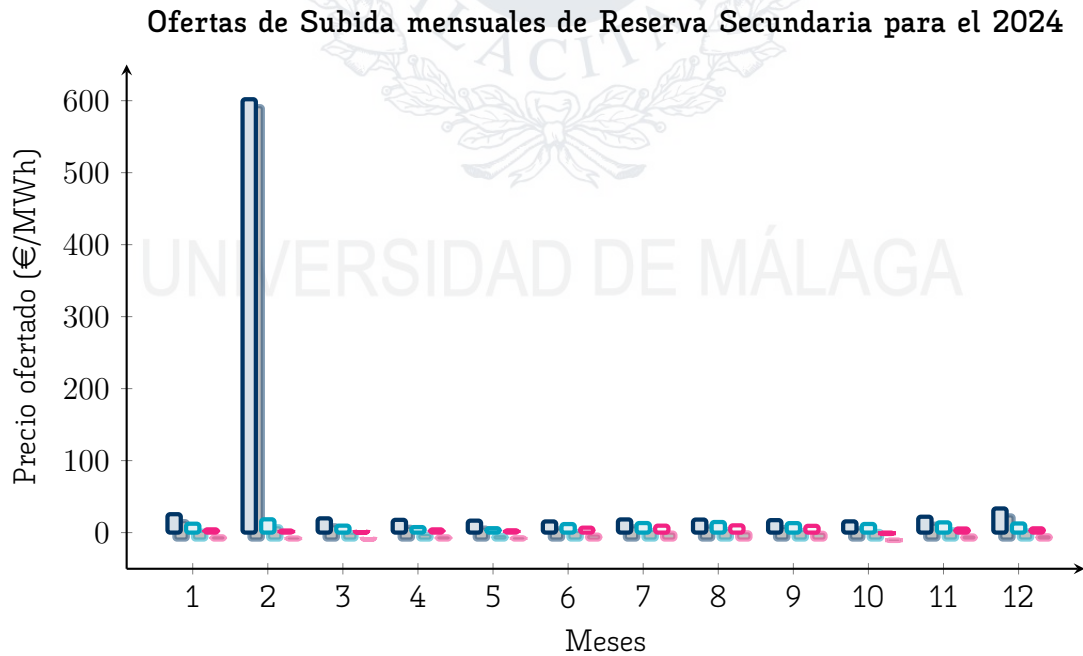


Figura 3.29: Ofertas de Subida mensuales de Reserva Secundaria para el 2024

Por último, se presenta el perfil promedio de precios de reserva secundaria para un día típico en 2024, comparando *bajada* y *subida*:

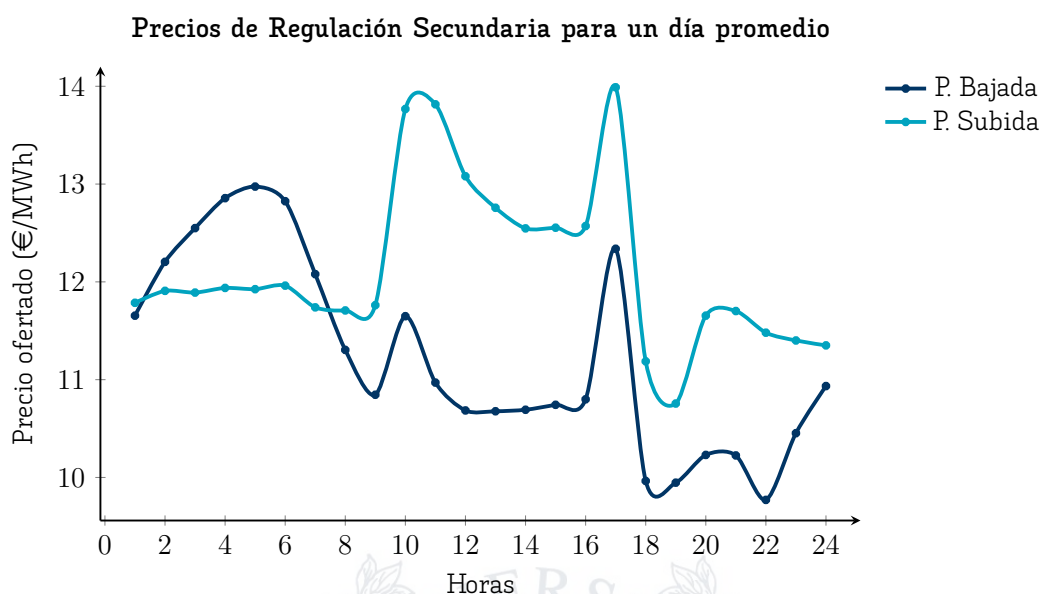


Figura 3.30: Precios de Regulación Secundaria para un día promedio

Observamos un comportamiento particular de las curvas de subida y baja, durante el día, las centrales renovables pueden ofertar reserva secundaria para los casos de bajada, según los procedimientos establecidos por REE. Esta condición causa que las ofertas de subida se retribuyan mejor que las de bajada, pues solo pueden ser ofertadas por las centrales convencionales. Por contra, durante la noche tenemos una rampa de bajada, es decir, centrales se desconectan de la red y centrales que no tienen capacidades de respuesta rápida se mantienen conectadas, esto causa que los precios de baja sean superiores a los de subida.

3.7. Perfiles de alquiler de la batería

En esta sección se presentan los perfiles de los usuarios que ofertan la compra horaria de capacidad de la batería. Estos perfiles siguen las mismas reglas generales definidas en el capítulo anterior, es decir, cada usuario presenta una oferta de alquiler para cada hora del día.

3.7.1. Consumidor industrial

Las empresas industriales de mediano a gran tamaño —por ejemplo, industrias alimentarias— presentan una jornada productiva intensiva entre las 07:00 y las 15:00 horas, con picos de consumo en el arranque y demanda moderada durante el resto del turno. Para optimizar costes, adquieren energía, que almacenan, en los periodos valle nocturnos (00:00–07:00) y la utilizan durante las puntas de producción y los llanos de la jornada. Por ello, este perfil oferta un precio de 8 €/MW para cada hora de lunes a viernes; durante los fines de semana la oferta es nula.

La Figura [3.31] muestra su curva de oferta horaria.

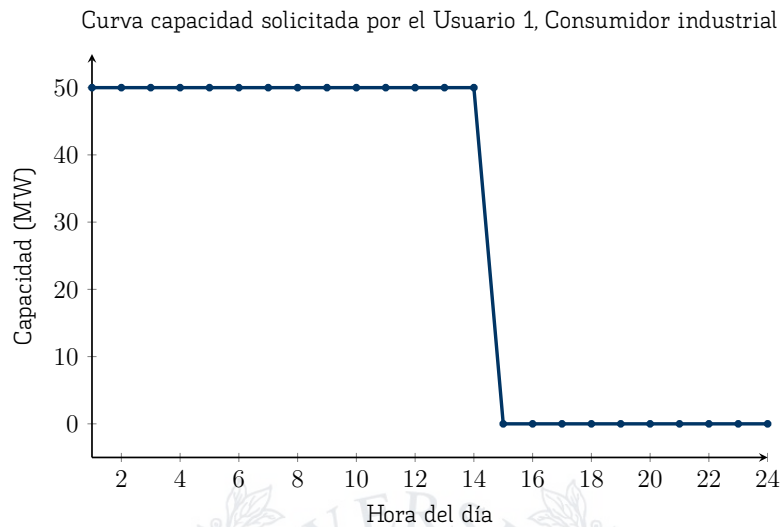


Figura 3.31: Oferta horaria de capacidad para el consumidor industrial (lunes a viernes).

3.7.2. Consumidor del sector terciario (Hotel)

Los complejos hoteleros suelen contar con instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, pero el almacenamiento no está tan extendido debido a costes y mantenimiento. Su estrategia consiste en alquilar capacidad durante las horas de mayor producción solar (10:00–16:00) para almacenar excedentes y utilizarlos en los picos nocturnos de cocinas y producción de ACS. Ofertan 10 €/MW en cada hora del día y operan de manera idéntica todos los días del año.

La Figura [3.32] muestra su perfil de oferta.

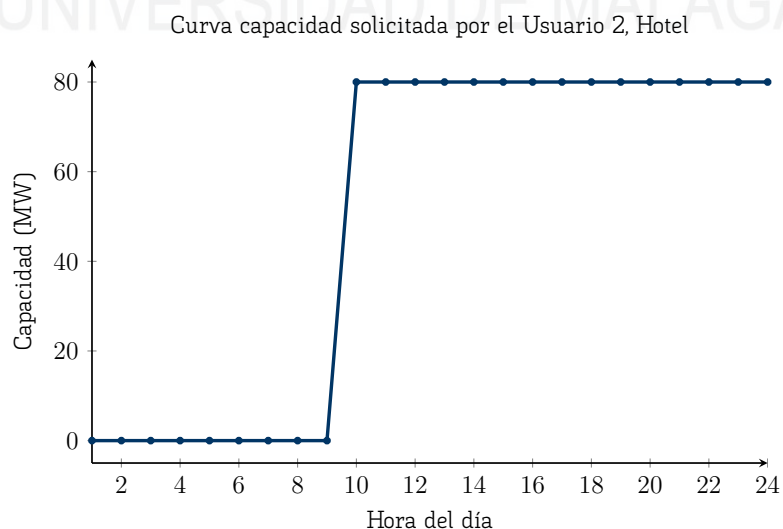


Figura 3.32: Oferta horaria de capacidad para el consumidor terciario (hotel), todos los días.

3.7.3. Productor de energías renovables

Los productores renovables buscan almacenar excedentes no vendidos, asegurar la inyección comprometida y ofertar energía durante las rampas de subida de la "curva del pato". En consecuencia, alquilan capacidad desde aproximadamente las 10:00 hasta las 20:00 horas. Ofertan 4 €/MW en cada tramo horario, todos los días del año.

La Figura [3.33] ilustra su curva de oferta.

Curva capacidad solicitada por el Usuario 3, Productor de energías renovables

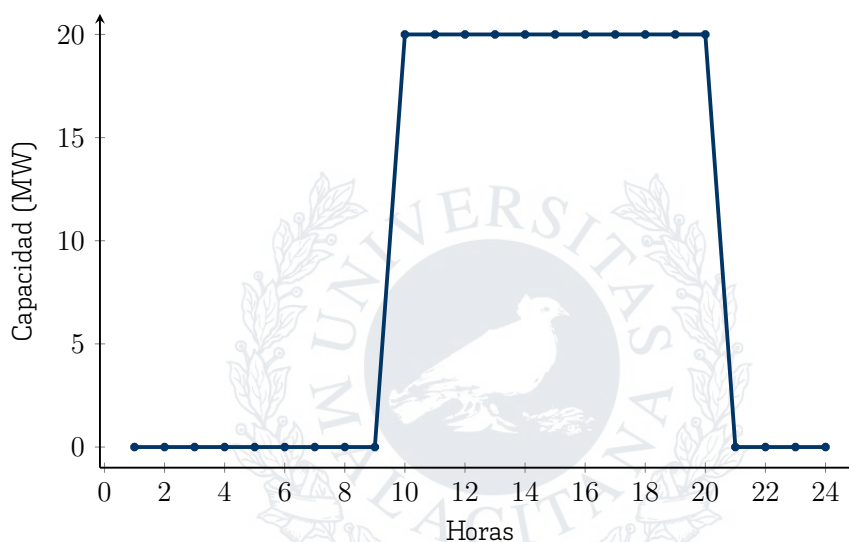


Figura 3.33: Curva de ofertas de alquiler para un Productor de energías renovables

3.7.4. Usuario traider del sistema eléctrico

Los *traders* sin activos propios alquilan capacidad para especular en los mercados eléctricos, operando las 24 horas en jornadas laborales (lunes a viernes). Dado que su objetivo es el arbitraje, ofertan un precio moderado de 4 €/MW en cada hora laborable.

La Figura [3.34] muestra su estrategia de oferta.

Curva capacidad solicitada por el Usuario 4, Usuario traider del sistema eléctrico

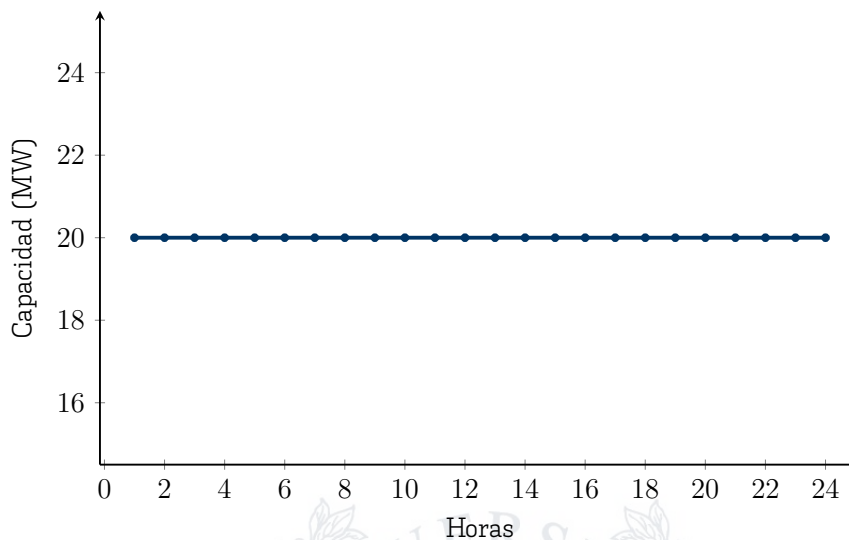


Figura 334: Curva de ofertas de alquiler para un usuario traider del sistema eléctrico

3.7.5. Comercializadora de electricidad

Las comercializadoras buscan explotar precios bajos nocturnos y durante la producción renovable para rebajar costes en las puntas de demanda. Por ello, alquilan capacidad en dos franjas: 06:00–10:00 y 18:00–22:00. Ofertan 8 €/MW en cada una de estas horas, todos los días del año.

Su curva de oferta se muestra en la Figura 335.

Curva capacidad solicitada por el Usuario 5, Comercializadora de electricidad

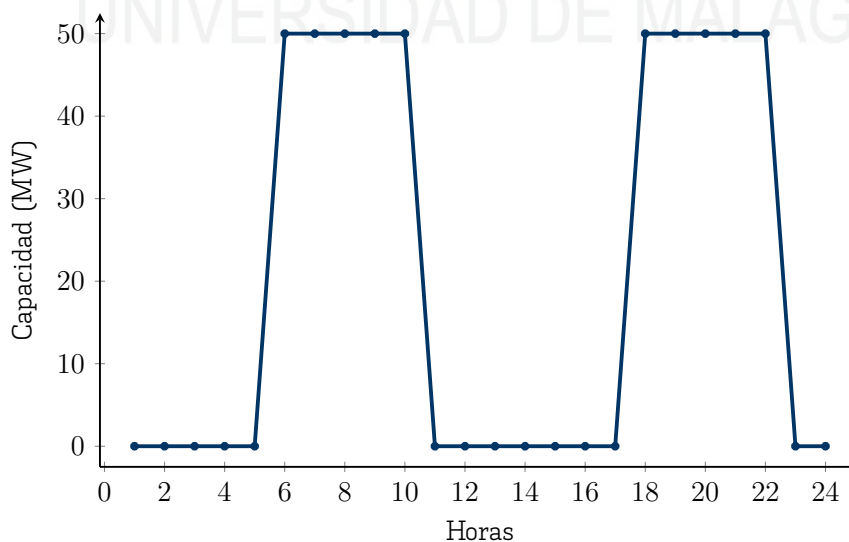


Figura 335: Curva de ofertas de alquiler para una comercializadora de electricidad

3.8. Datos de la instalación PV y BESS

Tal como se avanzó en la sección anterior, se analizarán seis casos de estudio sobre dos tipologías de planta (stand-alone e híbrida) y tres esquemas de negocio (solo mercados eléctricos; mercados + reserva secundaria; mercados + reserva secundaria + alquiler de capacidad).

	Tipología de central	
	Stand-Along	Híbrida
Caso 1	Solo mercados eléctricos	Solo mercados eléctricos
Caso 2	Mercados + Reserva	Mercados + Reserva
Caso 3	Mercados + Reserva + Alquiler	Mercados + Reserva + Alquiler

Tabla 3.7: Casos de estudio a analizar

Además, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad sobre dos variables del BESS: el C-Rate y, únicamente para plantas híbridas, la relación PV/BESS.

3.8.1. Capacidad de conexión a red

La capacidad de conexión a la red se dimensiona para que no sea un factor limitante en ninguno de los casos. Se asume idéntica para inyección y adquisición, y:

1. En plantas *stand-alone*, la capacidad de conexión (MW) coincide con la potencia nominal de carga/descarga del BESS (C-Rate = 1 C).
2. En plantas híbridas, la capacidad de conexión es la suma de la potencia pico PV (MW_p) y la potencia máxima de descarga del BESS, de modo que pueda cubrir simultáneamente la salida PV máxima y la descarga completa del BESS.

3.8.2. Capacidad pico de producción PV

Para las plantas híbridas, la potencia pico fotovoltaica (MW_p) depende de la relación PV/BESS en el análisis de sensibilidad; para plantas *stand-alone*, este valor es cero. Se considerarán las siguientes proporciones, asumiendo un BESS de 250 MWh:

Ratio PV/BESS	Capacidad PV (MW _p)
0.5:1	125
1:1	250
2:1	500

Tabla 3.8: Capacidad de producción PV en función de los ratios

3.8.3. Datos de la batería

La instalación de almacenamiento es una batería de LiFePO_4 con capacidad energética fija de 250 MWh. Sus características técnicas son:

Dato	Valor
Capacidad (B)	250 MWh
Rendimiento de carga (η_C)	0.92
Rendimiento de descarga (η_D)	0.96

Tabla 3.9: Datos del BESS

El C-Rate, idéntico para carga y descarga, se estudiará en los niveles 1 C y 0.5 C en el análisis de sensibilidad.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Capítulo 4

Discusión de los resultados



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

En este capítulo se analizan y se discuten los resultados obtenidos para cada uno de los casos de estudio contemplados en el presente trabajo. Se examinan tanto las características técnicas como los beneficios potenciales de implementar sistemas de almacenamiento energético mediante baterías para la provisión de servicios de capacidad, potencia y soporte a la red eléctrica. Asimismo, se presenta un breve estudio de viabilidad económica para las instalaciones propuestas, considerando diferentes escenarios de integración y operación. Este análisis económico incluye la evaluación de costes de inversión inicial, gastos operativos, potenciales ingresos y rentabilidad.

Todo ello permite proporcionar una perspectiva integral y fundamentada sobre la viabilidad y efectividad de los modelos de negocio asociados al almacenamiento energético con baterías.

4.1. Resultados de operación del Caso de Estudio 1

Estudiar el comportamiento de nuestra instalación frente a distintas circunstancias no es tarea trivial.

Podríamos analizar un día promedio o concentrarnos en valores extremos; sin embargo, una representación más fiel de la operación del sistema se obtiene examinando días concretos que resultan especialmente significativos. Para los casos de estudio desarrollados hemos seleccionado los siguientes:

- **Día de mayor demanda eléctrica:** 10 de enero de 2024.
- **Día de menor demanda eléctrica:** 25 de diciembre de 2024.
- **Día de precios máximos en el mercado eléctrico:** 12 de diciembre de 2024.
- **Día de precios mínimos en el mercado eléctrico:** 5 de abril de 2024.
- **Día de mayor inyección de energía renovable:** 1 de abril de 2024.
- **Día con el mix energético más renovable:** 21 de noviembre de 2024.
- **Día de mayor nivel de almacenamiento:** 15 de agosto de 2024.

Estos días permiten ilustrar la operación del sistema de almacenamiento ante diferentes escenarios de la demanda, los precios y la disponibilidad renovable en el mercado eléctrico.

4.1.1. Instalaciones Stand-Alone

Comenzamos analizando la operación —basada únicamente en la negociación en los mercados— de las instalaciones *Stand-Alone*. Para ellas, los resultados obtenidos se recogen en las Tablas [4.1 y 4.2]:

Instalaciones Stand-Alone de 0.5C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	54348	000	48000	134404.18	12153900	-12865.18
25/12/2024	64674	000	460.80	74051.57	9343981	19388.25
12/12/2024	54348	000	48000	162330.56	172236.60	9906.04
05/04/2024	116848	000	1032.00	-19032.56	-3134.13	15898.43
01/04/2024	1201.54	000	950.80	-2039.78	4901.95	6941.73
21/11/2024	93501	000	811.20	46517.78	114997.35	68479.57
15/08/2024	1021.74	000	792.00	-50.00	33267.00	33317.00
Total:						141065.84

Tabla 4.1: Resultados para el Caso 1, Stand-Alone con 0.5C

Instalaciones Stand-Alone de 1C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	54348	000	48000	186692.60	172416.00	-14276.60
25/12/2024	56522	000	48000	148314.27	95932.61	-52381.66
12/12/2024	54348	000	48000	199228.80	336304.80	137076.00
05/04/2024	2021.74	000	1785.60	-35510.33	-12261.41	23248.92
01/04/2024	204348	000	1785.60	-6025.54	4536.00	10561.54
21/11/2024	1315.22	000	1142.40	38619.66	224572.80	185953.14
15/08/2024	1771.74	000	1545.60	-1127.17	59311.20	60438.37
Total:						350619.71

Tabla 4.2: Resultados para el Caso 1, Stand-Alone con 1C

En modo *Stand-Alone*, la instalación solo puede cargar la batería adquiriendo energía de la red conforme a lo negociado en los mercados. Por tanto, la energía comprada en cada hora debe cubrir la inyección prevista más las pérdidas asociadas a la carga y descarga de la batería.

A pesar de que los volúmenes negociados son semejantes en ambas tasas (0.5C vs. 1C), el beneficio difiere notablemente: la instalación con tasa 1C obtiene casi 2,5 veces más beneficio que la de 0.5C. Lo anterior se explica porque la mayor tasa permite negociar volúmenes más altos en los periodos de oportunidad, incrementando así el margen de ganancia.

Analicemos ahora el día de mayor demanda eléctrica (10/01/2024). En la Figura [4.1] se muestra la operación del BESS con 0.5C y en la Figura [4.2] la operación con 1C. En ambos casos:

- Se cargan en las horas valle, aprovechando los precios bajos.
- Se descargan en la primera rampa de subida de la mañana, obteniendo beneficio.
- Vuelven a cargar al mediodía y descargan en la rampa de la tarde (curva del pato).

La única diferencia radica en el ritmo de carga/descarga: con 1 C puede realizarse en una hora, mientras que con 0.5 C requiere dos periodos.

Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5 C para el día de mayor demanda

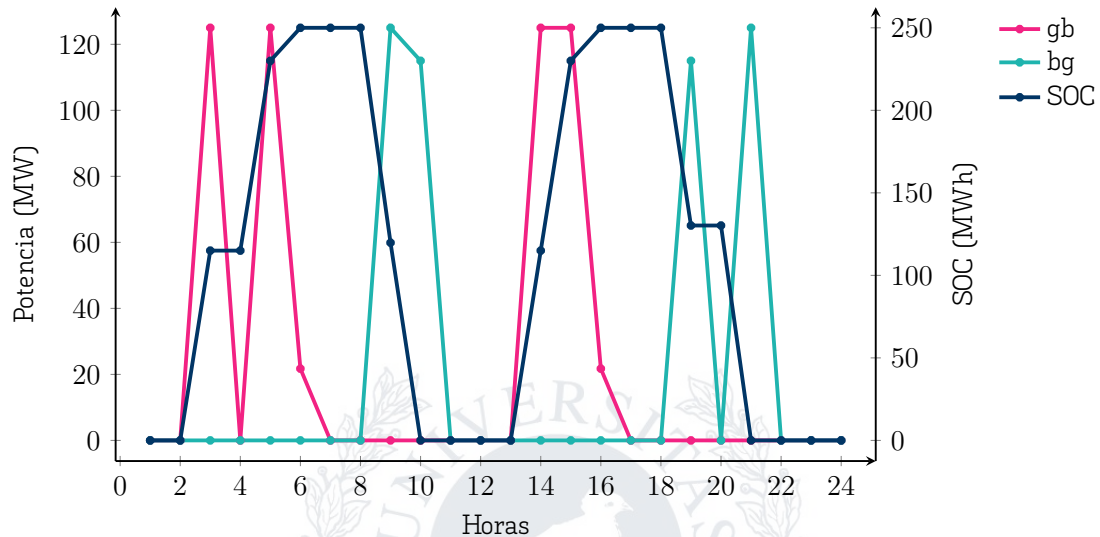


Figura 4.1: Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5 C para el día de mayor demanda

Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda

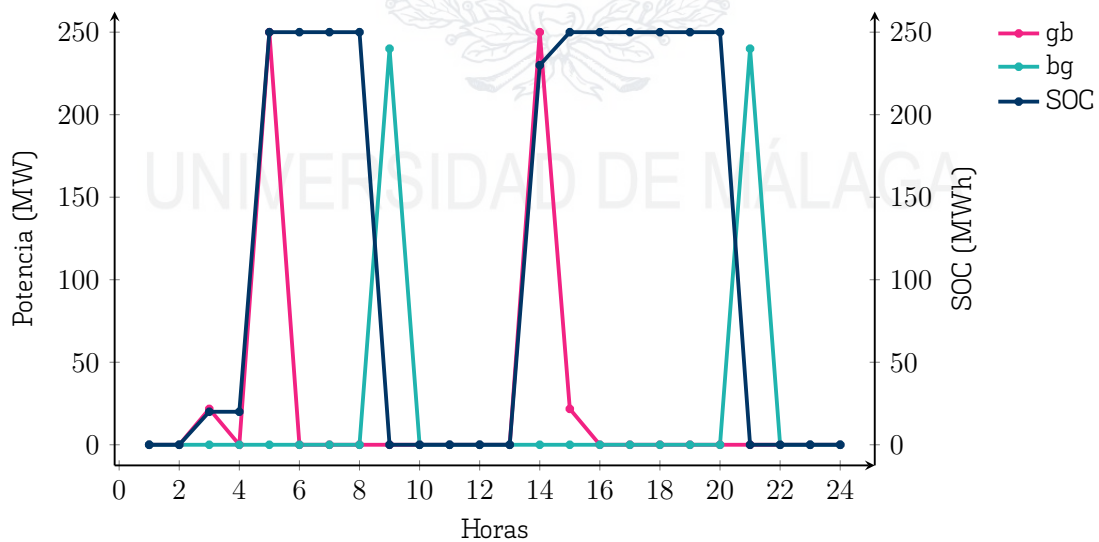


Figura 4.2: Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda

Finalmente, para el día con el mix más renovable (21/11/2024), las operaciones son análogas (Figuras 4.3 y 4.4), demostrando la consistencia del comportamiento ante distintos escenarios de precios y generación renovable.

Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable

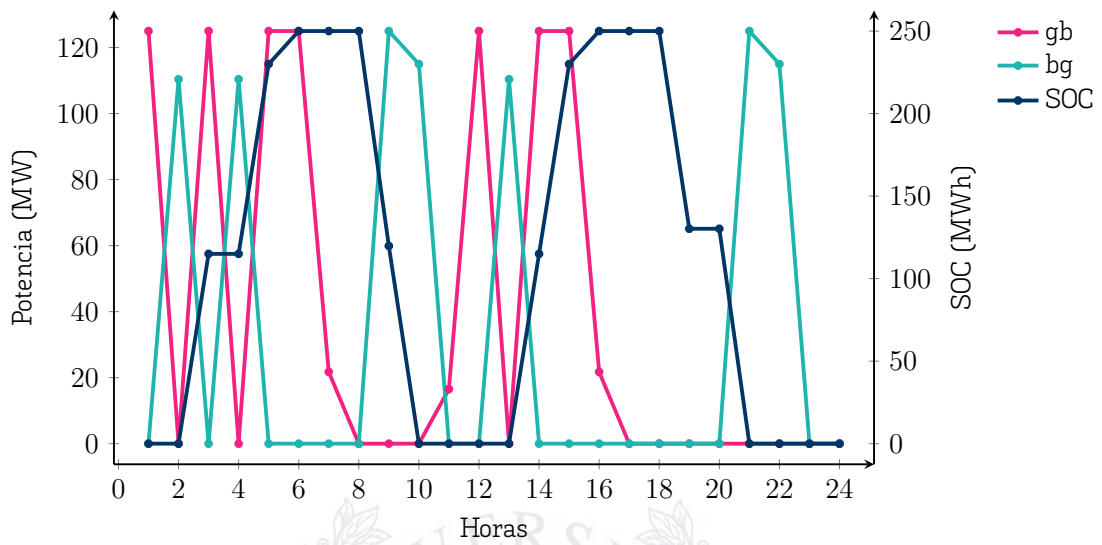


Figura 4.3: Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable

Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable

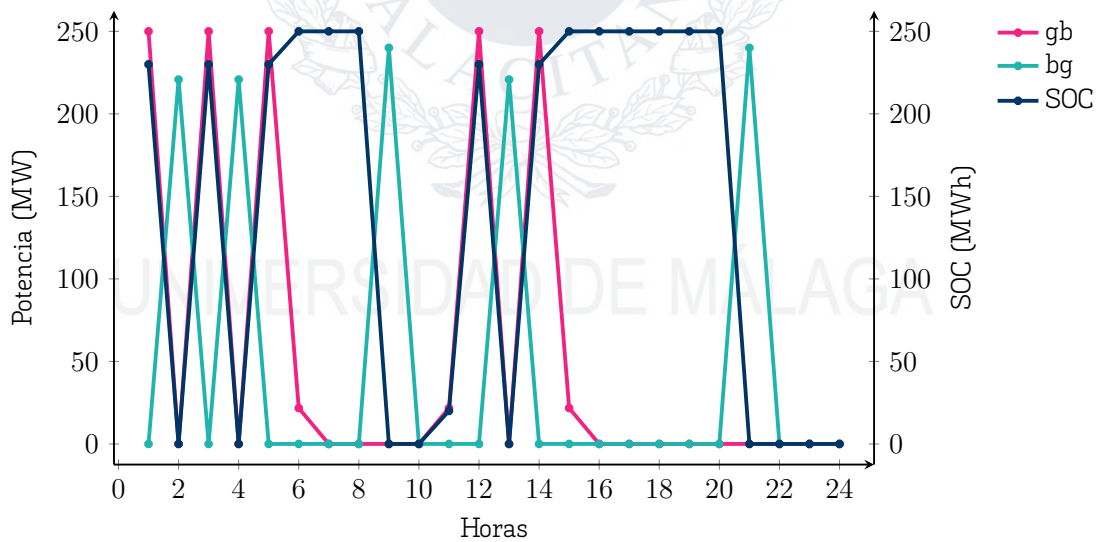


Figura 4.4: Caso 1, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable

4.1.2. Instalaciones híbridas

De manera análoga al análisis efectuado para las instalaciones *stand-alone*, examinamos ahora el caso de las instalaciones *híbridas*. En estas instalaciones, que combinan generación solar fotovoltaica y un BESS de respaldo, hemos evaluado el comportamiento

to para diferentes proporciones de potencia fotovoltaica de la planta. A continuación se recogen los resultados obtenidos en cada escenario:

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 0.5 C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	456.08	874.0	480.00	107680.53	119111.00	11430.47
25/12/2024	374.75	271.99	460.80	38629.79	93439.81	54810.03
12/12/2024	539.83	365	480.00	138305.42	172236.60	33931.18
05/04/2024	1168.48	0.00	1032.00	-20282.56	-4303.13	15979.43
01/04/2024	1201.54	0.00	950.80	-2824.56	4882.95	7707.51
21/11/2024	811.86	123.15	811.20	42544.38	114997.35	72452.97
15/08/2024	1021.74	0.00	792.00	-612.50	33267.00	33879.50
Total:						230191.08

Tabla 4.3: Resultados para el Caso 1, Híbridas (125 MWp) con 0.5C

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 1 C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	434.34	109.14	480.00	136109.66	172416.00	36306.34
25/12/2024	443.11	122.11	480.00	124271.31	95932.61	-28338.70
12/12/2024	539.83	365	480.00	180323.01	336304.80	155981.79
05/04/2024	2021.74	0.00	1785.60	-29232.09	-7581.60	21650.49
01/04/2024	2043.48	0.00	1785.60	-5169.68	4886.40	10056.08
21/11/2024	1098.21	217.01	1142.40	35801.46	224572.80	188771.34
15/08/2024	1771.74	0.00	1545.60	-1225.00	59311.20	60536.20
Total:						444963.53

Tabla 4.4: Resultados para el Caso 1, Híbridas (125 MWp) con 1C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 0.5 C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	418.48	125.00	480.00	101629.93	119111.00	17481.07
25/12/2024	250.00	396.74	460.80	25841.57	93439.81	67598.25
12/12/2024	536.17	731	480.00	119870.00	172236.60	52366.60
05/04/2024	1168.48	0.00	1032.00	-20282.56	-4303.13	15979.42
01/04/2024	1201.54	0.00	950.80	-2824.56	4882.95	7707.51
21/11/2024	668.48	266.53	811.20	40301.58	114997.35	74695.77
15/08/2024	1021.74	0.00	792.00	-612.50	33267.00	33879.50
Total:						269708.13

Tabla 4.5: Resultados para el Caso 1, Híbridas (250 MWp) con 0.5C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 1C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	34693	19655	48000	132360.75	17241600	40055.25
25/12/2024	342.73	222.49	48000	96932.13	95932.61	-999.52
12/12/2024	536.17	731	48000	161414.80	336304.80	174890.00
05/04/2024	2021.74	0.00	1785.60	-29232.09	-7581.60	21650.49
01/04/2024	2043.48	0.00	1785.60	-5169.68	4886.40	10056.08
21/11/2024	902.92	412.30	1142.40	32983.26	224572.80	191589.54
15/08/2024	1771.74	0.00	1545.60	-1225.00	59311.20	60536.20
Total:						497778.03

Tabla 4.6: Resultados para el Caso 1, Híbridas (250 MWp) con 1C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 0.5C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	418.48	125.00	48000	97915.41	119111.00	21195.58
25/12/2024	250.00	396.74	460.80	25841.56	93439.81	67598.24
12/12/2024	528.86	14.62	48000	100991.08	172236.60	71245.51
05/04/2024	1168.48	0.00	1032.00	-20282.56	-4303.13	15979.42
01/04/2024	1201.54	0.00	950.80	-2411.51	4882.95	7294.46
21/11/2024	771.74	163.27	811.20	37154.67	114997.35	77842.67
15/08/2024	1021.74	0.00	792.00	-612.50	33267.00	33879.50
Total:						295035.42

Tabla 4.7: Resultados para el Caso 1, Híbridas (500 MWp) con 0.5C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 1C						
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	271.74	271.74	48000	124866.51	17241600	47549.48
25/12/2024	271.74	293.48	48000	47170.16	95932.61	48762.44
12/12/2024	528.86	14.62	48000	123603.21	336304.80	212701.58
05/04/2024	2021.74	0.00	1785.60	-26732.09	-5373.60	21358.49
01/04/2024	2043.48	0.00	1785.60	-5580.54	4444.80	10025.34
21/11/2024	793.48	521.74	1142.40	26246.06	224572.80	198326.73
15/08/2024	1771.74	0.00	1545.60	-1225.00	59311.20	60536.20
Total:						599260.27

Tabla 4.8: Resultados para el Caso 1, Híbridas (500 MWp) con 1C

A partir de estos datos, se observan las siguientes conclusiones:

- En los días de mayor y menor demanda, así como en aquellos con precios elevados, los volúmenes de energía negociados en el mercado resultan menores. Por el contrario, en los días de precios bajos, con inyección renovable elevada y una mayor producción renovable, se negocian los mayores volúmenes.

- Las instalaciones híbridas mejoran el beneficio en todos los escenarios, en comparación con las *stand alone*. Esta ganancia extra se explica por la flexibilidad adicional al contar con generación solar propia, lo que permite compensar las pérdidas por carga/descarga del BESS con energía fotovoltaica —que tiene coste nulo—, especialmente en jornadas de precios elevados.
- Para instalaciones de 125 MW_p y 250 MW_p con BESS de 1C aún persisten pérdidas puntuales en el día de menor precio. Al comparar su operación con el caso 0.5C, se aprecia que la carga más rápida del BESS a 1C aprovecha mejor la energía solar residual, incrementando el beneficio global.

Analicemos en profundidad el caso de las instalaciones de 125 MW_p y 250 MW_p, en la Figura [4.5] se muestra la curva de operación de la instalación híbrida de 250 MW_p con BESS a 0.5C para el día de menores precios (25/12/2024). En la Figura [4.6] aparece el mismo escenario con BESS a 1C. En ambos casos el BESS:

1. Se carga desde la red en el valle nocturno.
2. Se descarga totalmente en la primera punta matutina.
3. Vuelve a cargarse aprovechando la producción fotovoltaica.
4. Mantiene carga hasta la punta nocturna, donde se descarga de nuevo.

La mayor velocidad de carga del BESS a 1C permite absorber más energía solar residual tras la mañana, mejorando el beneficio conjunto PV + BESS.

Caso 1, Híbridas (250 MW_p), operación del BESS con 0.5C para el día de menores precios

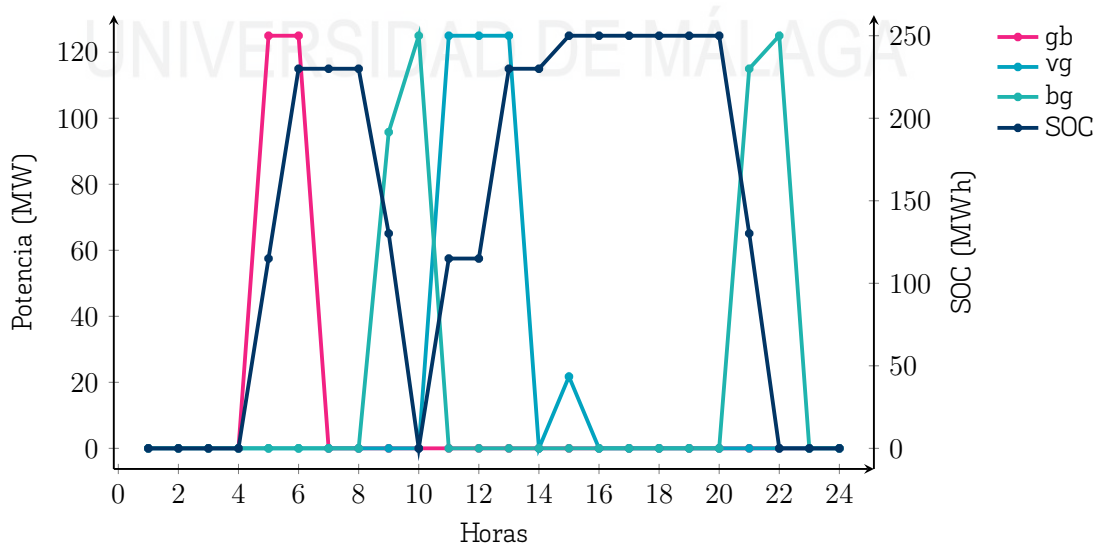


Figura 4.5. Caso 1, Híbridas (250 MW_p), operación del BESS con 0.5C para el día de menores precios

Caso 1, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 1 C para el día de menores precios

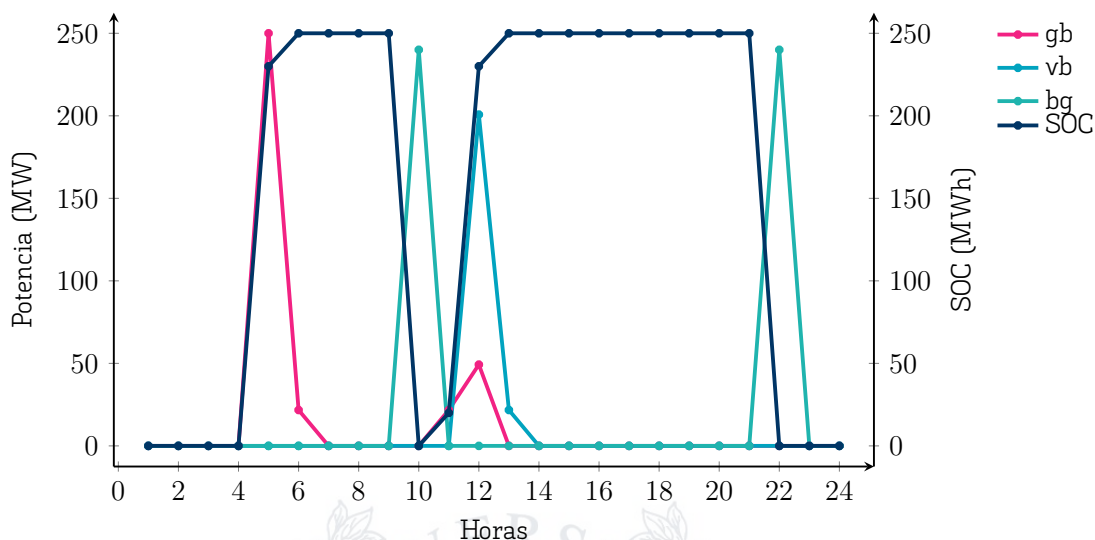


Figura 4.6: Caso 1, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 1 C para el día de menores precios

En la práctica, la opción BESS a 1 C resulta más rentable, pues la mayor capacidad de carga en horas de sol intenso permite cargar el BESS con energía fotovoltaica excedentaria y, con ello, reducir los costes de las pérdidas, incrementando el beneficio global de la instalación híbrida.

Caso 1, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 1 C para el día de menores precios

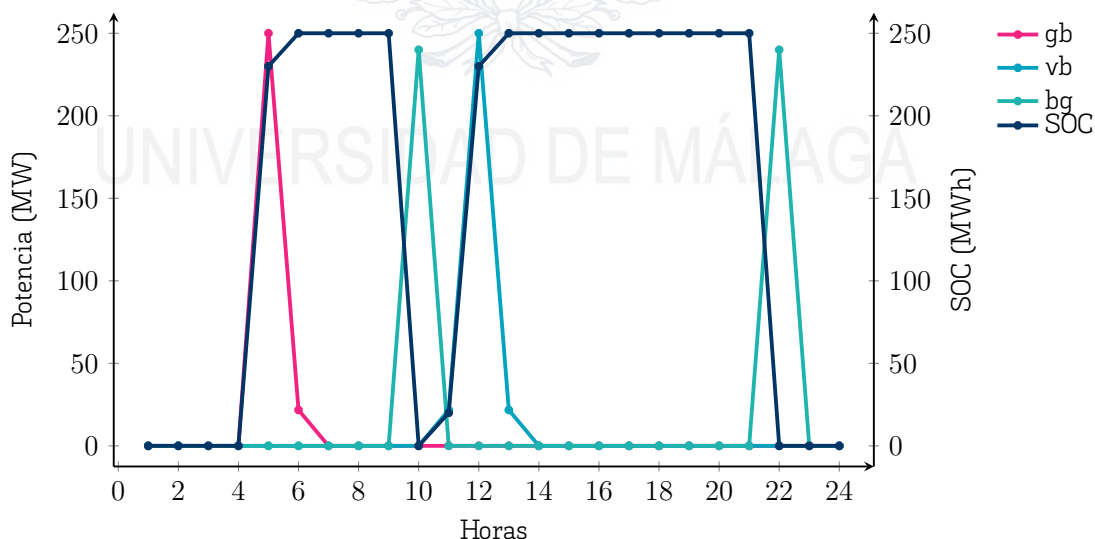


Figura 4.7: Caso 1, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 1 C para el día de menores precios

Si analizamos el caso de la instalación PV de 500 MWp, Figura [4.7], podemos observar idéntico funcionamiento al del caso de PV de 250 MWp, Figura [4.6], con la única salvedad

que, al disponer de una mayor capacidad de producción, se puede cubrir la operación idónea de la instalación PV y BESS a la vez.

4.2. Resultados de operación del Caso de Estudio 2

En el caso de estudio 2 hemos añadido al BESS la posibilidad de participar en la regulación secundaria. Este servicio permite ofertar capacidad de subida o de bajada en cada hora. Como vimos en la sección de metodología, al ofertar esta capacidad el sistema de almacenamiento pierde capacidad útil, y además, si oferta capacidad de subida debe contar con suficiente energía almacenada para garantizarla.

4.2.1. Instalaciones Stand-Alone

En primer lugar analizamos la operación de las instalaciones de almacenamiento que no disponen de generación propia. Al habilitar la participación en reserva secundaria, la operación para los mismos días que en el caso 1 queda como sigue:

Instalaciones Stand-Alone de 0.5 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	50951	000	45000	4575681	5446760	1091027	1220598	3182704
25/12/2024	271.74	000	24000	2191322	3381512	1504563	1782230	4476983
12/12/2024	50951	000	45000	6367907	7791291	318338	1278076	3019799
05/04/2024	000	000	000	000	000	2846353	000	2846353
01/04/2024	271.74	000	13048	2748	468384	878718	1418686	2763040
Instalaciones Stand-Alone de 0.5 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
21/11/2024	51974	000	45903	2593117	5681082	1945676	685268	5718909
15/08/2024	51974	000	45903	2593117	5681082	1945676	685268	5718909
Total:								278228.02

Tabla 4.9: Resultados para el Caso 2, Stand-Alone con 0.5C

Instalaciones Stand-Alone de 1 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	475.54	000	42000	4247943	5098800	2817482	3039214	6707553
25/12/2024	271.74	000	24000	2075912	3385920	1681316	5230388	8221711
12/12/2024	475.54	000	42000	5873053	7351371	810405	3286323	5575046
05/04/2024	000	000	000	000	000	5692706	000	5692706
01/04/2024	271.74	000	24000	5188	514320	1963394	3032626	5505152
21/11/2024	54348	000	48000	2181235	5577967	4759017	1912635	10068384
15/08/2024	33967	000	30000	427790	3181140	1660214	5118088	9531652
Total:								513022.09

Tabla 4.10: Resultados para el Caso 2, Stand-Alone con 1C

Observamos que al añadir la participación en regulación secundaria el beneficio total se ha incrementado casi el doble para el BESS de 0.5 C (respecto al Caso 1) y en aproximadamente un 150 % para el BESS de 1 C. Por otra parte, los volúmenes de negocio en

los mercados son similares durante los tres primeros días comparados con el Caso 1, pero a partir del cuarto día se reducen a más de la mitad. Además, identificamos un día en cada uno de los BESS en que no se produce participación en mercados: el 05/04/2024 para ambos casos.

En esos días sin oferta en el mercado eléctrico, la operación es sencilla: la batería permanece cargada y solamente oferta en regulación de subida (que tiene precios sensiblemente superiores a los de bajada), permaneciendo en espera de ser solicitada.

A continuación analizamos la operación en el día con mayor beneficio, que coincide con el día de mayor proporción de generación renovable:

Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable

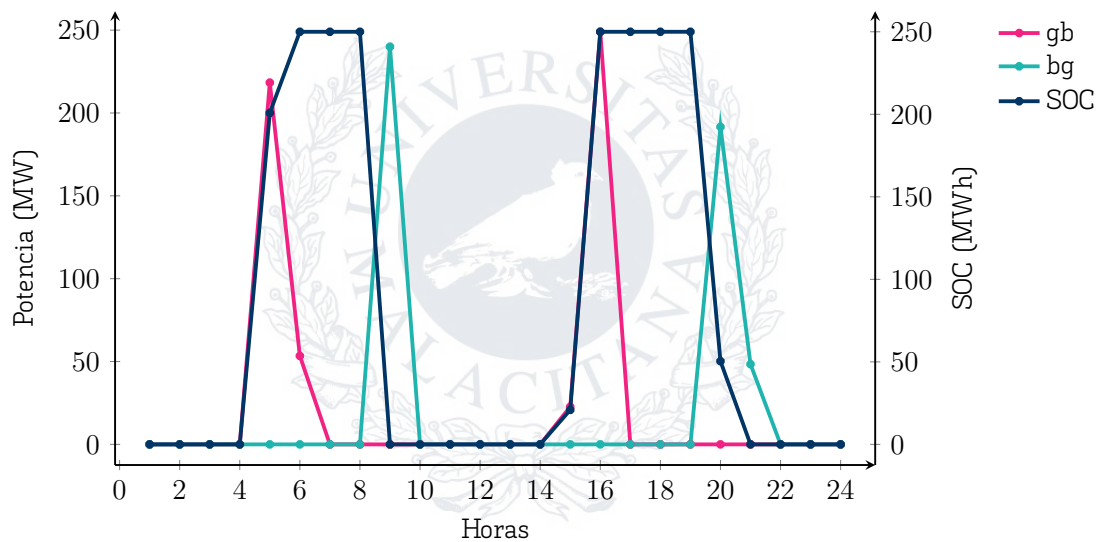


Figura 4.8: Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable (Mercados)

Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable

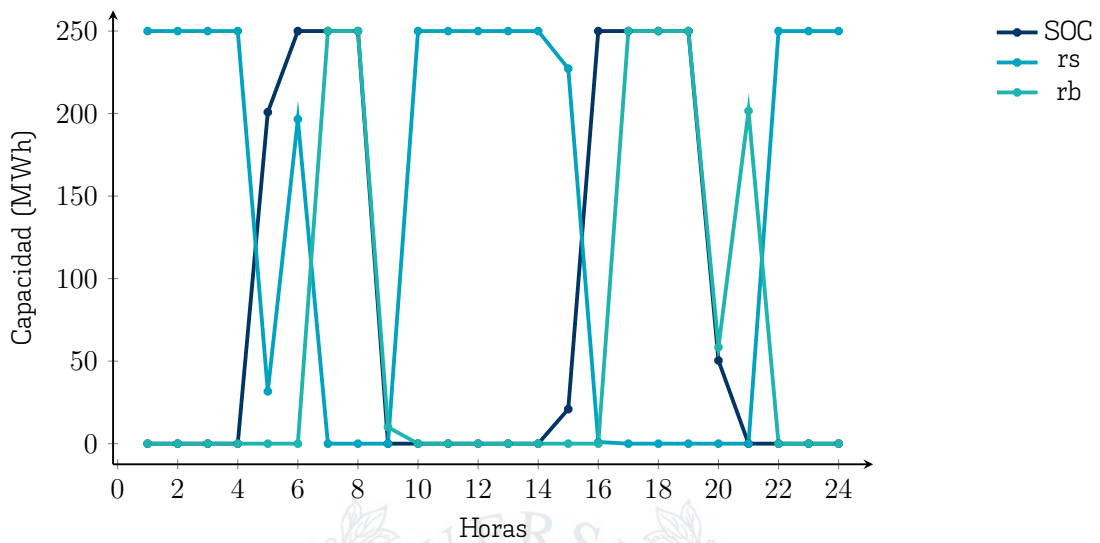


Figura 4.9: Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 1C para el día con el mix más renovable (Reserva Secundaria)

En la Figura [4.8] observamos la típica carga nocturna, descarga en la rampa matinal hasta el primer pico de precio, recarga durante el valle de mediodía (gracias a la generación renovable) y descarga en la rampa vespertina. En la Figura [4.9] vemos que, durante las horas en que el BESS está vacío, oferta reserva de bajada, y durante las horas en que está cargado y esperando descarga, oferta reserva de subida.

Un BESS con mayor potencia de carga/descarga (1C frente a 0.5C) puede ofertar en más horas y a mayor potencia en reserva secundaria, al no estar limitado por sus capacidades físicas y tiempos de carga/descarga prolongados.

Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable

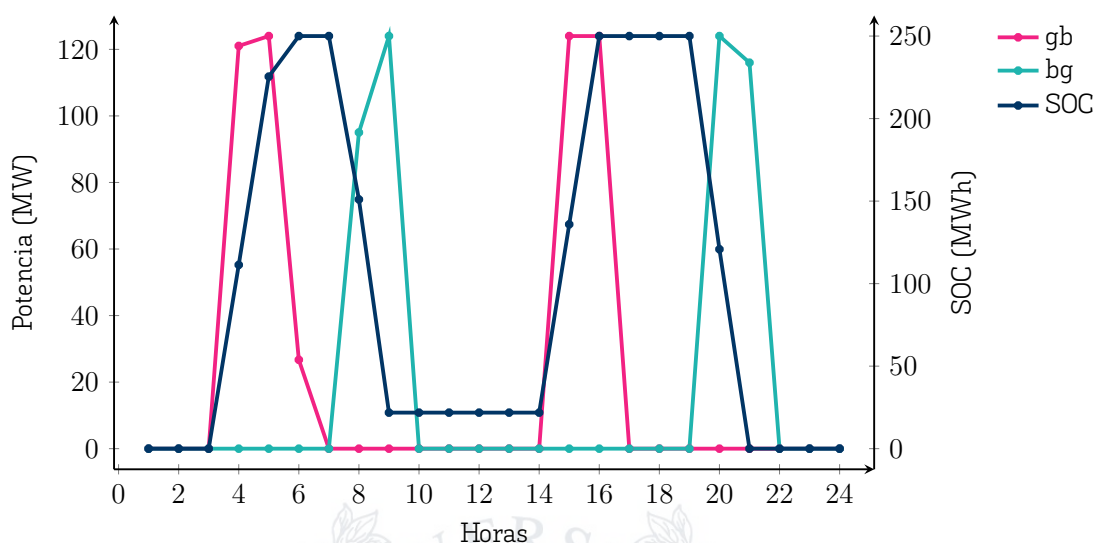


Figura 4.10: Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable (Mercados)

Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable

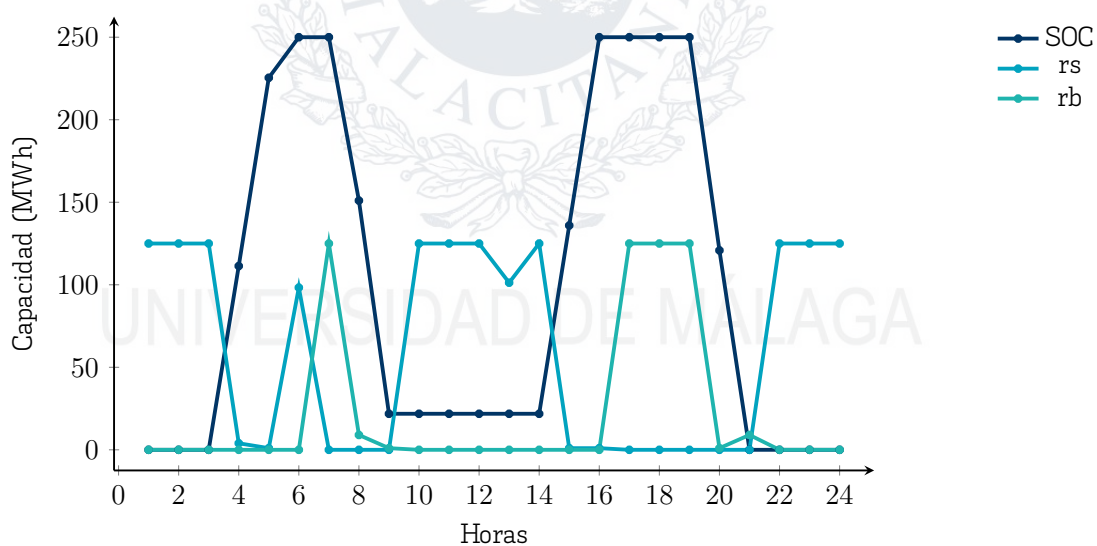


Figura 4.11: Caso 2, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5C para el día con el mix más renovable (Reserva Secundaria)

4.2.2. Instalaciones híbridas

A continuación analizamos el comportamiento de las instalaciones de almacenamiento que incorporan producción propia. En las Tablas [4.11 a 4.16] se recogen los resultados económicos para cada configuración (125, 250 y 500 MWp) y cada tasa de carga/descarga (0.5C y 1C).

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 0.5 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	338.25	171.26	450.00	3011.84	5446760	10910.27	1220598	44572.00
25/12/2024	271.74	0.00	240.00	1913.22	33815.12	15045.63	17822.30	44769.83
12/12/2024	483.71	25.80	450.00	62420.57	77912.91	3183.38	12780.76	31456.49
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28463.53	0.00	28463.53
01/04/2024	271.74	0.00	130.48	2748	4683.84	8787.18	14186.86	27630.40
21/11/2024	435.99	83.75	459.03	1389.98	56810.82	19456.76	6852.68	61730.28
15/08/2024	281.97	23.74	270.00	2098.32	29418.42	6753.18	24162.29	58235.57
Total:								296858.13

Tabla 4.11: Resultados para el Caso 2, Híbridas (125 MWp) con 0.5 C

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 1 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	475.54	0.00	420.00	42479.43	50988.00	28174.82	30392.14	67075.53
25/12/2024	271.74	0.00	240.00	20759.12	33859.20	16813.16	52303.88	82217.11
12/12/2024	453.39	22.15	420.00	56998.99	73513.70	8104.05	32863.23	57482.00
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56927.06	0.00	56927.06
01/04/2024	271.74	0.00	240.00	51.88	5143.20	19633.94	30326.26	55051.52
21/11/2024	469.50	73.98	480.00	20574.98	55779.66	47590.17	19126.35	101921.21
15/08/2024	339.67	0.00	300.00	4277.90	31811.40	16602.14	51180.88	95316.52
Total:								515991.01

Tabla 4.12: Resultados para el Caso 2, Híbridas (125 MWp) con 1 C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 0.5 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	280.76	228.75	450.00	24784.13	5446760	10910.27	1220598	52799.72
25/12/2024	271.74	0.00	240.00	21913.22	33815.12	15045.63	17822.30	44769.83
12/12/2024	457.90	51.61	450.00	61159.39	77912.91	3183.38	12780.76	32717.67
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28463.53	0.00	28463.53
01/04/2024	271.74	0.00	130.48	2748	4683.84	8787.18	14186.86	27630.40
21/11/2024	395.74	124.00	459.03	20190.53	56810.82	19456.76	6852.68	62929.73
15/08/2024	281.97	23.74	270.00	2098.32	29418.42	6753.18	24162.29	58235.57
Total:								307546.47

Tabla 4.13: Resultados para el Caso 2, Híbridas (250 MWp) con 0.5 C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 1 C								
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	475.54	0.00	420.00	42479.43	50988.00	28174.82	30392.14	67075.53
25/12/2024	271.74	0.00	240.00	20759.12	33859.20	16813.16	52303.88	82217.11
12/12/2024	431.24	44.30	420.00	55267.44	73513.70	8104.05	32863.23	59213.55
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56927.06	0.00	56927.06
01/04/2024	271.74	0.00	240.00	51.88	5143.20	19633.94	30326.26	55051.52
21/11/2024	418.26	25.22	480.00	20015.26	55779.66	47590.17	19126.35	102480.93
15/08/2024	339.67	0.00	300.00	4277.90	31811.40	16602.14	51180.88	95316.52
Total:								518282.27

Tabla 4.14: Resultados para el Caso 2, Híbridas (250 MWp) con 1 C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 0.5 C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)	
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3170980	0.00	3170980	
25/12/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33911.00	0.00	33911.00	
12/12/2024	406.29	103.23	450.00	57869.24	77912.91	3183.38	12780.76	3600782	
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28463.53	0.00	28463.53	
01/04/2024	271.74	0.00	130.48	2748	4683.84	8787.18	14186.86	27630.40	
21/11/2024	395.74	124.00	459.03	20190.53	56810.82	19456.76	6852.682	62929.73	
15/08/2024	281.97	23.74	270.00	2098.32	29418.42	6753.18	24162.29	58235.57	
Total:								27888788	

Tabla 4.15: Resultados para el Caso 2, Híbridas (500 MWp) con 0.5 C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 1 C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Beneficio (€)	
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6341961	0.00	6341961	
25/12/2024	271.74	0.00	240.00	20759.12	33859.20	16813.16	52303.88	82217.11	
12/12/2024	386.94	88.61	420.00	51801.69	73513.70	8104.05	32863.23	62679.30	
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56927.06	0.00	56927.06	
01/04/2024	271.74	0.00	240.00	51.88	5143.20	19633.94	30326.26	55051.52	
21/11/2024	315.79	227.69	480.00	18882.10	55779.66	47590.17	19126.35	103614.09	
15/08/2024	339.67	0.00	300.00	4277.90	31811.40	16602.14	51180.88	95316.52	
Total:								51922.53	

Tabla 4.16: Resultados para el Caso 2, Híbridas (500 MWp) con 1 C

En comparación con el Caso 1 (solo almacenamiento), las instalaciones híbridas obtienen mejoras reducidas en el beneficio global. Para 125 MWp, 250 MWp y 500 MWp se observa un incremento del $\approx 28\%$ con Carga/Descarga 0.5 C y del $\approx 16\%$ con 1 C. Entre los beneficios para el caso de estudio 2 con sistemas híbridos, los beneficios son marginales entre las diferentes capacidades de carga descarga.

Respecto a los volúmenes de energía negociados en los mercados, para 125 MWp y 250 MWp los patrones siguen similares a los de instalaciones *stand-alone*. Sin embargo, en 500 MWp hay un mayor número de días sin operación en los mercados, pues la operación combinada de la batería y la instalación de producción, permite obtener un mayor beneficio cuando la instalación de almacenamiento solo opera para reserva.

Un ejemplo ilustrativo es el día de menores precios de 500 MWp a 0.5 C (véase la Figura [4.12]), donde la carga de la batería se realiza principalmente en los tramos de mínimo coste y con mínima aportación de producción propia, la cual solo compensa las pérdidas asociadas al ciclo de carga/descarga. La Reserva Secundaria muestra asimismo una operación óptima, maximizando la capacidad reservada.

Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios

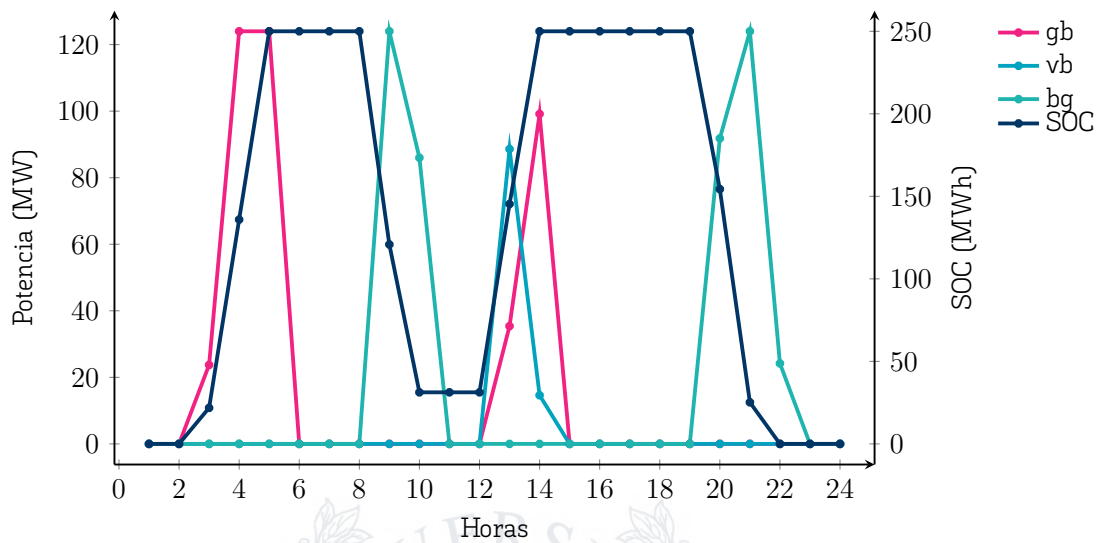


Figura 4.12: Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios (Mercados)

Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios

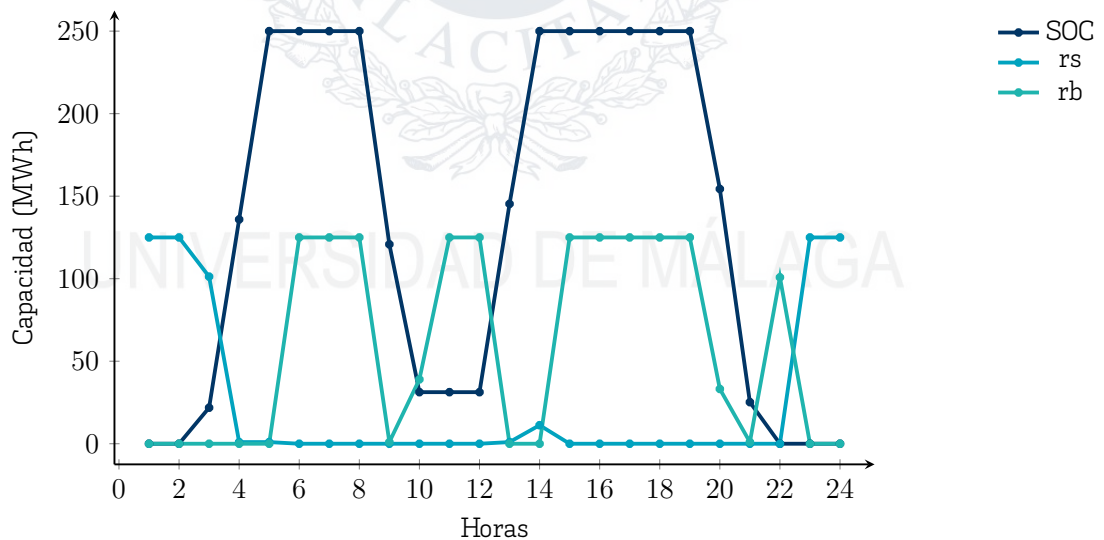


Figura 4.13: Caso 2, Híbridas (500 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día de menores precios (Reserva Secundaria)

Podemos observar el comportamiento que hemos descrito en anteriores coacciones, donde se maximiza el beneficio cargando la batería en los periodos de menores costes en los mercados, y se descarga en los periodos de mayores precios, aplicándose en este caso una pequeña carga desde la instalación PV como apoyo para la carga de la batería.

4.3. Resultados de operación del Caso de Estudio 3

A lo largo del caso 1 y 2 hemos desarrollado los resultados para la operación del BESS participando en mercados eléctricos y en la reserva secundaria. Para el caso de estudio 3 desarrollaremos el alquiler de capacidad a usuarios individuales.

4.3.1. Instalaciones Stand-Alone

Como en los apartados anteriores, comenzamos presentando primero los resultados correspondientes a los sistemas *Stand-Alone*, es decir, sin generación propia adicional.

Instalaciones Stand-Alone de 0.5 C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1645097	0.00	24400.00	4085097
25/12/2024	44.16	0.00	3900	352592	526695	1339609	354277	24400.00	4307989
12/12/2024	21739	0.00	19200	2647966	3302577	241492	511375	24400.00	38474.78
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1369773	708.84	24400.00	38806.57
01/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	962248	116769	24400.00	35190.17
21/11/2024	385.39	0.00	340.37	2000532	41461.22	815656	867310	17600.00	55885.56
15/08/2024	21195	0.00	13509	182869	2022504	449195	1672292	17600.00	57211.22
Total:									30949919

Tabla 4.17: Resultados para el Caso 3, Stand-Alone con 0.5 C

Instalaciones Stand-Alone de 1 C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	141.31	0.00	124.80	1229687	15150.72	28798.47	1041.18	24400.00	57093.51
25/12/2024	13044	0.00	11520	1057906	15557.76	3833292	1030.15	21600.00	65941.76
12/12/2024	22030	0.00	194.57	26971.17	3395606	819766	692361	24400.00	46506.17
05/04/2024	32.87	0.00	2903	0.30	2903	26464.56	1648.51	24400.00	52541.81
01/04/2024	86.96	0.00	76.80	7.51	16458.2	1978713	1030.90	24400.00	46856.34
21/11/2024	402.18	0.00	355.20	16955.72	41135.71	3244593	11745.33	17600.00	85971.25
15/08/2024	13043	0.00	11520	0.00	1333940	2603573	1376307	21600.00	74738.21
Total:									42964907

Tabla 4.18: Resultados para el Caso 3, Stand-Alone con 1 C

En comparación con el Caso 2, el beneficio total anual para los sistemas *Stand-Alone* mejora de manera muy ajustada (un 10 % aproximadamente en 0,5 C) o incluso empeora ligeramente (-17 % en 1 C), debido a que, al participar en el mercado de alquiler de capacidad, la instalación dispone de menos margen para ofrecer reservas frente a las situaciones extremas de demanda. Con el Caso 1 si se obtienen beneficios mayores, del doble para el caso de 0,5 C y 20 % para la instalación de 1 C.

Para ilustrar mejor el funcionamiento interno de cada sistema, analizamos su operación en el día de mayor demanda anual:

Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5 C para el día de mayor demanda

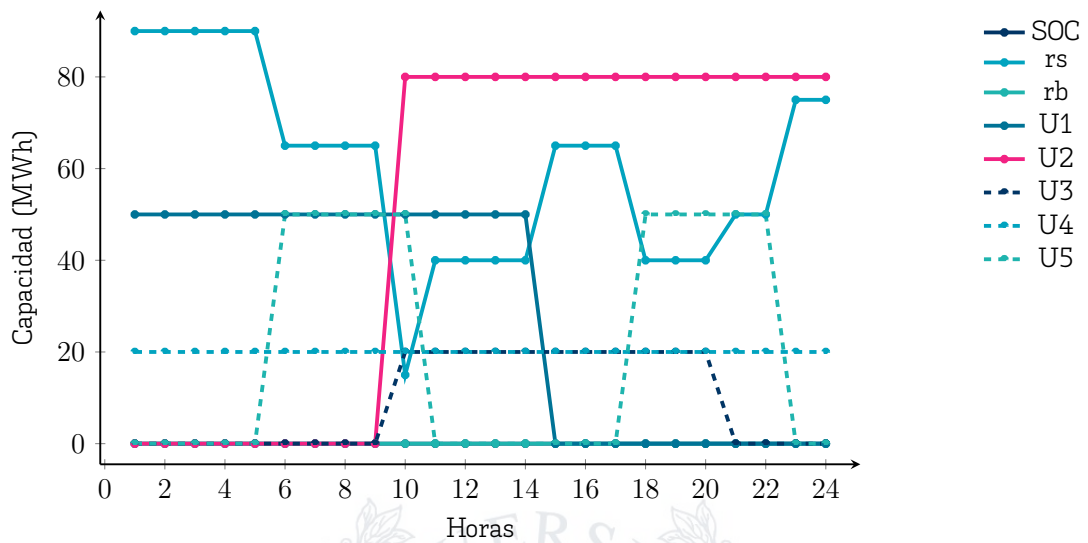


Figura 4.14: Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 0.5 C para el día de mayor demanda

En la Figura [4.14] se observa que el sistema de 0,5 C no lleva a cabo ciclos de carga o descarga; únicamente oferta reservas de bajada, puesto que no acumula suficiente energía para garantizar reservas de subida.

Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda

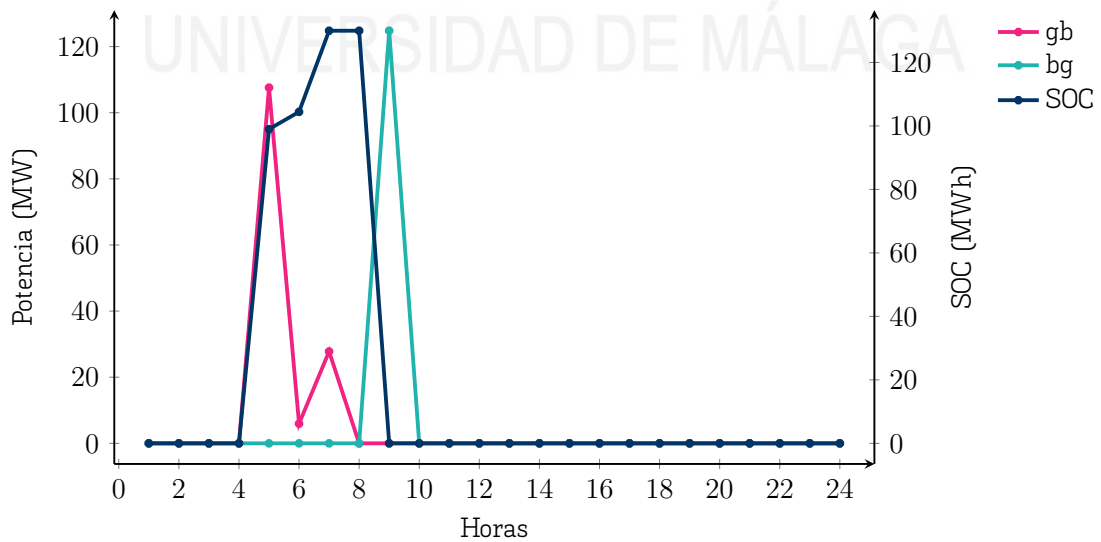


Figura 4.15: Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda (Mercados)

Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda

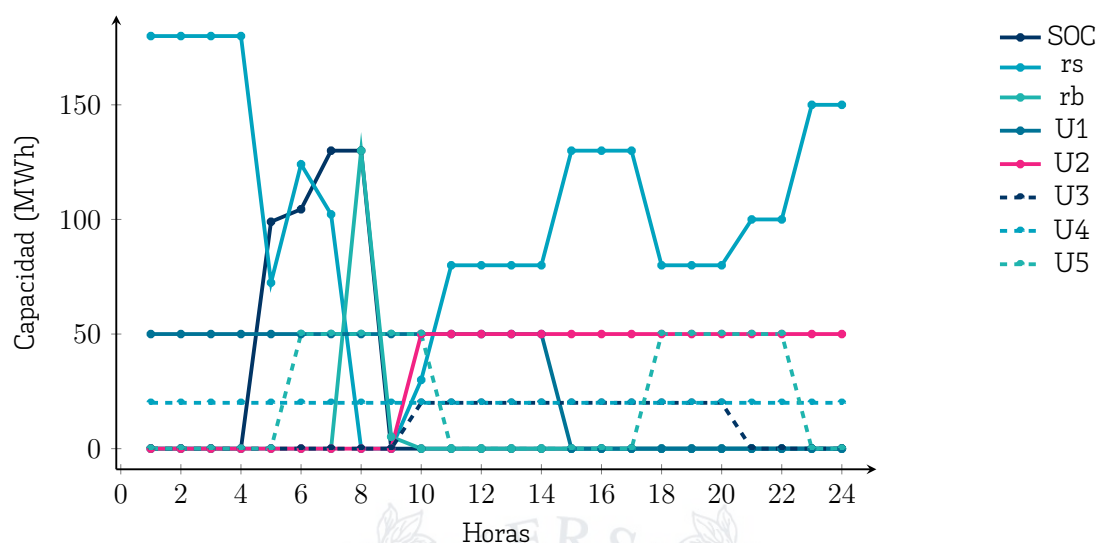


Figura 4.16: Caso 3, Stand-Alone, operación del BESS con 1 C para el día de mayor demanda (Reserva y Alquiler)

En las Figuras [4.15 y 4.16] vemos que el sistema de 1 C sí realiza un ciclo completo de compra de energía en horas valle y venta en horas punta, y simultáneamente participa en el mercado de alquiler y en ambos mercados de reserva (subida y bajada), optimizando de este modo la explotación de la batería.

Entender este funcionamiento es sencillo cuando se comprende que, para poder participar en los mercados y reserva de subida se debe adquirir la energía de los mercados, es decir, la diferencia entre el coste de adquisición y venta debe ser superior al beneficio obtenido del alquiler de la batería y la participación en reserva de bajada.

4.3.2. Instalaciones híbridas

Para el caso de las instalaciones híbridas analizadas en esta sección, se han obtenido los siguientes resultados:

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 0.5 C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1645097	0.00	24400.00	4085097
25/12/2024	44.16	0.00	3900	352592	526695	1339609	3542.77	24400.00	4307989
12/12/2024	144.93	0.00	128.00	17811.37	2080960	324987	3092.08	24400.00	3374019
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1369773	708.84	24400.00	3880657
01/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	962248	116769	24400.00	3519017
21/11/2024	250.40	134.99	340.37	15504.08	41461.22	815656	8673.10	17600.00	60386.80
15/08/2024	170.17	41.78	13509	169615	2022504	449195	16722.92	17600.00	5734376
Total:									309398.37

Tabla 4.19: Resultados para el Caso 3, Híbridas (125 MWp) con 0.5 C

Instalaciones Híbridas (125 MWp) de 1C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	hg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	141.31	0.00	124.80	1229687	1515072	2879847	104118	24400.00	57093.51
25/12/2024	130.44	0.00	115.20	1057906	1555776	3833292	103015	21600.00	65941.76
12/12/2024	220.30	0.00	194.57	2697117	3395606	819766	692361	24400.00	46506.17
05/04/2024	32.87	0.00	2903	-135.59	2903	26464.56	1648.51	24400.00	52677.71
01/04/2024	86.96	0.00	7680	751	164582	1978713	103090	24400.00	46856.34
21/11/2024	456.25	0.00	402.96	24302.27	4567003	3449098	18041.19	12000.00	85899.93
15/08/2024	130.43	0.00	115.20	0.00	1333940	2603573	1376307	21600.00	74738.21
Total:									42971366

Tabla 4.20: Resultados para el Caso 3, Híbridas (125 MWp) con 1C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 0.5C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	hg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1645097	0.00	24400.00	40850.97
25/12/2024	44.16	0.00	3900	352592	526695	1339609	3542.77	24400.00	43079.89
12/12/2024	144.93	0.00	128.00	17811.37	2080960	324987	3092.08	24400.00	33740.19
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1369773	708.84	24400.00	38806.57
01/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	962248	1167.69	24400.00	35190.17
21/11/2024	217.39	168.00	340.37	14880.35	41461.22	815656	867310	17600.00	61010.53
15/08/2024	170.17	41.78	13509	1695.53	2022504	449195	16722.92	17600.00	57344.39
Total:									310022.73

Tabla 4.21: Resultados para el Caso 3, Híbridas (250 MWp) con 0.5C

Instalaciones Híbridas (250 MWp) de 1C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	hg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	141.31	0.00	124.80	1229687	1515072	2879847	104118	24400.00	57093.51
25/12/2024	130.44	0.00	115.20	1057906	1555776	3833292	103015	21600.00	65941.76
12/12/2024	220.30	0.00	194.57	2697117	3395606	819766	692361	24400.00	46506.17
05/04/2024	32.87	0.00	2903	-135.59	2903	26464.56	1648.51	24400.00	52677.71
01/04/2024	86.96	0.00	7680	751	164582	1978713	103090	24400.00	46856.34
21/11/2024	456.25	0.00	402.96	24302.27	4567003	3449098	18041.19	12000.00	85899.93
15/08/2024	130.43	0.00	115.20	0.00	1333940	2603573	1376307	21600.00	74738.21
Total:									42971366

Tabla 4.22: Resultados para el Caso 3, Híbridas (250 MWp) con 1C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 0.5C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	hg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1645097	0.00	24400.00	40850.97
25/12/2024	44.16	0.00	3900	352592	526695	1339609	3542.77	24400.00	43079.89
12/12/2024	144.93	0.00	128.00	17811.37	2080960	324987	3092.08	24400.00	33740.19
05/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1369773	708.84	24400.00	38806.57
01/04/2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	962248	1167.69	24400.00	35190.17
21/11/2024	55.48	0.00	4900	1662.83	5708.01	15499.10	3034.5	23520.00	46098.79
15/08/2024	170.17	41.78	13509	1678.29	2022504	449195	16722.92	17600.00	57361.62
Total:									295128.23

Tabla 4.23: Resultados para el Caso 3, Híbridas (500 MWp) con 0.5C

Instalaciones Híbridas (500 MWp) de 1C									
Día	gb (MWh)	vb (MWh)	bg (MWh)	Coste de adquisición (€)	Compensación por inyección (€)	Comp. Reser. Bajada (€)	Comp. Reser. Subida (€)	Comp. Alquiler (€)	Beneficio (€)
10/01/2024	141.31	0.00	124.80	1229687	1515072	2879847	104118	24400.00	5709351
25/12/2024	130.44	0.00	115.20	1057906	1555776	3833292	103015	21600.00	6594176
12/12/2024	220.30	0.00	194.57	2697117	3395606	819766	692361	24400.00	4650617
05/04/2024	32.87	0.00	2903	-13559	2903	26464.56	164851	24400.00	5267771
01/04/2024	8696	0.00	7680	751	164582	1978713	103090	24400.00	4685634
21/11/2024	45625	0.00	40296	24302.27	45670.03	3449098	1804119	12000.00	8589993
15/08/2024	130.43	0.00	115.20	0.00	1333940	2603573	1376307	21600.00	7473821
Total:									42971366

Tabla 4.24: Resultados para el Caso 3, Híbridas (500 MWp) con 1C

De las tablas anteriores destacan dos aspectos principales:

1. La operación agregada de las instalaciones híbridas es prácticamente idéntica a la de los sistemas *stand-alone*, alcanzando beneficios muy similares y haciendo un uso escaso de la producción propia. La inclusión del alquiler de capacidad convierte la operación efectiva en *stand-alone*, lo que sugiere la implica separar el BESS de la instalación de generación a nivel de operación.
2. Para instalaciones de mayor tamaño (500 MWp) y tasa de carga-descarga 0,5 C se observa una ligera reducción de beneficio.
3. Estas observaciones son atribuibles a la restricción que obliga a mantener constante, en cada día, la fracción de capacidad de la batería alquilada, lo que limita la flexibilidad de operación.

A continuación se muestra la operación de la batería en el día con mayor aportación renovable, donde se activan todos los servicios: participación en mercados, reserva secundaria (bajada y subida) y alquiler de capacidad.

Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable

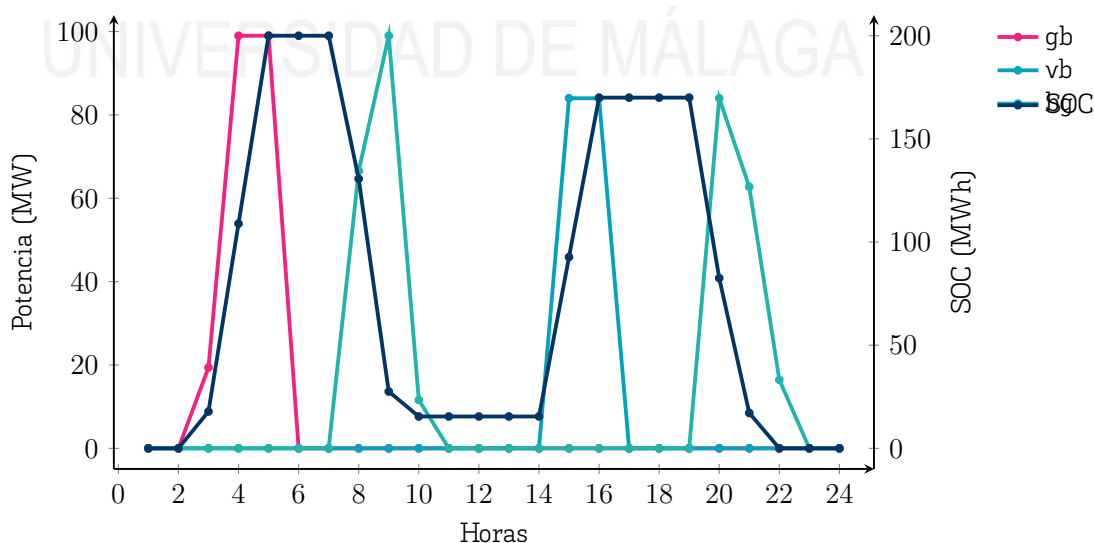


Figura 4.17: Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable (Mercados)

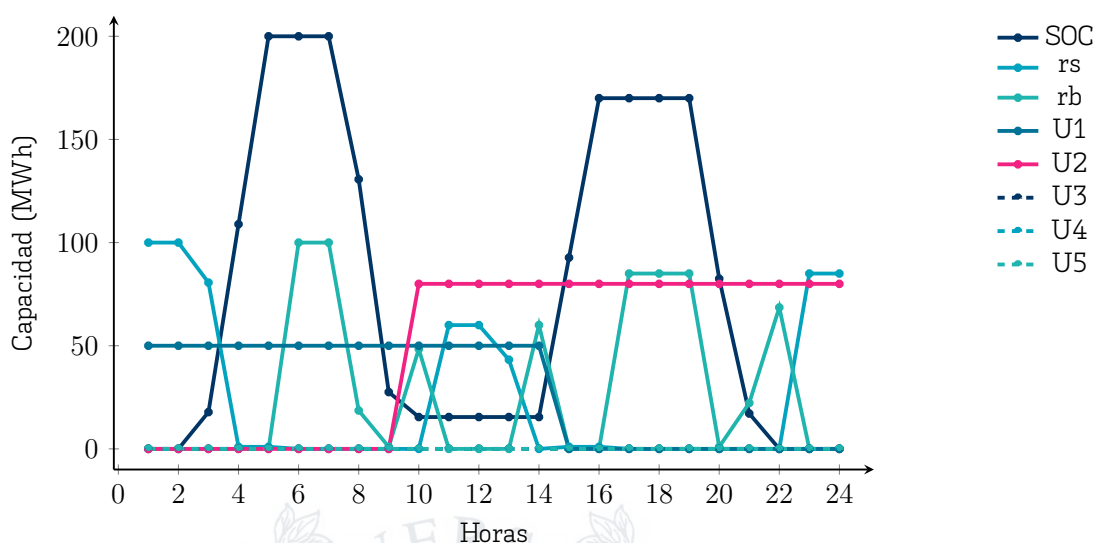
Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable

Figura 4.18: Caso 3, Híbridas (250 MWp), operación del BESS con 0.5 C para el día con el mix más renovable (Reserva y Alquiler)

En estas figuras se aprecia cómo el BESS participa simultáneamente en todos los mecanismos disponibles (mercados de energía y reservas, así como alquiler de capacidad), logrando una operación conjunta óptima y maximizando el beneficio total.

4.4. Resultados anuales y análisis económico

Tras analizar los días más representativos de 2024, abordamos ahora un examen global del año. Este análisis incluye:

- Los volúmenes totales de energía comercializada en los distintos mercados.
- El análisis de costes, ingresos y beneficios asociados a dicha comercialización.
- La estimación del periodo de retorno de la inversión en la instalación de baterías.

4.4.1. Resultados globales del caso de estudio 1 (Solo mercados)

En la Tabla [4.25] se recogen los volúmenes anuales de energía negociada, autoproducida y vendida para cada combinación de instalación (*stand-alone* u *híbrida*) y C_{Rate} (0.5 C o 1 C):

		Energía Adquirida (MWh)	Energía Autoconsumida (MWh)	Energía Vendida (MWh)	Grado de Autoconsumo (%)
Stand-Alone	0.5 C	271318.01	0.00	239571.80	0.00
	1 C	394228.88	0.00	351196.80	0.00
PV 125 MW _p	0.5 C	239332.27	31985.74	239571.80	11.79
	1 C	371518.59	22710.27	351196.80	5.76
PV 250 MW _p	0.5 C	223098.74	48111.67	239476.77	17.74
	1 C	351918.28	42310.60	351196.80	10.73
PV 500 MW _p	0.5 C	218835.21	52375.20	239476.77	19.31
	1 C	328425.88	65803.00	351196.80	16.69

Tabla 4.25: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1

En la Figura [4.19] se presenta gráficamente la misma información:

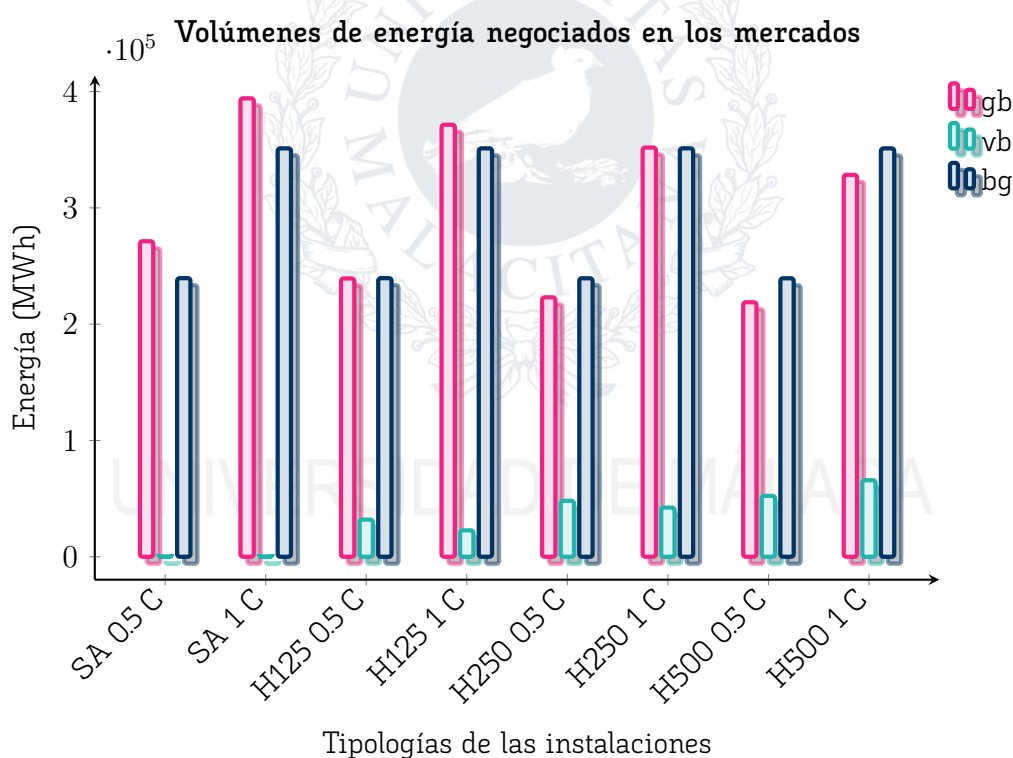


Figura 4.19: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1

De estos resultados cabe destacar:

1. El volumen de energía vendida por el BESS en los mercados es constante para cada C_{rate}, lo cual se explica por la mayor rapidez de carga/descarga a 1 C respecto a 0.5 C, que permite ciclos más frecuentes de comercio.

2. El grado de autoconsumo aumenta al crecer la potencia PV instalada, pero presenta un comportamiento decreciente relativo (%), ya que la energía autoconsumida crece menos que la instalada. Además, con C-Rate 1 C el grado de autoconsumo es superior al de 0.5 C, dada la mayor flexibilidad operativa.
3. El volumen de energía adquirida en los mercados disminuye a mayor potencia PV, pues las instalaciones *híbridas* cubren en mayor medida las peridas originadas en la carga y descarga de la batería con energía "gratuita".

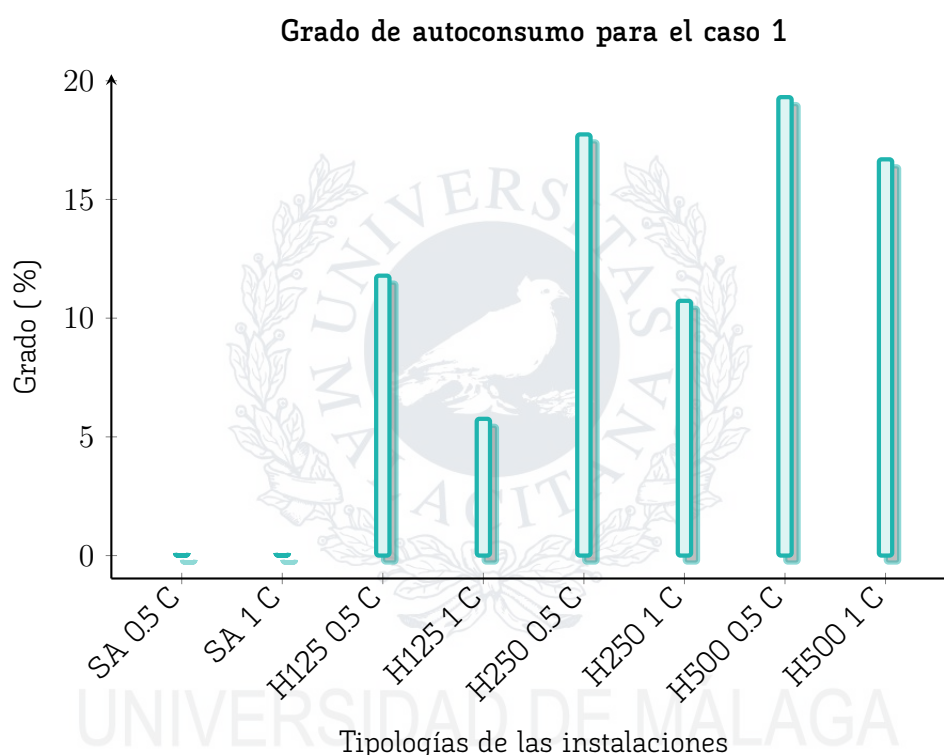


Figura 4.20: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 1

A continuación, en la Tabla [4.26] se resumen los costes, ingresos y beneficios anuales:

		Costes (€)	Ingresos (€)	Beneficios (€)	Periodo de Retorno (años)
Stand-Alone	0.5 C	2817414998	3276537948	4591229.50	13.79
	1 C	41987432.74	48966790.99	6979358.25	9.07
PV 125 MW_p	0.5 C	22337970.83	32577266.48	10239295.65	6.19
	1 C	37478017.05	48695902.63	11217885.57	5.65
PV 250 MW_p	0.5 C	19934334.46	32558258.99	12623924.53	5.02
	1 C	34253877.47	48893520.35	14639642.89	4.33

		Costes (€)	Ingresos (€)	Beneficios (€)	Periodo de Retorno (años)
PV 500 MW _p	0.5 C	1912044994	3252251964	1340206970	4.73
	1 C	31031870.22	48838401.05	17806530.83	3.56

Tabla 4.26: Resultados económicos para el caso de estudio 1

Podemos observar como:

- Los ingresos permanecen estables entre las distintas variantes porque el volumen de oferta al mercado depende únicamente del C-Rate.
- Los costes disminuyen al crecer la potencia PV, dado que se adquiere menos energía en el mercado.
- En consecuencia, los beneficios y la reducción del periodo de retorno mejoran considerablemente al aumentar la capacidad PV.

Por último, la Figura [4.21] desglosa los beneficios por mercado (diario, intradiario y continuo):

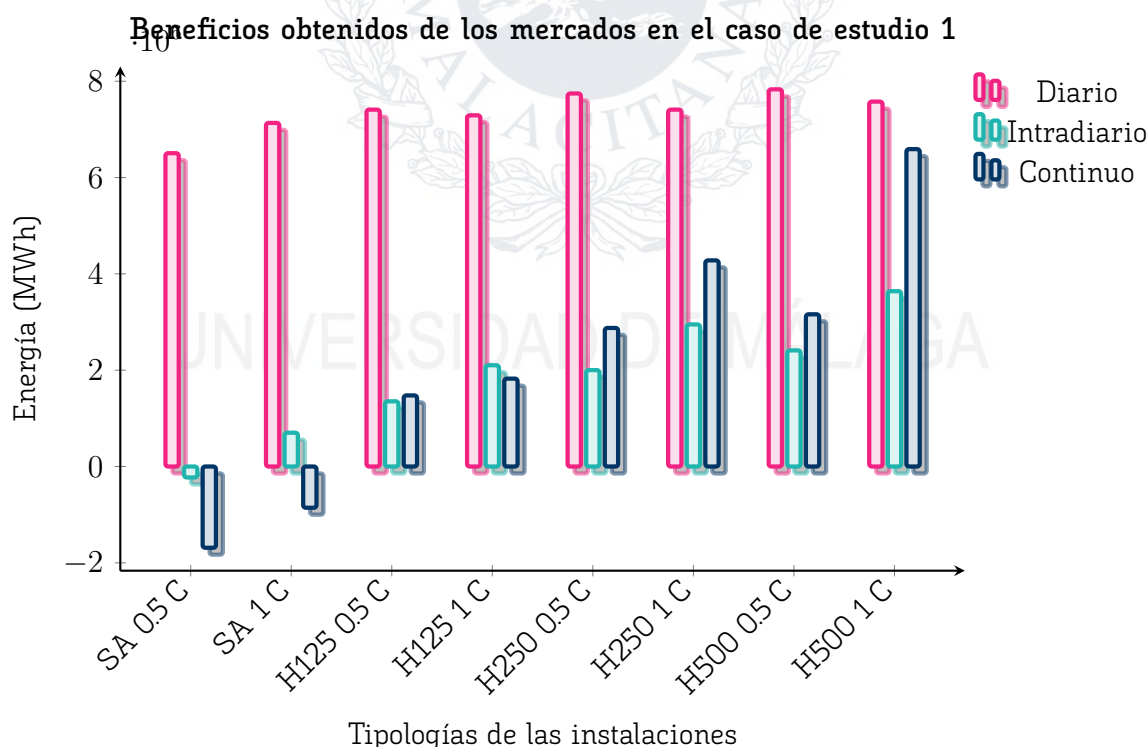


Figura 4.21: Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 1

Queda claro que, aunque el mercado diario aporta un beneficio constante, las instalaciones stand-alone incurren en pérdidas en mercados intradiario y continuo, pues carecen

de generación propia para corregir los compromisos firmados en el diario. En los sistemas *híbridos*, la generación PV permite cumplir esos compromisos y obtener beneficios en todos los mercados.

4.4.2. Resultados globales del caso de estudio 2 (Mercados + Reserva)

Repetimos el mismo análisis que en el caso anterior, añadiendo ahora los beneficios derivados de la participación en reserva secundaria. Los resultados obtenidos son:

		Energía Adquirida (MWh)	Energía Autoconsumida (MWh)	Energía Vendida (MWh)	Capacidad en Bajada (MW)	Capacidad en Subida (MW)	Grado de Autoconsumo (%)
Stand-Alone	05 C	14023045	000	12274837	440632.18	382578.71	000
	1 C	150652.22	000	132436.37	102828396	878954.73	000
PV 125 MW _p	05 C	120433.35	195490.6	122529.34	443380.18	380297.74	1397
	1 C	137447.57	13136.87	132376.37	1028601.89	877519.73	8.72
PV 250 MW _p	05 C	89894.03	203300.2	96488.36	612711.70	267404.34	18.44
	1 C	127375.33	229376.5	132136.37	1034373.62	872260.08	15.26
PV 500 MW _p	05 C	89894.03	203300.2	96488.36	612711.70	267404.34	18.44
	1 C	112254.10	29214.21	124353.49	1129272.68	794168.29	20.65

Tabla 4.27: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2

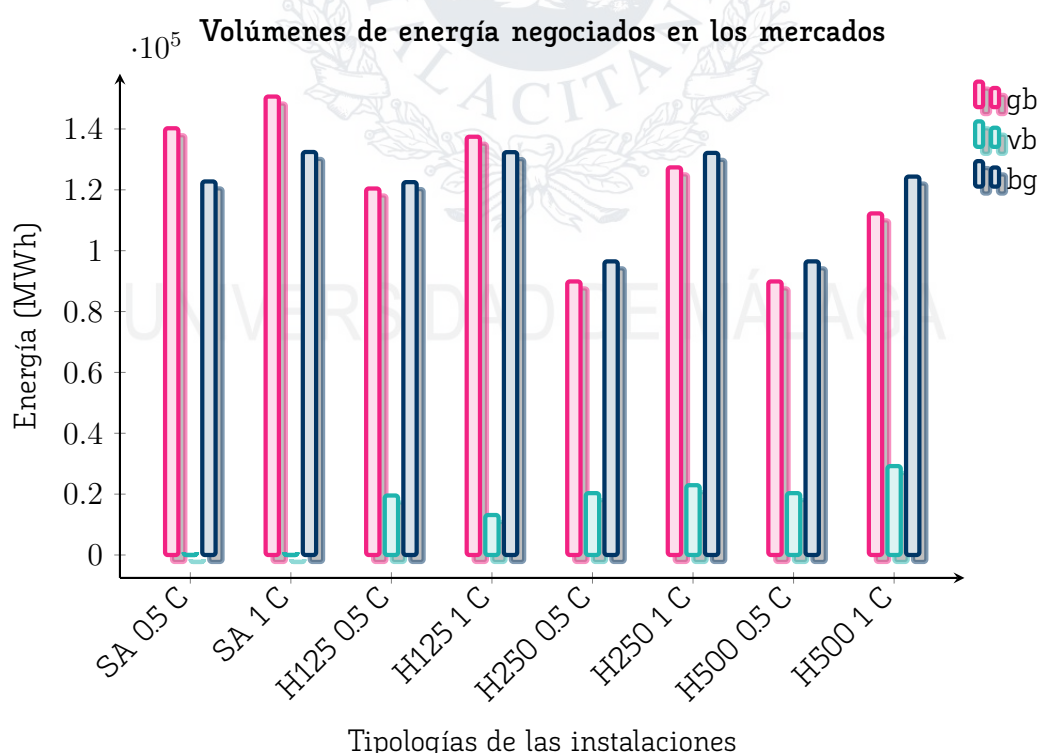


Figura 4.22: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2

Del análisis de la Tabla [4.27] y la Figura [4.22] se extraen las siguientes conclusiones:

- El grado de autoconsumo aumenta notablemente al incorporar la reserva secundaria gracias al valor extra que aporta el BESS, situándose entre un 8.7% y un 20.7%.
- Para instalaciones PV de 250 MWp y 500 MWp los volúmenes negociados (diario, intradiario, continuo) son prácticamente idénticos, obteniendo una operación similar de los sistemas.
- Conforme crece la potencia PV, disminuye la energía vendida en mercado diario e intradiario, en favor de una mayor oferta de reserva secundaria (bajada/subida), especialmente a 1 C.

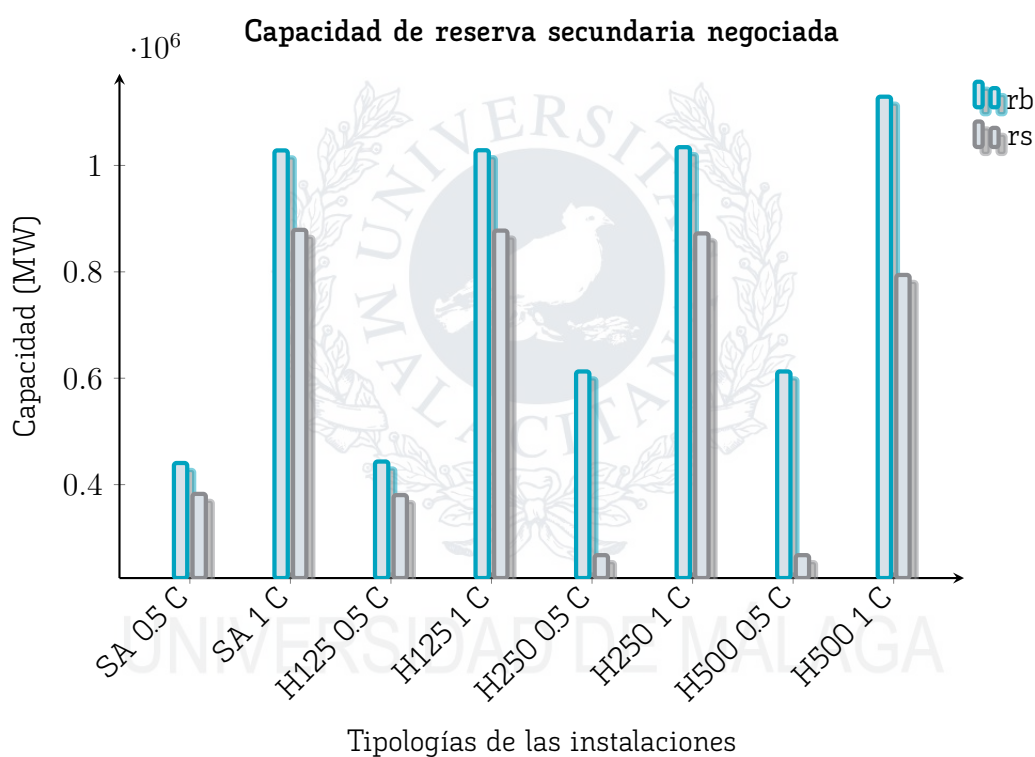


Figura 4.23: Resultados de Capacidad de reserva secundaria negociada para el caso de estudio 2

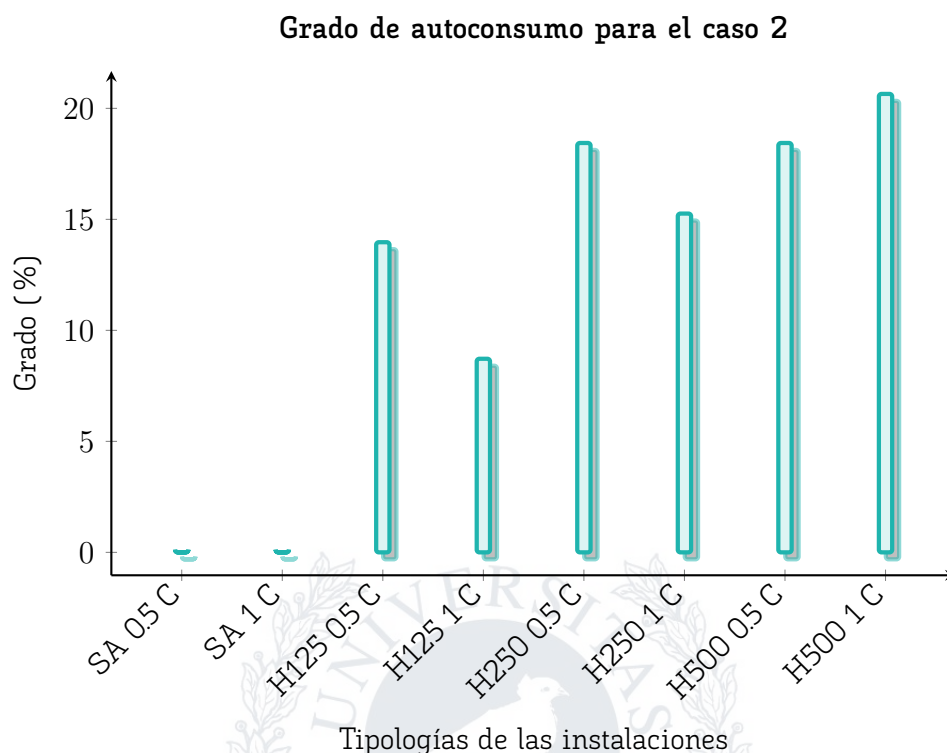


Figura 4.24: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 2

En cuanto al balance económico, la Tabla [4.28] y la Figura [4.25] resumen costes, ingresos, beneficios y periodo de retorno (PER) en este segundo caso:

		Costes (€)	Ingresos (€)	Beneficios (€)	Periodo de Retorno (años)
Stand-Alone	0.5 C	6705873.16	2380538364	1709951048	3.70
	1 C	696865988	38345860.32	3137720045	2.02
PV 125 MW _p	0.5 C	561841392	23738438.04	18120024.13	3.49
	1 C	618560950	38292169.66	32106560.16	1.97
PV 250 MW _p	0.5 C	3043483.33	20239301.81	17195818.48	3.68
	1 C	5590081.83	38231336.26	32641254.43	1.94
PV 500 MW _p	0.5 C	3043483.33	20239301.81	17195818.48	3.68
	1 C	446145974	36822554.88	32361095.14	1.96

Tabla 4.28: Resultados económicos para el caso de estudio 2

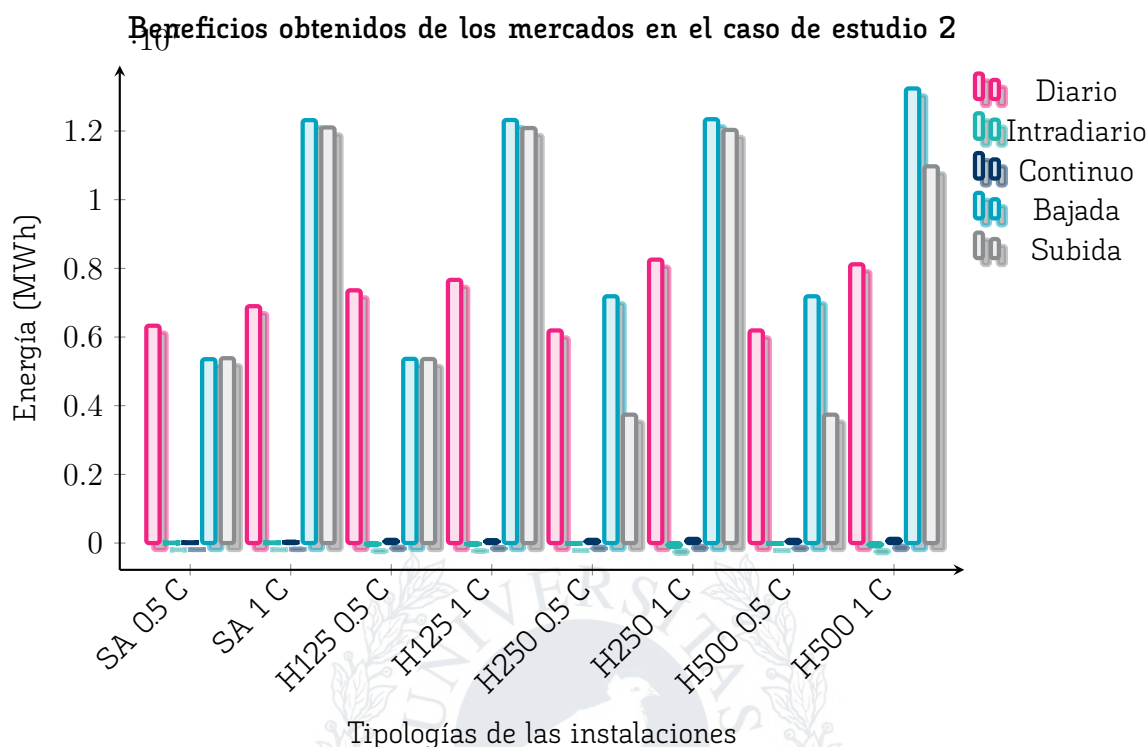


Figura 4.25: Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 2

De estos datos destacamos:

- Los costes de adquisición se reducen hasta cinco veces respecto al caso solo mercados, al reducirse el volumen de energía total negociado en los mercados.
- Los ingresos (mercados diarios, intradiario, continuo y reserva) apenas disminuyen, pues la participación en aFRR compensa la menor venta de energía.
- El beneficio neto crece y el periodo de retorno se acorta notablemente, alcanzando entre 1.96 y 3.70 años, con los valores más bajos para C-rates altos y potencias PV mayores.

En conjunto, el segundo escenario demuestra que, al incorporar la participación en reserva secundaria, la viabilidad económica del esquema híbrido se refuerza, el autoconsumo aumenta y el retorno de la inversión es más rápido que en el caso sin participación en reserva.

4.4.3. Resultados globales del caso de estudio 3 (Mercados + Reserva + Alquiler)

En este tercer escenario hemos incluido el alquiler de capacidad de los BESS, tal como propone nuestro modelo, y lo hemos comparado con las dos configuraciones, mercados y mercados + reserva, que pueden operar hoy en día. Aunque en la práctica aún no existe un

mecanismo real de alquiler de capacidad de baterías, la Tabla [4.29] resume los volúmenes energéticos y de capacidad negociados en nuestro modelo:

		Energía Adquirida (MWh)	Energía Autoconsumida (MWh)	Energía Vendida (MWh)	Capacidad en Bajada (MW)	Capacidad en Subida (MW)	Capacidad Alquilada (MW)	Grado de Autoconsumo (%)
Stand-Alone	0.5 C	8247307	000	7246208	31652320	21045338	139750320	000
	1 C	10162141	000	8977643	75837955	55116154	118602240	000
PV 125 MW _p	0.5 C	73648.63	8824.43	7246208	31652320	21045338	139750320	1070
	1 C	94056.18	7565.14	8977643	75837955	55116154	118602240	744
PV 250 MW _p	0.5 C	41007.55	5141.03	4015324	41208034	13432603	155798880	1114
	1 C	69390.82	6073.65	6647367	101227079	28933751	126094800	804
PV 500 MW _p	0.5 C	36368.29	4301.78	3532309	42308663	12325161	159228480	1058
	1 C	68171.38	6835.19	6607952	101048842	29170568	126094800	911

Tabla 4.29: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3

Como se observa, el alquiler de capacidad reduce el volumen global de energía adquirida y la capacidad dedicada a reserva secundaria con respecto a la solución *mercados + alquiler*, puesto que parte de la flexibilidad se destina a satisfacer la demanda de los arrendatarios. Esto, a su vez, degrada ligeramente el grado de autoconsumo (Figura [4.28]), especialmente en los BESS con C-Rate alto (1 C).

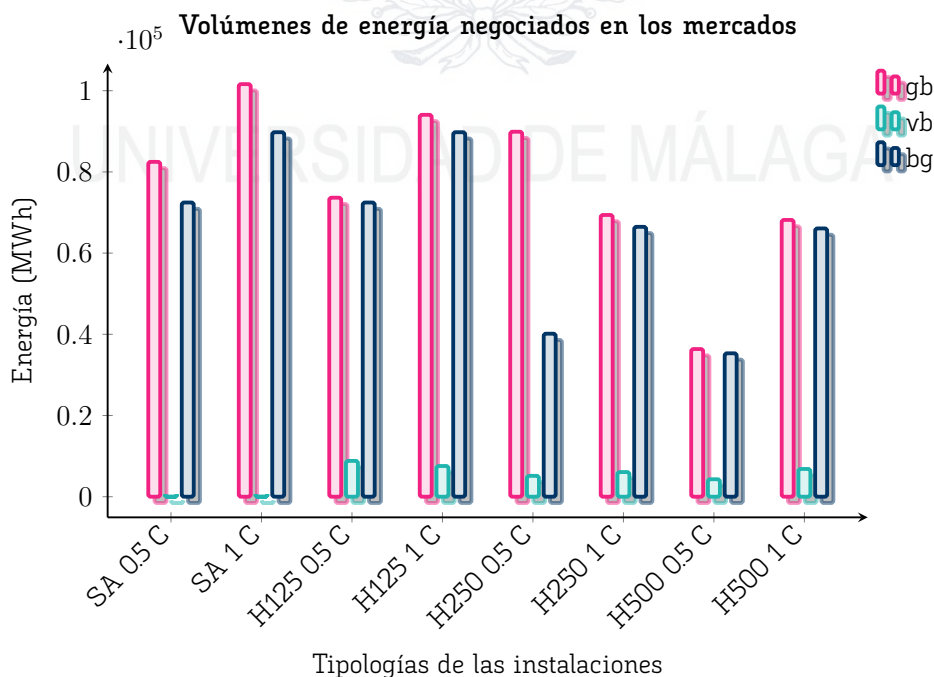


Figura 4.26: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3

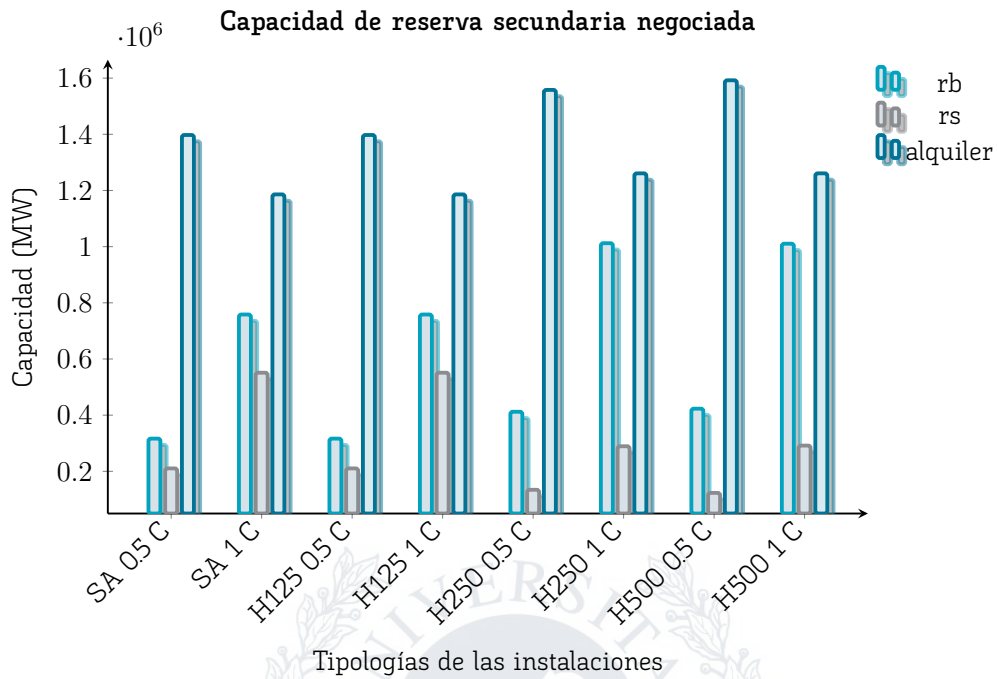


Figura 4.27: Resultados de Capacidad de reserva secundaria negociada para el caso de estudio 3

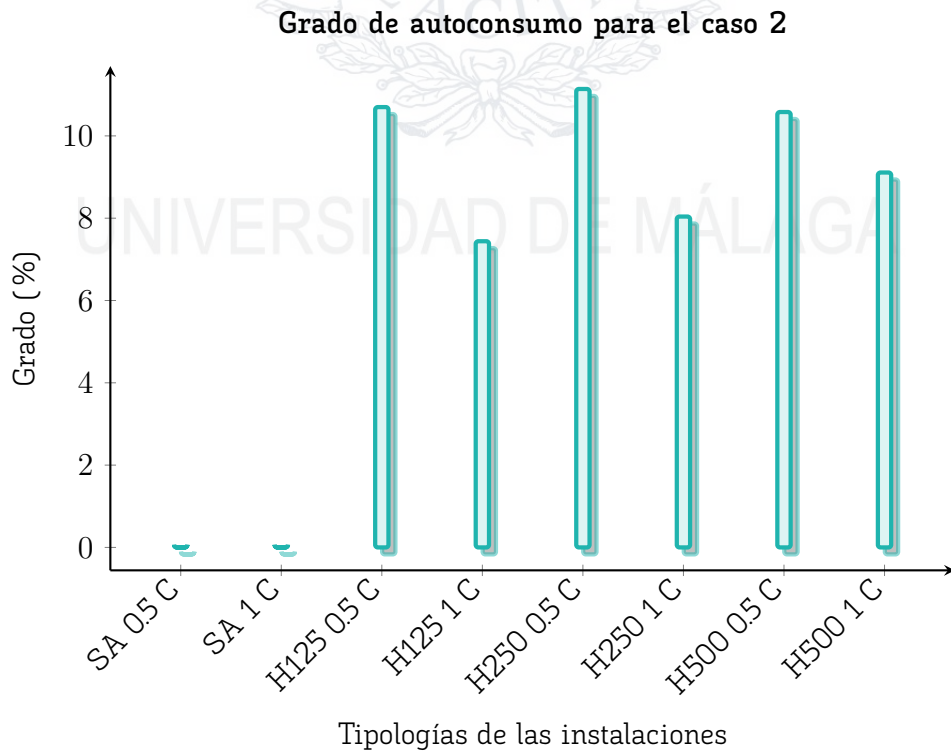


Figura 4.28: Resultados de volúmenes negociados en los mercados para el caso de estudio 3

En términos económicos (Tabla [4.30]), la solución con BESS *stand-alone* y 0,5 C es la que más se beneficia de la inclusión del alquiler de capacidad. El retorno de la inversión para los casos con capacidad de carga/descarga con 1 C, se ven emperorados debido a la pérdida de flexibilidad que origina la restricción de alquiler en su operación.

Esta restricción permite al modelo seleccionar la fracción de potencia ofertada por el usuario a satisfacer, no obstante, obliga al cumplimiento de reserva de esta capacidad en todo el periodo solicitado por el usuario, lo que limita las capacidades del sistema de almacenamiento.

		Costes (€)	Ingresos (€)	Beneficios (€)	Periodo de Retorno (años)
Stand-Alone	0.5 C	3912256.70	22092843.89	18180587.19	3.48
	1 C	4652831.65	33246832.80	28594001.15	2.21
PV 125 MW _p	0.5 C	3418303.22	22064190.78	18645887.56	3.39
	1 C	4321348.52	33228911.70	28907563.19	2.19
PV 250 MW _p	0.5 C	1422456.17	18654645.11	17232188.94	3.67
	1 C	2799191.22	30150849.30	27351658.09	2.32
PV 500 MW _p	0.5 C	1188004.26	18202096.56	17014092.30	3.72
	1 C	2790358.98	30142837.41	27352478.43	2.31

Tabla 4.30: Resultados económicos para el caso de estudio 3

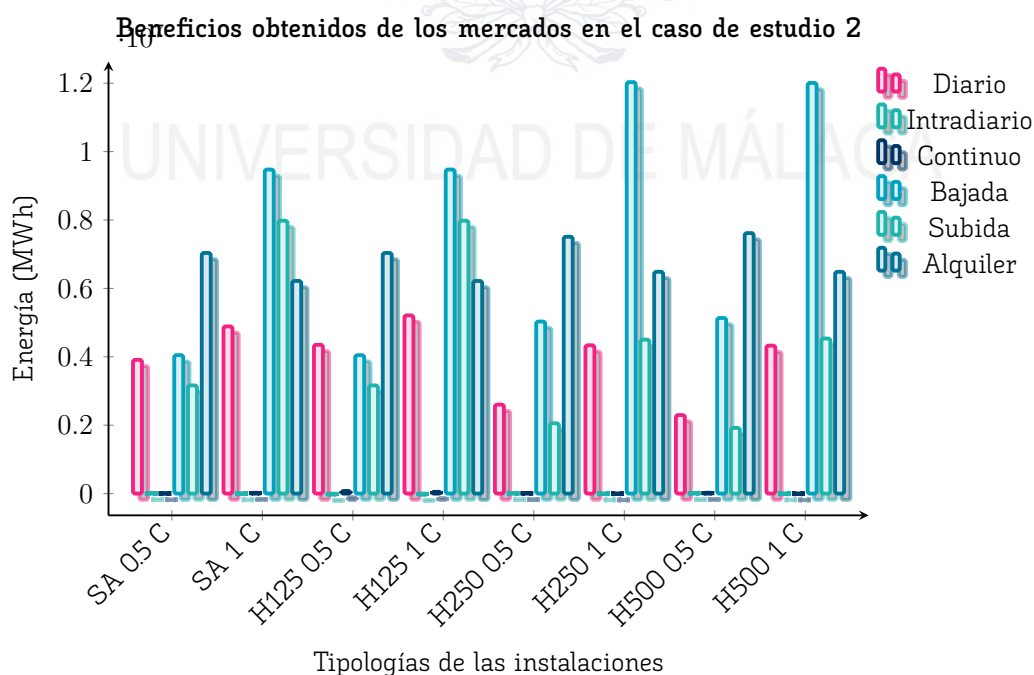


Figura 4.29: Beneficios obtenidos de los mercados en el caso de estudio 2

En resumen, el alquiler de capacidad de los BESS, tal como propone nuestro método, reorienta la flexibilidad hacia terceros y, por tanto, reduce la capacidad y el volumen propios dedicados a los mercados de energía y reserva. Esto perjudica el autoconsumo y penaliza las configuraciones más flexibles, pero permite mejorar el payback para las tipologías que no combinan generación renovable in situ y de menores C-Rate.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Capítulo 5

Conclusiones



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

El presente Trabajo Fin de Máster ha abordado un estudio crucial en el contexto de la transición energética global: la integración de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) en el sistema eléctrico español.

Las sociedades desarrolladas experimentan un aumento constante en su demanda energética, lo que convierte a los sistemas de energía eléctrica en un pilar fundamental para el desarrollo social y económico a nivel mundial. Sin embargo, esta transición hacia modelos de generación más limpios, basada en tecnologías renovables intermitentes como la solar y la eólica, presenta una serie de desafíos significativos para la estabilidad y seguridad de la red. Estos retos incluyen:

- La gran variabilidad en la generación debido a la intermitencia de las fuentes energéticas renovables.
- La gestión de fenómenos como la "Curva del Pato", que implica una drástica disminución de la producción neta de tecnologías convencionales durante las horas de máxima generación fotovoltaica y una rápida necesidad de respuesta al atardecer.
- Problemas de estabilidad derivados de la desconexión de generadores tradicionales, como la pérdida de inercia en el sistema, lo que afecta la estabilidad de la frecuencia.

En este escenario, y con el objetivo adicional de fomentar la independencia energética y mitigar la volatilidad de los precios impulsada por factores externos y conflictos geopolíticos, los sistemas de almacenamiento de energía, y en particular los BESS, se posicionan como una solución idónea y estratégica.

Este estudio se ha centrado en explorar en profundidad la viabilidad y los modelos de negocio que permitan el despliegue y la rentabilización de estos sistemas en España, analizando su capacidad para ofrecer servicios esenciales de capacidad, potencia y apoyo a la red eléctrica. A lo largo del estudio, se han modelado y analizado diversos escenarios operativos y económicos, utilizando herramientas avanzadas de optimización como GAMS y MATLAB para la formulación y resolución de problemas complejos y el tratamiento de grandes volúmenes de datos reales

5.1. Resultados principales

Los hallazgos derivados de este análisis sistemático permiten extraer las siguientes conclusiones clave, que delinean el papel fundamental del almacenamiento energético en el sistema eléctrico del futuro:

1. **Relevancia Estratégica del Almacenamiento de Energía:** Los sistemas BESS son un pilar fundamental en la actual transición energética global. Su capacidad para mitigar la intermitencia de las fuentes renovables como la solar y la eólica, gestionar la demanda, solucionar los problemas derivados de la curva del pato, y

compensar la pérdida de inercia en la red los convierte en una solución idónea para garantizar la estabilidad y la seguridad del suministro eléctrico.

2. **Firme Apoyo Regulatorio y Gubernamental en España:** Existe un claro compromiso por parte del Gobierno Español y la Unión Europea para impulsar la implementación de tecnologías de almacenamiento. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) ha elevado los objetivos de capacidad instalada a 22,5 GWh para 2030 y se han puesto en marcha iniciativas y programas de ayuda (PERTE ERHA, Programa Energías Renovables Innovadoras), además de un marco legal creciente (Real Decreto 1183/2020, Ley 7/2021). Sin embargo, la plena integración y remuneración de estos sistemas en todos los mercados aún presenta desafíos regulatorios y administrativos que requieren mayor clarificación.
3. **Potencial Económico en los Mercados Eléctricos (Caso de Estudio 1):** La participación de los BESS en los mercados diarios e intradiarios ha demostrado ser un modelo de negocio rentable. Se ha observado que las instalaciones híbridas (fotovoltaica + BESS) son significativamente más rentables que las stand-alone. Esto se debe a la capacidad de las plantas híbridas de autoabastecer las pérdidas de la batería con energía fotovoltaica de coste nulo, reduciendo así la necesidad de adquisición de energía de la red en los mercados y maximizando el beneficio. Además, un mayor C-Rate (tasa de carga/descarga) se traduce en mayores beneficios, ya que permite una operación más rápida y aprovechar un mayor volumen de oportunidades de arbitraje.
4. **Impacto Transformador de los Servicios de Regulación Secundaria (Caso de Estudio 2):** La inclusión de la participación en los servicios de regulación secundaria (aFRR) incrementa drásticamente la rentabilidad de las instalaciones, reduciendo el periodo de retorno de la inversión a valores muy competitivos (entre 1.96 y 3.70 años). Este servicio permite a los BESS ofrecer valor a la red incluso en días en que la participación en los mercados energéticos no es óptima, demostrando la importancia de la diversificación de ingresos. Las instalaciones híbridas, al combinar su capacidad de regulación con la generación fotovoltaica, optimizan aún más su rendimiento.
5. **El Modelo de Alquiler de Capacidad: Una Oportunidad Emergente (Caso de Estudio 3):** El modelo de alquiler de capacidad de batería a terceros, aunque aún no implementado en la legislación española, se presenta como una posible fuente adicional de ingresos. Este estudio demuestra que puede mejorar la rentabilidad global, especialmente para las configuraciones de BESS stand-alone con menores C-Rates. Sin embargo, se ha observado que la rigidez de la restricción de alquiler (capacidad fija durante un periodo determinado) puede reducir la flexibilidad operativa del BESS para su participación en otros mercados y servicios auxiliares, lo que en algunos escenarios, puede limitar el beneficio total de las instalaciones más flexibles (con C-Rate alto) en comparación con el caso sin alquiler. Esto sugiere que el diseño de los mecanismos de alquiler debe considerar la optimización conjunta con el resto de servicios.

En definitiva, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías son una tecnología clave para la evolución hacia un sistema eléctrico más robusto, flexible y descarbonizado. Su viabilidad económica se consolida al participar en una cartera diversificada de servicios, donde los mercados de energía y los servicios de regulación secundaria son pilares fundamentales, y donde modelos innovadores como el alquiler de capacidad pueden ofrecer un valor adicional significativo. Los avances en el marco regulatorio y la continua reducción de costes de las baterías serán determinantes para el despliegue masivo y la plena explotación del potencial de estas infraestructuras en el futuro energético.

5.2. Trabajos futuros

Dada la naturaleza dinámica del sector energético y los prometedores resultados obtenidos en este estudio sobre la viabilidad y los modelos de negocio para la integración de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) en el sistema eléctrico español, se identifican diversas líneas de trabajo futuro que permitirían ampliar y profundizar en las implicaciones de esta tecnología crucial para la transición energética.

Estas líneas de investigación se centran en refinar el modelo, explorar nuevas oportunidades de mercado y abordar desafíos operativos y regulatorios más complejos:

- **Integración de la Degradación y el Envejecimiento de las Baterías:** Aunque el modelo actual ha omitido deliberadamente las restricciones asociadas a la degradación y el envejecimiento de las baterías para centrarse en el comportamiento operativo, un paso fundamental en el futuro sería incorporar modelos de degradación de la vida útil del BESS. Esto permitiría una evaluación económica más precisa a largo plazo, optimizando la operación para balancear los ingresos con la longevidad del activo y ofreciendo una visión más realista del periodo de retorno de la inversión.
- **Mayor Granularidad Temporal y Modelado Probabilístico:** El estudio actual se ha basado en datos horarios del año 2024, anterior a la plena implementación de los mercados cuarto-horarios. Una evolución natural sería actualizar el modelo a una discretización temporal de 15 minutos (MTU15) para reflejar con mayor fidelidad la operación real de los mercados eléctricos y la respuesta de los BESS. Además, se podría incorporar un enfoque probabilístico en el modelado de los precios de mercado y la generación fotovoltaica. Esto permitiría evaluar la robustez de los modelos de negocio frente a la incertidumbre inherente del sector, en lugar de asumir valores conocidos como se hizo en este estudio.
- **Desarrollo Avanzado del Modelo de Alquiler de Capacidad:** El modelo de alquiler de capacidad propuesto ha demostrado ser una fuente adicional de ingresos, especialmente para configuraciones Stand-Alone con menores C-Rates. Sin embargo, se ha observado que la rigidez de la restricción de alquiler puede limitar la flexibilidad operativa del BESS en su participación en otros mercados. Un trabajo

futuro podría diseñar y modelar mecanismos de alquiler más flexibles y dinámicos, que permitan una optimización conjunta con la participación en mercados de energía y servicios auxiliares, mejorando la rentabilidad global de las instalaciones más flexibles (con C-Rate alto). Esto implicaría investigar contratos de alquiler por periodos más cortos o con mayor variabilidad, que maximicen el valor total.

- **Exploración Profunda de Otros Servicios Auxiliares y Mercados de Capacidad:** Aunque el estudio ya ha incluido la regulación secundaria (aFRR) con un impacto significativo en la rentabilidad, se podría extender el análisis a otros servicios como la provisión de inercia virtual, clave para la estabilidad de la red con alta penetración renovable que aún presenta desafíos regulatorios para su remuneración. Asimismo, el seguimiento de la consolidación de los mercados de capacidad en España y la Unión Europea es esencial, ya que estos ofrecerán un marco de remuneración adicional por la disponibilidad de los BESS.
- **Optimización Multiobjetivo y Co-optimización de Parámetros:** En lugar de analizar el C-Rate y la relación PV/BESS mediante un análisis de sensibilidad, un futuro estudio podría integrar estos parámetros como variables de decisión en un problema de optimización multiobjetivo. Esto permitiría determinar la configuración óptima de la planta (tamaño de la batería, potencia del inversor, capacidad fotovoltaica) que maximice simultáneamente el beneficio económico y minimice otros factores, como el desgaste del equipo.

En suma, el presente Trabajo Fin de Máster sienta una base sólida para comprender la relevancia económica y operativa de los BESS en España. Las futuras líneas de investigación propuestas permitirán afinar el modelado, adaptarse a la evolución regulatoria y del mercado, y explorar nuevas vías de rentabilización que consoliden el almacenamiento energético como un pilar imprescindible para un sistema eléctrico flexible, seguro y descarbonizado.



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

Bibliografía

- [1] Instituto Goddard de Estudios Espaciales (GISS) de la NASA, <https://climate.nasa.gov/en-espanol/signos-vitales/temperatura-global/?intent=111>, Consultado: 28/01/2025.
- [2] The International Energy Agency (IEA), <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-greenhouse-gas-emissions-2000-2022>, Consultado: 28/01/2025.
- [3] Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea, «Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (Texto pertinente a efectos del EEE),» *Reglamento*, vol. Reglamento, págs. 1-427, 2018, Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32018R1999>, Consultado: 16/11/2024.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» *Planes, estrategias y hojas de ruta*, vol. Marco estratégico de energía y clima, págs. 1-427, 2020, Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf, Consultado: 16/11/2024.
- [5] «Red Eléctrica de España (REE),» Consultado: 16/02/2025.
- [6] S. Segawa, K. Ogimoto, H. Azuma, A. Isonaga y S. Fukutome, «Development of a maintenance scheduling method for power generators considering large penetration of variable renewable energy sources and system inertia,» *Electrical Engineering in Japan*, vol. 217, n.º 2, e23465, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1002/eej.23465>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/eej.23465>. dirección: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/eej.23465>.

- [7] N. K. M. S. Nanda Kumar y S. S. Dash, «Frequency Regulation of Microgrid with Renewable Sources Using Intelligent Adaptive Virtual Inertia Control Approach,» *Electric Power Components and Systems*, vol. 0, n.º 0, págs. 1-16, 2024. DOI: 10.1080/15325008.2023.2294487. eprint: <https://doi.org/10.1080/15325008.2023.2294487>. dirección: <https://doi.org/10.1080/15325008.2023.2294487>.
- [8] Jefatura del Estado, «Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 76, 41386 a 41545, 2022, Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/03/29/6>, Consultado: 08/02/2025.
- [9] Jefatura del Estado, «Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma,» vol. I. Disposiciones Generales, n.º 152, 89558 a 89622, 2022, Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-10557>, Consultado: 08/02/2025.
- [10] *Precios de la energía y seguridad del suministro. Consejo Europeo*, <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>, Consultado: 8/02/2025.
- [11] *La guerra en Ucrania repercute en todas las regiones del mundo. Fondo Monetario Internacional (FMI)*, <https://www.imf.org/es/Blogs/Articles/2022/03/15/blog-how-war-in-ukraine-is-reverberating-across-worlds-regions-031522>, Consultado: 8/02/2025.
- [12] *REPowerEU: Plan para reducir rápidamente la dependencia con respecto a los combustibles fósiles rusos y avanzar con rapidez en la transición ecológica. Comisión Europea*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131, Consultado: 8/02/2025.
- [13] *¿De dónde procede el gas de la UE?. Consejo Europeo*, <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/>, Consultado: 8/02/2025.
- [14] *International Energy Agency (IEA)*, Disponible en: <https://www.iea.org/reports/clean-energy-market-monitor-november-2024>, Consultado: 15/02/2025.
- [15] *International Energy Agency (IEA)*, Disponible en: <https://www.iea.org/>, Consultado: 15/02/2025.
- [16] *International Energy Agency (IEA)*, Disponible en: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>, Consultado: 15/02/2025.
- [17] «Red Eléctrica de España (REE),» Consultado: 15/02/2025.

- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Disponible en: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-electrico-independiente>, Consultado: 15/02/2025.
- [19] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Disponible en: <https://www.idae.es/index.php/ayudas-y-financiacion/programa-energias-renovables-innovadoras>, Consultado: 15/02/2025.
- [20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 340, 124893 a 124931, 2020, Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>, Consultado: 16/11/2024.
- [21] Jefatura del Estado, «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 121, 62009 a 62052, 2021, Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447, Consultado: 16/11/2024.
- [22] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Propuesta de Resolución por la que se establecen los patrones de funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento para la determinación de la capacidad de acceso a las redes de distribución.» *Consultas públicas*, vol. Energía, 2024, Disponible en: <https://www.cnmcc.es/consultas-publicas/energia/patrones-funcionamiento>, Consultado: 16/11/2024.
- [23] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Estrategia de Almacenamiento Energético.» *Planes, estrategias y hojas de ruta*, vol. Marco estratégico de energía y clima, págs. 1-116, 2021, Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf, Consultado: 16/11/2024.
- [24] Q. Hou, N. Zhang, E. Du, M. Miao, F. Peng y C. Kang, «Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China.» *Applied Energy*, vol. 242, págs. 205-215, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.067>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919304763>.
- [25] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker y J. B. Ekanayake, «Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System Considering the Duck Curve Phenomenon.» *IEEE Access*, vol. 8, págs. 197 236-197 248, 2020, ISSN: 2169-3536. DOI: [10.1109/ACCESS.2020.3034349](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3034349).
- [26] F. Gerini, Y. Zuo, R. Gupta et al., «Optimal grid-forming control of battery energy storage systems providing multiple services: Modeling and experimental validation.» *Electric Power Systems Research*, vol. 212, pág. 108 567, 2022, ISSN: 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108567>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622006496>.

- [27] N. Sharma y S. Sankar, «Modeling and Control of Battery Energy Storage System for Providing Grid Support Services,» en *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 2018, págs. 1-5. DOI: 10.1109/PSC.2018.8664018.
- [28] Z. Qiu, Y. Luo, Y. Wang, Y. Wang, Y. Mao y C. Li, «Battery Energy Storage Application: Regulation and Peak Shaving for a Photovoltaic-Equipped Community,» en *2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2022, págs. 2089-2094. DOI: 10.1109/EI256261.2022.10116200.
- [29] R. Hemmati, S. Mahdavi y M. A. Jirdehi, «Business plan together with techno-economic analysis for emerging cloud energy storage systems from the standpoint of the investor and consumers,» *Journal of Energy Storage*, vol. 83, pág. 110 624, 2024, ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110624>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24002081>.
- [30] C. Xiong, D. Luo y L. Han, «The Cost Efficiency of the Electricity Retailers with the Integration of the Cloud Energy Storage,» *International Journal of Energy Research*, vol. 2023, n.º 1, pág. 2 425 608, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1155/2023/2425608>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1155/2023/2425608>. dirección: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1155/2023/2425608>.
- [31] Jefatura del Estado, «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 310, 105198 a 105294, 2013, Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>, Consultado: 16/11/2024.
- [32] Jefatura del Estado, «Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 175, 105198 a 105294, 2020, Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>, Consultado: 16/11/2024.
- [33] Parlamento Europeo, Consejo de la Unión Europea, «Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) (Texto pertinente a efectos del EEE),» *Directiva*, n.º 157, 1 a 75, 2019, Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32019L0944>, Consultado: 16/11/2024.
- [34] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 21, 6953 a 6980, 2020, Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3>, Consultado: 16/11/2024.

- [35] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 187, 48722 a 48757, 2020, Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/07/07/647>, Consultado: 16/11/2024.
- [36] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. I. Disposiciones Generales, n.º 335, 120122 a 120317, 2020, Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/12/10/\(7\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/12/10/(7)), Consultado: 16/11/2024.
- [37] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 38: Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema y 92: Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. III. Otras disposiciones, n.º 76, 46501 a 46554, 2023, Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/res/2023/03/16/\(4\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2023/03/16/(4)), Consultado: 16/11/2024.
- [38] *GAMS (General Algebraic Modeling System)*, Disponible en: <https://www.gams.com/latest/docs/>, Consultado: 15/02/2025.
- [39] *Matlab (Matrix Laboratory)*, Disponible en: <https://es.mathworks.com/help/matlab/getting-started-with-matlab.html>, Consultado: 15/02/2025.
- [40] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Resolución de 28 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario,» *Boletín Oficial del Estado*, vol. III. Otras disposiciones, n.º 61, 33382 a 33561, 2025, Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/res/2025/02/28/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2025/02/28/(2)), Consultado: 16/11/2024.
- [41] Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE), «Inicio de la negociación cuarto-horaria en los mercados intradiarios y de la nueva tipología de ofertas en el mercado diario,» *Instrucciones*, n.º 1, 1 a 8, 2025, Disponible en: https://www.omie.es/sites/default/files/2025-03/instruccion_1_2025_es_1.pdf, Consultado: 16/11/2024.
- [42] Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE), «OMIE implementa con éxito la nueva tipología de ofertas en el mercado diario y la negociación cuarto-horaria en el mercado intradiario,» *Nota de prensa*, n.º 1, 2025, Disponible en: https://www.omie.es/sites/default/files/2025-03/250318_sco_15mtu_vf-es_0.pdf, Consultado: 16/11/2024.

- [43] *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en, Consultado: 15/02/2025.
- [44] *Redes Energéticas Nacionales (REN) Data Hub*, Disponible en: <https://datahub.ren.pt/en>, Consultado: 15/02/2025.
- [45] *Precios del Mercado Intradiario de Subastas en España, OMIE*, Disponible en: <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents=/Mercado%20Intradiario/1.%20Precios&dir=Precios%20del%20mercado%20intradiario%20de%20subastas%20en%20Espa%C3%B1a&readdir=marginalpibc>, Consultado: 15/02/2025.
- [46] *Precios Máximos, Mínimos y Medios ponderados para cada uno de los periodos en el Mercado Intradiario Continuo, OMIE*, Disponible en: https://www.omie.es/es/file-access-list?parents=/Mercado%20Intradiario%20Continuo/1.%20Precios&dir=Precios%20m%C3%A1ximos%2C%20m%C3%ADnimos%20y%20medios%20ponderados%20para%20cada%20uno%20de%20los%20periodos%20en%20el%20mercado%20intradiario%20continuo&readdir=precios_pibcic, Consultado: 15/02/2025.
- [47] *Curvas de Ofertas de Reserva de Regulación Secundaria aFRR, ESIOS*, Disponible en: https://api.esios.ree.es/archives/234/download?date_type=publicacion&end_date=2025-05-31T23%3A59%3A59%2B00%3A00&locale=es&start_date=2024-10-01T00%3A00%3A00%2B00%3A00, Consultado: 15/02/2025.
- [48] G. Kayakutlu y M. Ö. Kayalica, *Decision Making Using AI in Energy and Sustainability: Methods and Models for Policy and Practice* (Applied Innovation and Technology Management Series), eng, First edition. Cham, Switzerland: Springer, Springer Nature Switzerland AG, 2023, ISBN: 3-031-38387-7.